

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

SKONSOLIDOWANY RAPORT KWARTALNY

ZA III KWARTAŁ 2016 ROKU

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Bartłomiej Dujczyński – Członek Zarządu

Warszawa, 8 listopada 2016 roku

Spis treści

A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	4
1. Łączny rachunek zysków i strat za 3 kwartały zakończone 30 września 2016 roku	5
2. Struktura organizacyjna Grupy	9
3. Strategia rozwoju Grupy	9
B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 30 WRZEŚNIA 2016 ROKU	10
1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	16
1.1 Czas trwania Spółki i jednostek Grupy Kapitałowej	16
1.2 Wskazanie okresów, za które prezentowane jest śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe	16
1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego	16
1.4 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania	16
2. Segmenty operacyjne	17
3. Pozostałe noty	20
3.1 Przychody ze sprzedaży	20
3.2 Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	20
3.3 Koszty wg rodzaju	20
3.4 Pozostałe przychody operacyjne	21
3.5 Pozostałe koszty operacyjne	21
3.6 Przychody finansowe	22
3.7 Koszty finansowe	22
3.8 Przepływy środków pieniężnych	22
3.9 Wartość firmy	23
4. Objasnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności emitenta w prezentowanym okresie	24
5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki	24
6. Zmiany wielkości szacunkowych	25
7. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych	26
8. Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane	26
9. Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego	27
10. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej z uwzględnieniem informacji w zakresie:	27
11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązanymi	28
12. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń i gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta	28
13. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta ²⁹	
14. Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	29
15. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym	29
15.1 Ryzyko stopy procentowej	29
15.2 Ryzyko walutowe	30
15.3 Ryzyko kredytowe	30
15.4 Ryzyko związane z płynnością	31
16. Zarządzanie kapitałem	31

17.	Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieuwzględnionych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe emitenta ³²	
C.	POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	33
1.	Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w śródrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym	34
2.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących	36
3.	Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym w stosunku do wyników	39
4.	Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe	39
5.	Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu emitenta na dzień przekazania raportu kwartalnego wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego	40
6.	Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności	40
7.	Informacje ogólne	40
8.	Skład osobowy Zarządu oraz Rady Nadzorczej jednostki dominującej	41
9.	Otoczenie prawne	42
9.1	Wprowadzenie	42
9.2	Podstawowe regulacje dotyczące sektora energetycznego	42
9.3	Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej	50
9.4	Służebność przesyłu	50
9.5	Korytarze przesyłowe	51
9.6	Ochrona środowiska	51
D.	KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A.	57

**A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU
KWARTALNEGO**

1. Łączny rachunek zysków i strat za 3 kwartały zakończone 30 września 2016 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat za trzy kwartały 2016 roku.

Za okres trzech kwartałów Grupa Polenergia osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszące odpowiednio 155,3 mln PLN oraz 23,7 mln PLN, co stanowi spadek w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 8,2 mln PLN (-5%) i 40,0 mln PLN (-63%).

Wyniki Grupy Polenergia (mPLN)	9M 2016	9M 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]	3 kwartał 2016	3 kwartał 2015	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	2 133,8	1 953,6	180,2		792,2	648,6	143,5	
Przychody z tytułu świadczeń pochodzenia	22,4	78,7	(56,3)		(2,4)	28,3	(30,8)	
Przychody ze sprzedaży	2 156,3	2 032,3	123,9		789,8	677,0	112,8	
w tym Segment obrotu	1 705,2	1 517,7	187,5		659,5	511,8	147,7	
Koszt własny sprzedaży	(2 064,8)	(1 913,8)	(151,0)		(776,3)	(640,0)	(136,3)	
w tym Segment obrotu	(1 703,5)	(1 506,4)	(197,1)		(659,9)	(508,4)	(151,5)	
Zysk brutto ze sprzedaży	91,5	118,5	(27,0)	-23%	13,4	36,9	(23,5)	-64%
Pozostałe przychody operacyjne	6,4	6,3	0,0		1,7	3,5	(1,7)	
Koszty ogólnego zarządu	(23,2)	(23,7)	0,5		(6,7)	(8,8)	2,0	
Pozostałe koszty operacyjne	(104,9)	(2,8)	(102,1)		(49,0)	(0,7)	(48,4)	
Zysk operacyjny (EBIT)	(30,2)	98,3	(128,6)		(40,6)	31,0	(71,5)	
Amortyzacja	85,6	63,2	22,4		29,4	21,6	7,8	
Odpis aktualizujący development	102,9	-	102,9		48,6	-	48,6	
EBITDA	158,2	161,5	(3,3)	-2%	37,5	52,6	(15,1)	-29%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(2,0)	1,8	(3,9)		(0,7)	0,6	(1,3)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	0,2	(0,2)		-	0,0	(0,0)	
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(0,8)	-	(0,8)		-	-	-	
Skorygowana EBITDA*	155,3	163,5	(8,2)	-5%	36,8	53,2	(16,5)	-31%
Przychody finansowe	7,0	5,8	1,2		1,3	0,9	0,4	
Koszty finansowe	(48,0)	(34,2)	(13,8)		(15,9)	(11,3)	(4,6)	
Zysk (Strata) brutto	(71,3)	69,9	(141,2)		(55,1)	20,6	(75,7)	
Podatek dochodowy	(2,9)	(17,2)	14,3		6,0	(3,8)	9,8	
Zysk (Strata) netto	(74,2)	52,7	(126,9)		(49,2)	16,7	(65,9)	
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	4,5	7,6	(3,1)		1,5	2,5	(1,0)	
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	0,5	(0,3)	0,8		(0,6)	0,2	(0,8)	
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	1,7	3,6	(1,8)		0,7	1,2	(0,4)	
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	-	0,1	(0,1)		-	0,0	(0,0)	
Odpis aktualizujący development	96,5	-	96,5		42,3	-	42,3	
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(5,3)	-	(5,3)		-	-	-	
Skorygowany Zysk Netto*	23,7	63,8	(40,0)		(5,3)	20,7	(25,9)	
Skorygowana Marża EBITDA	7,2%	8,0%	-0,8%		4,7%	7,9%	-3,2%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	160,2	158,4	1,8		39,1	51,6	(12,5)	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	35,5%	30,8%	4,7%		30,0%	31,2%	-1,2%	

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

Segment energetyki wiatrowej zanotował spadek EBITDA (narastająco o 10,7 mln PLN, w samym trzecim kwartale wynik był gorszy o 10,3 mln PLN), przede wszystkim w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów oraz gorszych warunków wietrznych. Efekt ten został częściowo skompensowany ujęciem wyników farm wiatrowych Mycielin (o mocy 48 MW) oraz Skurpie (43,7 MW), które nie funkcjonowały w pełni w analogicznym okresie 2015 roku. Ponadto, w FW Łukaszów i Modlikowice dokonano redukcji kosztów operacyjnych w wyniku renegotjacji umowy serwisowej turbin. W kolejnych kwartałach planowane są dalsze redukcje w innych farmach.

Wynik operacyjny segmentu energetyki konwencjonalnej był w trzecim kwartale nieznacznie wyższy od wyniku ubiegłorocznego. W ujęciu narastającym wzrost wyniósł 9,5 mln PLN, głównie w związku z aktualizacją (w pierwszym kwartale) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO2 dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020.

Zgodnie z Polityką Rachunkowości Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna (ENS), zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015) zostały ujęte w bieżącym okresie, stąd relatywnie wysoki wynik operacyjny w pierwszym kwartale 2016. Z perspektywy trzeciego kwartału

wynik segmentu był lepszy o 1,7 mln PLN, co było głównie spowodowane wyższą korektą rekompensaty gazowej.

Wynik segmentu dystrybucji był w ujęciu narastającym wyższy (3,5 mln PLN) niż w analogicznym okresie roku ubiegłego, co było w głównej mierze spowodowane rozwiązaniem rezerw na rozliczenia z kontrahentem w pierwszym kwartale. W ujęciu trzeciego kwartału wyniki były na zbliżonym poziomie.

EBITDA segmentu obrotu osiągnięta od początku roku, jak i w trzecim kwartale 2016 roku jest gorsza od ubiegłorocznej (o odpowiednio 9,9 mln PLN i 4,0 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów, co wpłynęło na pogorszenie rentowności ich portfela. Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu gazem.

Wynik segmentu biomasy na poziomie EBITDA był w trzecim kwartale gorszy (1,9 mln PLN) od rezultatów osiągniętych w roku ubiegłym, ze względu na niższy wolumen sprzedaży. W ujęciu narastającym negatywne odchylenie wynosi -2,2 mln PLN.

Należy zwrócić uwagę, na poprawę wyników narastająco w obszarze kosztów zarządzania Grupą związaną z powziętym programem oszczędnościowym. Gorszy r/r wynik trzeciego kwartału był rezultatem rozliczania odpraw przez 2016 rok oraz wysokiej bazy roku 2015 (efekt zdarzeń jednorazowych).

W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń skorygowana marża EBITDA narastająco wyniosła 7,2% i była niższa od ubiegłorocznej. W samym trzecim kwartale marża wyniosła 4,7% i spadła w stosunku do ubiegłego roku głównie w wyniku spadku cen certyfikatów obciążającym wynik segmentów obrotu oraz wiatru.

Marża EBITDA na wyniku skorygowanym z wyłączeniem działalności obrotu (segment ten charakteryzuje się relatywnie niską marżą jednostkową przy bardzo wysokim wolumenie transakcji) wzrosła w omawianym okresie o ponad 4 p.p. do 35,5%, a w samym trzecim kwartale spadła o ponad 1 p.p. do 30,0%.

Niższy wynik z działalności finansowej jest związany głównie ze wzrostem kosztów odsetek wynikającym z uruchomienia nowych projektów.

Ponadto, na poziomie zysku netto wynik został obciążony odpisami aktualizującymi wartość projektów (farm wiatrowych w developmencie i należności co było związane z wejściem w życie tzw. ustawy odległościowej oraz gazociągu Bernau-Szczecin).

Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 października 2015 roku do 30 września 2016 roku) wyniosła 214,7 mln PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 30 września 2016 roku wynoszącego 786,6 mln PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 3,66x.

Równoległe z bieżącą działalnością operacyjną kontynuowano prace nad rozwojem nowych projektów. W szczególności, w lipcu projekt Bałtk Środkowy III otrzymał Decyzję Środowiskową wydaną przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku.

Trwa także przygotowanie projektów elektrowni wiatrowych na lądzie do udziału w systemie aukcyjnym.

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy narastająco oraz w trzecim kwartale 2016 roku w podziale na segmenty działalności.

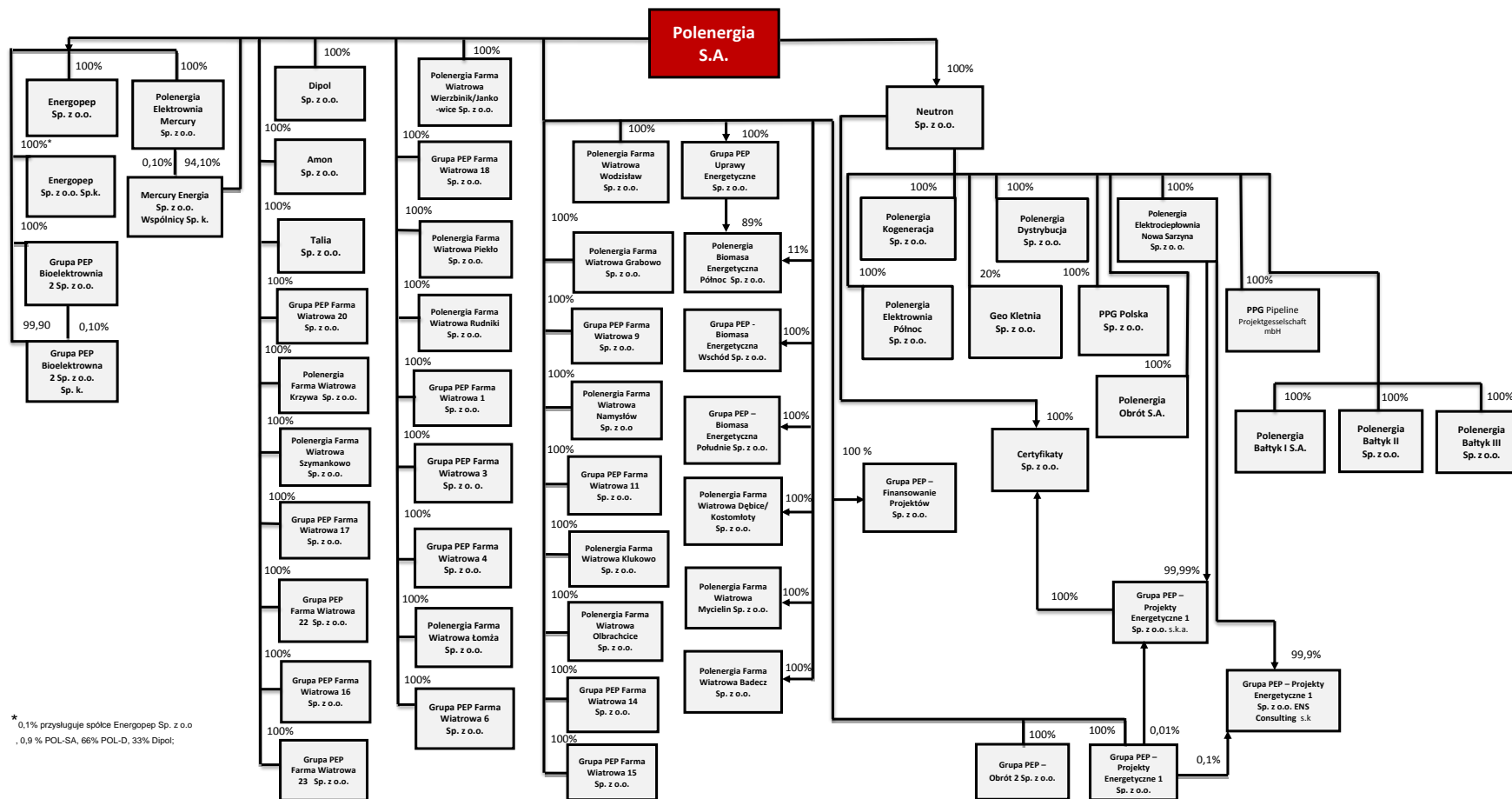
9M 2016 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	100,9	207,7	1 705,2	99,2	37,5	0,0	3,7	2,0	2 156,3
Koszty operacyjne	(88,1)	(140,4)	(1 703,5)	(82,1)	(33,8)	(0,5)	(8,9)	(7,6)	(2 064,8)
w tym amortyzacja	(56,0)	(14,8)	(0,0)	(3,1)	(3,0)	-	(1,1)	(7,6)	(85,6)
Zysk brutto ze sprzedaży	12,8	67,3	1,6	17,1	3,7	(0,5)	(5,1)	(5,6)	91,5
Marża zysku brutto ze sprzedaży	12,7%	32,4%	0,1%	17,2%	9,9%	"n/a"	-138,4%	-271,8%	4,2%
Koszty ogólnego zarządu	(2,7)	(5,1)	(7,2)	(3,8)	(1,2)	(0,3)	(2,9)	-	(23,2)
Pozostała działalność operacyjna	3,2	(0,8)	0,6	0,0	0,6	(103,0)	0,8	-	(98,5)
w tym odpis aktualizujący development						(102,9)			(102,9)
Zysk z działalności operacyjnej	13,3	61,5	(4,9)	13,3	3,1	(103,7)	(7,3)	(5,6)	(30,2)
EBITDA	69,3	76,3	(4,9)	16,4	6,1	(0,9)	(6,2)	2,0	158,2
Marża EBITDA	68,6%	36,7%	-0,3%	16,5%	16,3%	"n/a"	-166,5%	100,0%	7,3%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(2,0)	(2,0)
Efekt sprzedaży EC Zakrzów							(0,8)		(0,8)
Skorygowana EBITDA	69,3	76,3	(4,9)	16,4	6,1	(0,9)	(7,0)	-	155,3
Marża na skorygowanej EBITDA	68,6%	36,7%	-0,3%	16,5%	16,3%	"n/a"	-188,3%	0,0%	7,2%
Wynik na działalności finansowej	(40,3)	(4,7)	(1,1)	(1,2)	(0,6)	(0,0)	6,9	-	(41,1)
Zysk (Strata) brutto	(27,0)	56,7	(6,0)	12,1	2,5	(103,7)	(0,4)	(5,6)	(71,3)
Podatek dochodowy									(2,9)
Zysk (strata) netto za okres									(74,2)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia									4,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,5
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									1,7
Odpis aktualizujący development									96,5
Efekt sprzedaży EC Zakrzów									(5,3)
Skorygowany Zysk Netto									23,7

9M 2015 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	98,5	247,6	1 517,7	119,1	45,5	0,3	1,6	2,0	2 032,3
Koszty operacyjne	(55,6)	(188,5)	(1 506,4)	(105,6)	(40,4)	(0,8)	(5,0)	(11,4)	(1 913,8)
w tym amortyzacja	(35,0)	(13,7)	(0,0)	(2,9)	(3,0)	-	(1,0)	(7,6)	(63,2)
Zysk brutto ze sprzedaży	42,9	59,1	11,3	13,5	5,2	(0,5)	(3,4)	(9,4)	118,5
Marża zysku brutto ze sprzedaży	43,5%	23,9%	0,7%	11,3%	11,3%	-147,6%	"n/a"	"n/a"	5,8%
Koszty ogólnego zarządu	(1,6)	(5,2)	(6,4)	(3,6)	(0,7)	(0,5)	(5,7)	-	(23,7)
Pozostała działalność operacyjna	3,7	(0,9)	0,2	0,1	0,9	(0,2)	(0,2)	-	3,5
Zysk z działalności operacyjnej	45,0	53,0	5,0	10,0	5,3	(1,2)	(9,4)	(9,4)	98,3
EBITDA	80,0	66,7	5,1	12,9	8,3	(1,2)	(8,4)	(1,8)	161,5
Marża EBITDA	81,2%	27,0%	0,3%	10,8%	18,3%	-390,3%	"n/a"	"n/a"	7,9%
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania							0,2		0,2
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								1,8	1,8
Skorygowana EBITDA	80,0	66,7	5,1	12,9	8,3	(1,2)	(8,2)	-	163,5
Marża na skorygowanej EBITDA	81,2%	27,0%	0,3%	10,8%	18,3%	-390,3%	"n/a"	"n/a"	8,0%
Wynik na działalności finansowej	(22,6)	(6,6)	(1,0)	(1,3)	(0,8)	0,1	3,9	-	(28,4)
Zysk (Strata) brutto	22,4	46,4	4,0	8,6	4,5	(1,1)	(5,5)	(9,4)	69,9
Podatek dochodowy									(17,2)
Zysk (strata) netto za okres									52,7
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									7,6
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									(0,3)
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									3,6
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania									0,1
Skorygowany Zysk Netto									63,8
Skorygowana EBITDA rdr	(10,7)	9,5	(9,9)	3,5	(2,2)	0,4	1,2	-	(8,2)

3 kwartał 2016 roku (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	19,6	65,6	659,5	33,9	10,0	0,0	0,5	0,7	789,8
Koszty operacyjne	(31,5)	(42,0)	(659,9)	(28,9)	(9,5)	(0,1)	(1,8)	(2,5)	(776,3)
w tym amortyzacja	(19,6)	(5,0)	(0,0)	(1,0)	(1,0)	-	(0,3)	(2,5)	(29,4)
Zysk brutto ze sprzedaży	(11,8)	23,6	(0,4)	4,9	0,5	(0,1)	(1,3)	(1,9)	13,4
Marża zysku brutto ze sprzedaży	-60,4%	35,9%	-0,1%	14,6%	4,8%	"n/a"	-276,4%	-271,8%	1,7%
Koszty ogólnego zarządu	0,9	(1,5)	(2,4)	(1,4)	0,1	0,3	(2,7)	-	(6,7)
Pozostała działalność operacyjna	1,1	(0,2)	0,4	(0,1)	0,2	(48,7)	(0,1)	-	(47,3)
w tym odpis aktualizujący development						(48,6)			(48,6)
Zysk z działalności operacyjnej	(9,8)	21,9	(2,4)	3,5	0,8	(48,5)	(4,1)	(1,9)	(40,6)
EBITDA	9,7	26,9	(2,4)	4,5	1,8	0,1	(3,9)	0,7	37,5
Marża EBITDA	49,7%	41,0%	-0,4%	13,3%	17,5%	"n/a"	-797,1%	100,0%	4,7%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(0,7)	(0,7)
Efekt sprzedaży EC Zakrzów									-
Skorygowana EBITDA	9,7	26,9	(2,4)	4,5	1,8	0,1	(3,9)	-	36,8
Marża na skorygowanej EBITDA	49,7%	41,0%	-0,4%	13,3%	17,5%	"n/a"	-797,1%	0,0%	4,7%
Wynik na działalności finansowej	(13,8)	(1,5)	(0,4)	(0,5)	(0,2)	0,0	1,7	-	(14,6)
Zysk (Strata) brutto	(23,6)	20,4	(2,8)	3,0	0,6	(48,5)	(2,4)	(1,9)	(55,1)
Podatek dochodowy									6,0
Zysk (strata) netto za okres									(49,2)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia									1,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									(0,6)
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									0,7
Odpis aktualizujący development									42,3
Efekt sprzedaży EC Zakrzów									-
Skorygowany Zysk Netto									(5,3)

3 kwartał 2015 roku (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	27,1	80,4	511,8	39,8	14,1	0,1	1,6	2,0	677,0
Koszty operacyjne	(19,7)	(57,6)	(508,4)	(35,2)	(11,7)	(0,4)	(2,0)	(5,2)	(640,0)
w tym amortyzacja	(12,4)	(4,4)	(0,0)	(0,9)	(1,0)	-	(0,4)	(2,5)	(21,6)
Zysk brutto ze sprzedaży	7,4	22,8	3,4	4,7	2,4	(0,3)	(0,4)	(3,1)	36,9
Marża zysku brutto ze sprzedaży	27,5%	28,4%	0,7%	11,7%	16,9%	-251,0%	"n/a"	"n/a"	5,5%
Koszty ogólnego zarządu	(1,0)	(1,7)	(2,0)	(1,3)	(0,2)	(0,2)	(2,4)	-	(8,8)
Pozostała działalność operacyjna	1,2	(0,4)	0,2	0,8	0,5	0,0	0,4	-	2,8
Zysk z działalności operacyjnej	7,7	20,8	1,6	4,1	2,7	(0,4)	(2,3)	(3,1)	31,0
EBITDA	20,0	25,2	1,6	5,1	3,7	(0,4)	(1,9)	(0,6)	52,6
Marża EBITDA	73,9%	31,3%	0,3%	12,8%	25,9%	-397,1%	"n/a"	"n/a"	7,8%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								0,6	0,6
Skorygowana EBITDA	20,0	25,2	1,6	5,1	3,7	(0,4)	(1,9)	-	53,2
Marża na skorygowanej EBITDA	73,9%	31,3%	0,3%	12,8%	25,9%	-397,1%	"n/a"	"n/a"	7,9%
Wynik na działalności finansowej	(8,3)	(2,1)	(0,3)	(0,3)	(0,2)	0,1	0,8	-	(10,4)
Zysk (Strata) brutto	(0,7)	18,6	1,3	3,8	2,5	(0,3)	(1,5)	(3,1)	20,6
Podatek dochodowy									(3,8)
Zysk (strata) netto za okres									16,7
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									2,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,2
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									1,2
Skorygowany Zysk Netto									20,7
Skorygowana EBITDA rdr	(10,3)	1,7	(4,0)	(0,6)	(1,9)	0,5	(1,9)	-	(16,5)

2. Struktura organizacyjna Grupy



3. Strategia rozwoju Grupy

Strategia rozwoju Grupy i opis jej działalności został zaprezentowany na stronie internetowej Spółki w sekcji Inwestorzy/Prezentacje: <http://www.polenergia.pl/pol/pl/prezentacje>.

**B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA
OKRES 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 30 WRZEŚNIA 2016 ROKU**

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY BILANS
Na dzień 30 września 2016 roku
A k t y w a

	30.09.2016	31.12.2015
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 350 313	2 447 691
1. Rzeczowe aktywa trwałe	2 091 357	2 192 218
2. Wartości niematerialne	41 552	49 469
3. Wartość firmy jednostek podporządkowanych	184 625	184 619
4. Aktywa finansowe	12 274	5 817
5. Należności długoterminowe	4 711	4 577
6. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	15 742	10 912
7. Rozliczenia międzyokresowe	52	79
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	587 877	750 679
1. Zapasy	38 327	47 040
2. Należności z tytułu dostaw i usług	117 820	158 513
3. Należności z tytułu podatku dochodowego	4 035	2 776
4. Pozostałe należności krótkoterminowe	17 715	64 621
5. Rozliczenia międzyokresowe	5 055	11 416
6. Krótkoterminowe aktywa finansowe	62 886	104 217
7. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	342 039	362 096
A k t y w a r a z e m	2 938 190	3 198 370

P a s y w a

	30.09.2016	31.12.2015
I. Kapitał własny	1 302 423	1 397 251
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	1 301 513	1 396 298
1. Kapitał zakładowy	90 887	90 887
2. Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	765 810	786 134
3. Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
4. Pozostałe kapitały rezerwowe	398 480	378 069
5. Zysk z lat ubiegłych	106 831	60 350
6. Zysk (Strata) netto	(74 158)	67 370
7. Różnice kursowe z przeliczenia	456	281
Udziały niedające kontroli	910	953
II. Zobowiązania długoterminowe	1 256 833	1 302 808
1. Kredyty bankowe i pożyczki	1 028 839	1 026 551
2. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	67 411	66 242
3. Rezerwy	994	2 207
4. Rozliczenia międzyokresowe	59 953	63 161
5. Pozostałe zobowiązania	99 636	144 647
III. Zobowiązania krótkoterminowe	378 934	498 311
1. Kredyty bankowe i pożyczki	99 775	121 336
2. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	129 984	178 347
3. Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	629	6 670
4. Pozostałe zobowiązania	128 134	166 301
5. Rezerwy	3 192	4 216
6. Rozliczenia międzyokresowe	17 220	21 441
P a s y w a r a z e m	2 938 190	3 198 370

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2016 roku

	Noty	niebadany		niebadany	
		Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
		30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
Przychody ze sprzedaży energii, ciepła, gazu i inne	3.1	2 133 812	1 953 582	792 181	648 641
Przychody ze sprzedaży z tytułu świadectw pochodzenia	3.2	22 442	78 739	(2 421)	28 334
Przychody ze sprzedaży		2 156 254	2 032 321	789 760	676 975
Koszt własny sprzedaży	3.3	(2 064 792)	(1 913 813)	(776 318)	(640 028)
Zysk brutto ze sprzedaży		91 462	118 508	13 442	36 947
Pozostałe przychody operacyjne	3.4	6 893	6 888	1 873	3 534
Koszty sprzedaży	3.3	(538)	(562)	(127)	(81)
Koszty ogólnego zarządu	3.3	(23 165)	(23 709)	(6 731)	(8 767)
Pozostałe koszty operacyjne	3.5	(104 893)	(2 785)	(49 023)	(654)
Przychody finansowe	3.6	6 986	5 828	1 317	872
Koszty finansowe	3.7	(48 045)	(34 225)	(15 875)	(11 295)
Zysk (Strata) brutto		(71 300)	69 943	(55 124)	20 556
Podatek dochodowy		(2 901)	(17 206)	5 970	(3 825)
Zysk (Strata) netto		(74 201)	52 737	(49 154)	16 731
Zysk (Strata) netto przypisany:		(74 201)	52 737	(49 154)	16 731
Akcjonariuszom jednostki dominującej		(74 158)	52 710	(49 156)	16 721
Akcjonariuszom niekontrolującym		(43)	27	2	10
Zysk na jedną akcję:					
Średnia ważona liczba akcji zwykłych		45 443 547	45 443 547	45 443 547	45 443 547
- podstawowy/rozwodniony zysk (strata) za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej		-1,63	1,16	-1,08	0,37
- podstawowy z zysku z działalności kontynuowanej za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej		-1,63	1,16	-1,08	0,37

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2016 roku

	niebadany		niebadany	
	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
Zysk (Strata) netto za okres	(74 201)	52 737	(49 154)	16 731
Inne całkowite dochody, które mogą zostać przekwalifikowane do rachunku zysków i strat po spełnieniu określonych warunków				
- Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	1 921	(3 857)	1 200	(1 893)
- Różnice kursowe z przeliczenia	175	-	(389)	-
Inne całkowite dochody netto	2 096	(3 857)	811	(1 893)
CAŁKOWITE DOCHODY ZA OKRES	(72 105)	48 880	(48 343)	14 838
Całkowity dochód za okres:	(72 105)	48 880	(48 343)	14 838
Akcjonariuszom jednostki dominującej	(72 062)	48 853	(48 345)	14 828
Akcjonariuszom niekontrolującym	(43)	27	2	10

DODATKOWE DANE

Skorygowana EBITDA i Skorygowany zysk netto – mierniki nie wynikające ze standardów rachunkowości

Poziom zysk EBITDA, skorygowana EBITDA oraz skorygowany zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej nie są zdefiniowane przez MSSF i mogą być wyliczane inaczej przez inne podmioty.

EBITDA i Skorygowana EBITDA

	niebadany		niebadany	
	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
Zysk (Strata) brutto	(71 300)	69 943	(55 124)	20 556
Przychody finansowe	(6 986)	(5 828)	(1 317)	(872)
Koszty finansowe	48 045	34 225	15 875	11 295
Amortyzacja	85 551	63 174	29 369	21 615
Odpis aktualizujący związany z developmentem	102 861	-	48 648	-
EBITDA	158 171	161 514	37 451	52 594
Koszty pozyskania finansowania	-	173	-	30
Rozliczenie ceny nabycia:				
Wycena kontraktów długoterminowych	(2 043)	1 809	(681)	603
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(813)	-	-	-
Skorygowana EBITDA	155 315	163 496	36 770	53 227

Skorygowany zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

	niebadany		niebadany	
	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
ZYSK (STRATA) NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	(74 158)	52 710	(49 156)	16 721
(Zysk) Strata z tytułu różnic kursowych niezrealizowanych	494	(262)	(617)	214
(Przychody) koszty z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	1 720	3 557	715	1 150
Koszty pozyskania finansowania	-	140	-	24
Odpis aktualizujący związany z developmentem	96 517	-	42 304	-
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	(5 285)	-	-	-
Rozliczenie ceny nabycia:				
Amortyzacja	7 596	7 596	2 532	2 532
Wycena kontraktów długoterminowych	(2 043)	1 809	(681)	603
Podatek	(1 053)	(1 791)	(351)	(597)
Skorygowany ZYSK (STRATA) NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki	23 788	63 759	(5 254)	20 647

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2016 roku

	Noty	Za okres 9 miesięcy zakończony	
		30.09.2016	30.09.2015
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
I.Zysk (Strata) brutto		(71 300)	69 943
II.Korekty razem		202 417	127 353
1.Amortyzacja	3.3	85 551	63 174
2.Strata z tytułu różnic kursowych		629	(61)
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)		36 103	24 767
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej		90 912	4 347
5. Podatek dochodowy		(13 123)	(11 886)
6.Zmiana stanu rezerw	3.8	(2 201)	569
7.Zmiana stanu zapasów	3.8	8 806	(3 892)
8.Zmiana stanu należności	3.8	120 935	23 100
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	3.8	(120 711)	30 708
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	3.8	(4 687)	(3 639)
11. Inne korekty		203	166
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)		131 117	197 296
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
I. Wpływy		5 142	1 041
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		1 551	221
2. Z aktywów finansowych, w tym:		-	820
a) spłata udzielonych pożyczek długoterminowych		-	662
b) odsetki		-	148
c) inne wpływy z aktywów finansowych		-	10
3. Środki pieniężne w wyniku zbycia jednostki zależnej		3 591	-
II.Wydatki		75 336	375 633
1. Nabycie rzeczowych aktywów trwałych		74 937	375 108
2. Na aktywa finansowe, w tym:		399	525
a) nabycie aktywów finansowych		82	45
b) udzielone pożyczki długoterminowe		317	480
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)		(70 194)	(374 592)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
I.Wpływy		81 146	270 437
1.Kredyty i pożyczki		81 146	270 437
II.Wydatki		162 170	108 953
1.Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli		22 722	-
2.Spłaty kredytów i pożyczek		99 873	80 636
3.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego		1 263	748
4.Odsetki		38 121	24 514
5.Inne wydatki finansowe		191	3 055
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)		(81 024)	161 484
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)		(20 101)	(15 812)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:		(20 057)	(15 820)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych		44	(8)
F.Środki pieniężne na początek okresu		362 096	416 809
G.Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:		342 039	400 989
- o ograniczonej możliwości dysponowania	3.8	102 428	120 543

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
Prezentacja zewnętrznych źródeł finansowania - kredyty bankowe (sprawozdanie z przepływów środków pieniężnych)		
poz. C.I.2 Wpływy z kredytów i pożyczek	81 146	270 437
poz. C.II.2 Spłaty z kredytów i pożyczek	(99 873)	(80 636)
Zmiana zewnętrznych źródeł finansowania, w tym	(18 727)	189 801
zaciągnięcie netto kredytów inwestycyjnych	20 347	205 563
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu VAT	(32 011)	(7 349)
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu bieżącego	(7 063)	(8 413)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2016 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	(Strata) netto	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	Udział niekontrolujący	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2016 roku	90 887	786 134	13 207	378 069	127 720	-	281	1 396 298	953	1 397 251
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy										
- Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(74 158)	-	(74 158)	(43)	(74 201)
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	1 921	-	-	175	2 096	-	2 096
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym										
- Podział wyniku finansowego	-	(20 324)	-	41 213	(20 889)	-	-	-	-	-
- Wypłata dywidendy	-	-	-	(22 723)	-	-	-	(22 723)	-	(22 723)
Na dzień 30 września 2016 roku	90 887	765 810	13 207	398 480	106 831	(74 158)	456	1 301 513	910	1 302 423

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	Udział niekontrolujący	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2015 roku	90 887	802 909	13 207	372 427	53 533	-	73	1 333 036	948	1 333 984
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy										
- Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	52 710	-	52 710	27	52 737
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	3 857	-	-	-	3 857	-	3 857
- Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	-	-	-	133	133	-	133
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym										
- Emisja akcji	-	(684)	-	-	-	-	-	(684)	-	(684)
- Podział wyniku finansowego	-	(16 091)	-	9 274	6 817	-	-	-	-	-
Na dzień 30 września 2015 roku	90 887	786 134	13 207	385 558	60 350	52 710	206	1 389 052	975	1 390 027

1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

1.1 Czas trwania Spółki i jednostek Grupy Kapitałowej

Czas trwania Spółki, jak również wszystkich jednostek z nią powiązanych jest nieograniczony.

1.2 Wskazanie okresów, za które prezentowane jest śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2016 roku i zawiera porównywalne dane finansowe za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2015 roku. Rachunek zysków i strat oraz noty do rachunku zysków i strat obejmują dane za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2016 roku oraz dane porównawcze za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2015 roku.

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuacji działalności gospodarczej przez Spółkę i jednostki Grupy Kapitałowej w dającej się przewidzieć przyszłości, to jest w okresie co najmniej 12 miesięcy po dniu bilansowym, czyli po dniu 30 września 2016 roku.

1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Zarząd jednostki dominującej w dniu 8 listopada 2016 roku.

1.4 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało przygotowane zgodnie z Międzynarodowym Standardem Rachunkowości nr 34 i obejmuje okres 9 miesięcy od 1 stycznia do 30 września 2016 roku i okres porównywalny od 1 stycznia do 30 września 2015 roku, a dla bilansu na dzień 31 grudnia 2015. Śródroczne skrócone sprawozdania finansowe za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2016 roku nie podlegały przeglądowi biegłego rewidenta, a dane porównywalne za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2015 zostały zbadane przez biegłego rewidenta.

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, z wyjątkiem następujących istotnych pozycji bilansu:

- pochodnych instrumentów finansowych wycenionych w wartości godziwej,

MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („RMSR”) oraz Komisję ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej („KIMSF”).

Niektóre jednostki Grupy prowadzą swoje księgi rachunkowe zgodnie z polityką (zasadami) rachunkowości określonymi przez Ustawę z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości („Ustawa”) z późniejszymi zmianami i wydanymi na jej podstawie przepisami („polskie standardy rachunkowości”). Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera korekty nie zawarte w księgach rachunkowych jednostek Grupy wprowadzone w celu doprowadzenia sprawozdań finansowych tych jednostek do zgodności z MSSF.

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie obejmuje wszystkich informacji oraz ujawnień wymaganych w rocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym i należy je czytać łącznie ze skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy za rok zakończony 31 grudnia 2015.

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy zastosowaniu tych samych zasad rachunkowości i metod obliczeń jakie były stosowane w ostatnim rocznym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2015 roku.

Szereg nowych Standardów, zmian do Standardów i Interpretacji nie jest jeszcze obowiązujących dla okresów rocznych kończących się 31 grudnia 2015 r. i nie zostały one zastosowane w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Żadne spośród nowych Standardów, zmian do Standardów i Interpretacji nie będą miały istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe Grupy.

2. Segmenty operacyjne

Dla celów zarządczych Grupa dokonała analizy mającej na celu identyfikację segmentów. W wyniku tej analizy wyodrębniono następujące segmenty operacyjne, które są takie same jak segmenty sprawozdawcze:

- segment energetyka konwencjonalna polegający na produkcji ciepła i energii elektrycznej,
- segment działalności deweloperskiej i wdrożeniowej, polegający na dewelopmencie i budowie farm wiatrowych, elektrowni konwencjonalnej i rurociągu gazowego,
- segment energetyki wiatrowej, polegający na produkcji energii elektrycznej,
- segment biomasy polegający na produkcji peletu z roślin energetycznych,
- segment dystrybucji polegający na dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej klientom komercyjnym, przemysłowym oraz indywidualnym,
- segment obrotu energią elektryczną i świadectwami pochodzenia.

Alokacja do powyższych segmentów nie uległa zmianie, ale w związku z nabyciem Grupy Neutron działalność Grupy rozszerzyła się o nowe segmenty.

Zarząd monitoruje oddzielnie wyniki operacyjne segmentów w celu podejmowania decyzji dotyczących alokacji zasobów, oceny skutków tej alokacji oraz wyników działalności. Podstawą oceny wyników działalności jest zysk lub strata na działalności operacyjnej plus amortyzacja, które w pewnym zakresie, jak wyjaśniono w tabeli poniżej, są mierzone inaczej niż zysk lub strata na działalności operacyjnej w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Podatek dochodowy jest monitorowany na poziomie Grupy i nie ma miejsca jego alokacja do segmentów. Aktywa niealokowane stanowią środki pieniężne Spółki.

Ceny transakcyjne stosowane przy transakcjach pomiędzy segmentami operacyjnymi są ustalane na zasadach rynkowych podobnie jak przy transakcjach ze stronami niepowiązanymi. Wszystkie korekty konsolidacyjne są alokowane do poszczególnych segmentów.

Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych to jedyny odbiorca z którym Grupa osiągnęła nie mniej niż 10% sumy przychodów Grupy. 99,9% aktywów segmentów znajduje się w Polsce.

Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2016	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót i sprzedaż energii	Dystrybucja	Biomasa	Działalność Developerska i wdrożeniowa	Niealokowane koszty zarządzania Grupą *)	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	100 932	207 729	1 705 160	99 158	37 509	6	5 760	2 156 254
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	12 829	67 327	1 642	17 096	3 730	(466)	(10 696)	91 462
(Koszty) ogólnego zarządu	(2 749)	(5 054)	(7 157)	(3 809)	(1 192)	(255)	(2 949)	(23 165)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(34 777)	(4 318)	(167)	(1 147)	(262)	114	2 304	(38 253)
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	(497)	(43)	-	-	2	(72)	-	(610)
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(5 021)	(381)	(934)	(93)	(333)	(67)	4 633	(2 196)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	3 244	(795)	617	12	579	(102 991)	796	(98 538)
Wynik brutto	(26 971)	56 736	(5 999)	12 059	2 524	(103 737)	(5 912)	(71 300)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(2 901)	(2 901)
Wynik netto	-	-	-	-	-	-	-	(74 201)
EBITDA **)	69 289	76 250	(4 870)	16 392	6 105	(851)	(4 144)	158 171
Aktywa segmentu	1 495 619	327 571	197 040	134 869	73 390	170 694	2 124	2 401 307
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	536 883	536 883
Aktywa razem	1 495 619	327 571	197 040	134 869	73 390	170 694	539 007	2 938 190

*) w tym rozliczenie ceny nabycia oraz pozostałe niealokowane

**) EBITDA - zysk brutto minus przychody finansowe plus koszty finansowe plus amortyzacja plus odpisy aktualizujące

Za okres 9 miesięcy zakończony 30.09.2015	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót i sprzedaż energii	Dystrybucja	Biomasa	Działalność Developerska i wdrożeńiowa	Niealokowane koszty zarządzania Grupą *)	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	98 499	247 615	1 517 667	119 052	45 545	309	3 634	2 032 321
Zysk/(Strata) brutto ze sprzedaży	42 857	59 090	11 250	13 467	5 154	(456)	(12 854)	118 508
(Koszty) ogólnego zarządu	(1 609)	(5 158)	(6 417)	(3 577)	(716)	(523)	(5 709)	(23 709)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(19 345)	(3 401)	262	(1 299)	(470)	120	3 075	(21 058)
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	260	(4)	21	-	4	42	-	323
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(3 530)	(3 204)	(1 282)	(46)	(328)	(105)	833	(7 662)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	3 723	(891)	205	60	899	(227)	(228)	3 541
Wynik brutto	22 356	46 432	4 039	8 605	4 543	(1 149)	(14 883)	69 943
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(17 206)	(17 206)
Wynik netto	-	-	-	-	-	-	-	52 737
EBITDA **)	79 962	66 734	5 061	12 853	8 312	(1 206)	(10 202)	161 514
Aktywa segmentu	1 232 775	360 267	239 346	135 067	77 165	518 221	-	2 562 841
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	451 645	451 645
Aktywa razem	1 232 775	360 267	239 346	135 067	77 165	518 221	451 645	3 014 486

*) w tym rozliczenie ceny nabycia

**) EBITDA - zysk brutto minus przychody finansowe plus koszty finansowe plus amortyzacja plus odpisy aktualizujące

3. Pozostałe noty

3.1 Przychody ze sprzedaży

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
- przychody ze sprzedaży energii	1 803 448	1 701 034	674 767	565 341
- przychody ze sprzedaży ciepła	18 450	23 376	4 186	5 505
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	2 332	1 550	324	637
- przychody ze sprzedaży developmentu farm wiatrowych	-	-	-	2
- przychody z refaktur i zwrotu kosztów	-	11	-	3
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	606	63	172	11
- przychody ze sprzedaży towarów	2 638	3 684	136	284
- przychody ze sprzedaży pelletów	34 846	41 843	9 837	13 818
- przychody z najmu	1 106	43	200	(26)
- przychody z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu	86 105	118 842	30 476	41 847
- przychody netto z tytułu sprzedaży gazu	182 810	62 582	71 734	21 062
- inne przychody	1 471	554	349	157
Przychody ze sprzedaży, razem	2 133 812	1 953 582	792 181	648 641

3.2 Przychody z tytułu świadectw pochodzenia

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	20 067	73 708	(2 421)	27 836
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	2 375	5 031	-	498
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia, razem	22 442	78 739	(2 421)	28 334

3.3 Koszty wg rodzaju

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
- amortyzacja	85 551	63 174	29 369	21 615
- zużycie materiałów i energii	136 861	187 510	42 678	56 923
- usługi obce	37 260	27 499	8 614	6 636
- podatki i opłaty	12 798	11 764	3 822	3 857
- wynagrodzenia	28 009	29 100	9 703	9 920
- ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	3 782	4 179	1 015	1 148
- pozostałe koszty rodzajowe	2 647	2 785	829	900
Koszty według rodzaju, razem	306 908	326 011	96 030	100 999
- wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	1 781 587	1 612 073	687 146	547 877
- koszty sprzedaży (wielkość ujemna)	(538)	(562)	(127)	(81)
- koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(23 165)	(23 709)	(6 731)	(8 767)
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	2 064 792	1 913 813	776 318	640 028
Razem koszt własny sprzedaży	2 064 792	1 913 813	776 318	640 028

3.4 Pozostałe przychody operacyjne

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
- odwrócenie odpisów aktualizujących wartość składników aktywów, w tym:	814	1 006	-	1 006
- odpisy aktualizujące wartość należności	469	60	-	60
- odpisy aktualizujące wartość zapasów	345	946	-	946
- rozwiązanie rezerw, w tym:	1 166	1 143	-	1 143
- na sprawy sądowe	-	164	-	164
- rekultywacyjnej	1 166	-	-	-
- pozostałych	-	979	-	979
- pozostałe, w tym:	4 913	4 739	1 873	1 385
- odszkodowania i dopłaty	245	474	231	(99)
- rozliczenie dotacji	3 209	3 255	1 069	1 073
- przychody z dzierżawy rzeczowych aktywów trwałych	-	710	-	710
- zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	534	52	(89)	29
- refaktury	6	-	6	-
- pozostałe	919	248	656	(328)
Pozostałe przychody operacyjne, razem	6 893	6 888	1 873	3 534

3.5 Pozostałe koszty operacyjne

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
- odpisy aktualizujące wartość składników aktywów, w tym:	104 482	762	48 810	561
- należności	10 123	252	78	51
- zapasy	-	510	-	510
- rzeczowe aktywa trwałe	94 359	-	48 732	-
- pozostałe, w tym:	411	2 023	213	93
- kary, grzywny, odszkodowania	1	708	1	176
- przeniesione odszkodowania	-	1	(3)	1
- inne koszty związane z developmentem	168	384	34	40
- strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	2	106	-	67
- pozostałe	240	824	181	(191)
Pozostałe koszty operacyjne, razem:	104 893	2 785	49 023	654

W związku z tym, że w dniu 15 lipca 2016 roku wchodzi w życie ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych („Ustawa”), Grupa zmuszona została do dokonania odpisów z tytułu trwałej utraty wartości aktywów w postaci projektów farm wiatrowych w tzw. developmencie, tj. projektów budowy farm wiatrowych, które nie posiadają pozwolenia na budowę lub co do których nie zostało wszczęte postępowanie w sprawie wydania takiego pozwolenia. Z uwagi na zapisy Ustawy dotyczące minimalnych odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań wspomniane projekty nie mogą być dalej kontynuowane. Ponadto, w związku z wejściem w życie Ustawy Spółka dokonała odpisu aktualizującego wartość należności z tytułu sprzedaży projektu farmy wiatrowej (ostatnia rata która miała zostać uregulowana wraz z otrzymaniem pozwolenia na użytkowanie farmy wiatrowej). Łączna kwota wspomnianych odpisów to ok. 55 mln złotych i dotyczy segmentu – Działalność developerska i wdrożeniowa. Odpisy mają charakter niegotówkowy i nie wpływają na wynik EBITDA. Grupa na bieżąco analizuje zmieniające się dynamicznie otoczenie regulacyjne, w tym zmiany wprowadzone przez nowelizację ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz zmiany wynikające z aktów wykonawczych do tej ustawy, które nie zostały jeszcze wydane i wpływ wspomnianych regulacji na działanie Grupy i jej wyniki finansowe oraz na konieczność dokonania dalszych odpisów w kolejnych kwartałach.

W dniu 10 października 2016 roku Zarząd podjął decyzję o niewykonywaniu przez spółkę zależną Spółki - PPG Pipeline Projektgesellschaft mbH („PPG”) opcji kupna 100% udziałów w spółce Inwestycyjna Spółka Energetyczna – IRB Sp. z o.o. („IRB”). IRB poprzez swoje spółki zależne („Spółki Projektowe”) posiada prawa do budowy gazociągu o łącznej długości ok 150 km (z tego 118 km na terenie Niemiec) i przepustowości 5 mld m³/rok, łączącego polski i niemiecki system gazowy („Projekt”).

Wskazana powyżej decyzja spowodowana była niemożnością uzgodnienia zasad i warunków realizacji Projektu na terenie Polski, co było warunkiem koniecznym zakupu IRB. Ponadto, projekt nie znalazł się w planie inwestycyjnym Gaz-System do roku 2022.

W związku z powyższym Zarząd Spółki podjął decyzję o dokonaniu odpisu księgowego aktywów związanych z Projektem. Odpis ma charakter niegotówkowy. Wpływ na wynik netto wynosi ok. 43 mln

zł i został ujęty w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Powyższy odpis będzie, zgodnie z przyjętą definicją, bez wpływu na wynik EBITDA.

3.6 Przychody finansowe

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
- przychody finansowe z tytułu odsetek od lokat i pożyczek	3 583	4 996	1 297	1 135
- odsetki - leasing finansowy	114	123	37	40
- różnice kursowe, w tym:	30	436	(25)	(348)
-nierealizowane	(27)	354	(70)	(368)
-zrealizowane	57	82	45	20
- wycena zobowiązań finansowych*)	17	92	-	89
- pozostałe opłaty z tytułu poręczeń	-	-	-	(43)
- zbycie udziałów w jednostce zależnej	3 206	-	-	(3)
- pozostałe	36	181	8	2
Przychody finansowe, razem	6 986	5 828	1 317	872

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

3.7 Koszty finansowe

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
- koszty finansowe z tytułu odsetek	41 950	26 177	14 869	9 002
- różnice kursowe, w tym:	758	311	(804)	(35)
-nierealizowane	583	31	(831)	(103)
-zrealizowane	175	280	27	68
- prowizje i inne opłaty	3 014	3 010	1 037	1 098
- wycena zobowiązań finansowych *)	2 141	4 483	883	1 508
- pozostałe	182	244	(110)	(278)
Koszty finansowe, razem	48 045	34 225	15 875	11 295

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

3.8 Przepływy środków pieniężnych

Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
- środki zablokowane na spłatę rat kredytu	29 099	15 940
- środki pieniężne zablokowane z tytułu rozliczenia rekompensat kosztów osieroconych	67 642	97 605
- środki pieniężne zablokowane z tytułu remontów długo i średnioterminowych	2 037	3 379
- inne środki zablokowane	3 650	3 619
Razem	102 428	120 543

Przyczyny występowania różnic pomiędzy bilansowymi zmianami niektórych pozycji oraz zmianami wynikającymi z rachunku przepływów pieniężnych

Rezerwy:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
- bilansowa zmiana stanu rezerw	(2 238)	569
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	37	-
Zmiana stanu rezerw w rachunku przepływów pieniężnych	(2 201)	569

Zapasy:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
- bilansowa zmiana stanu zapasów	8 713	(3 892)
- ujęcie zapasów w pozycji aktywa trwałe	200	-
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	(107)	-
Zmiana stanu zapasów w rachunku przepływów pieniężnych	8 806	(3 892)

Należności:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
- bilansowa zmiana stanu należności długoterminowych i krótkoterminowych netto	87 465	8 213
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	(1 710)	-
- zmiana stanu należności finansowych	35 180	14 887
Zmiana stanu należności w rachunku przepływów pieniężnych	120 935	23 100

Zobowiązania:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
- bilansowa zmiana stanu zobowiązań, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(131 541)	26 793
- zmiana stanu zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	1 186	752
- zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych	4 768	(2 374)
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	1 441	-
- zmiana stanu zobowiązań finansowych	3 435	5 537
Zmiana stanu zobowiązań w rachunku przepływów pieniężnych	(120 711)	30 708

Rozliczenia międzyokresowe:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
- bilansowa zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(1 041)	(2 714)
- rozliczenie w czasie prowizji od kredytów	(4 542)	1 437
- rozliczenie w czasie dotacji	-	434
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	54	-
- niezafakturowane rzeczowe aktywa trwałe w budowie	842	(2 114)
- koszty przeniesiony na kapitał własny	-	(682)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych w rachunku przepływów pieniężnych	(4 687)	(3 639)

3.9 Wartość firmy

Wartość firmy jednostek podporządkowanych, która powstała w wyniku wniesienia do Grupy struktur Grupy Neutron wynika z różnicy między ceną nabycia, a wartością godziwą przejętych aktywów netto. W wyniku powyższej transakcji wartość firmy wyniosła 184 mln PLN i dotyczy następujących ośrodków wypracowujących środki pieniężne (segmentów):

- (i) 75 mln PLN – działalność deweloperska – obejmująca spółki Polenergia Bałtyk I, Polenergia Bałtyk II i Polenergia Bałtyk III;
- (ii) 40 mln PLN – energetyka konwencjonalna – obejmująca spółkę Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna;
- (iii) 25 mln PLN – dystrybucja – obejmująca spółki Polenergia Dystrybucja i Polenergia Kogeneracja;
- (iv) 44 mln PLN – obrót – obejmująca spółkę Polenergia Obrót.

4. Objasnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności emitenta w prezentowanym okresie

Grupa Kapitałowa Polenergia działa na rynku :

- Energetyki konwencjonalnej,
- Działalności deweloperskiej i wdrożeniowej,
- Biomasy,
- Energetyki wiatrowej,
- Dystrybucji,
- Obrotu i sprzedaży energii.

Energetyka konwencjonalna oraz Energetyka wiatrowa charakteryzuje się sezonowością.

Główni klienci Grupy Polenergia zużywają ciepło i energię elektryczną dostarczaną przez Grupę do celów produkcyjnych w swoich zakładach przemysłowych. Odbiory ciepła i energii elektrycznej na potrzeby produkcyjne nie mają charakteru sezonowego. Jednakże, nieznaczna część odbiorów ciepła jest zużywana do ogrzewania pomieszczeń. Dotyczy to zarówno odbiorców przemysłowych, jak i komunalnych. Odbiory na potrzeby ogrzewania pomieszczeń charakteryzują się sezonowością polegającą na zwiększonych poborach w okresie pierwszego i czwartego kwartału roku obrotowego. Sezonowość tych poborów nie ma jednak istotnego wpływu na wyniki generowane przez Grupę Kapitałową.

Ponadto, warunki wietrzne determinujące produkcję energii elektrycznej farm wiatrowych charakteryzują się nierównym rozkładem w okresie roku. W okresie jesienno-zimowym warunki wietrzne są znacząco lepsze niż w okresie wiosenno-letnim. Emitent podjął decyzję o budowie farm wiatrowych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Nie można jednak wykluczyć, że rzeczywiste warunki wietrzności będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.

5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki

W dniu 11 marca 2016 r. Grupa PEP – Farma Wiatrowa 4 Sp. z o.o. („FW4”) w związku z brakiem konieczności dalszego finansowania VAT zewnętrznym źródłem finansowania zawarła z Bankiem Ochrony Środowiska SA aneks skracający okres udostępnienia kredytu VAT.

W dniu 17 marca 2016 r. Polenergia Biomasa Energetyczna Północ Sp. z o.o. („POLBEPN”) spełniła warunki zawieszające i tym samym weszła w życie umowa kredytu w rachunku bieżącym zawarta w dniu 24 września 2015 r.. Kwota kredytu wynosi 2.000 tys. PLN.

W dniu 24 marca 2016 r. Grupa PEP – Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. („FW1”), FW4, oraz Grupa PEP – Farma Wiatrowa 6 Sp. z o.o. („FW6”), zawarły z Bankiem Ochrony Środowiska SA oraz Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju aneks do umowy kredytowej z dnia 4 października 2013 r. wraz z późniejszymi zmianami. Aneks wprowadza zapisy umożliwiające ostateczne rozliczenie projektów poprzez przedłużenie okresu dostępności kredytu dla FW4 oraz przeniesienia dostępności części finansowania z FW4 na FW1 i FW6.

W dniu 30 marca 2016 r. Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Wschód Sp. z o.o. („GPBEWSCH”) podpisała z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. Aneks nr 10 do umowy kredytu obrotowego przedłużający okres udostępnienia kredytu oraz dopasowujący jego wysokość do bieżących potrzeb spółki tj. obniżający jego kwotę do 3.000 tys. PLN.

W dniu 20 lipca 2016 roku POLBEPN zgodnie z Aneksem nr 1 ostateczna data spłaty kredytu w rachunku bieżącym udzielonego spółce w dniu 24 września 2015 r. w kwocie 2.000 tys. PLN została zmieniona na 28 lipca 2017r.

W dniu 29 czerwca 2016 roku Polenergia Obrót S.A. zgodnie z Aneksem nr 1 do umowy kredytu z dnia 18 sierpnia 2015r. zawartym z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. przedłużyła okres obowiązywania limitu kredytu w rachunku bieżącym do dnia 31 sierpnia 2017r. Ponadto, zgodnie z ww. aneksem łączna kwota limitu kredytu została zwiększona do 170.000 tys. PLN z czego 150.000 tys. PLN dotyczy formy wykorzystania w postaci krajowych i zagranicznych gwarancji.

6. Zmiany wielkości szacunkowych

a) efektywna stopa podatkowa

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
Obciążenie z tytułu podatku w rachunku zysków i strat, w tym	2 901	17 206
Podatek bieżący	5 822	17 633
Podatek odroczony	(2 921)	(427)
Zysk brutto przed opodatkowaniem	(71 300)	69 943
Obciążenie podatkowe od wyniku brutto według efektywnej stawki podatkowej 19% (2015: 19%)	(13 547)	13 289
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(557)	23
Koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów:	17 005	3 894
- różnice trwałe	675	608
- aktywo z tytułu strat podatkowych w Specjalnej Strefie Ekonomicznej	(403)	(672)
- aktywo z tytułu pozostałych strat podatkowych	16 733	3 958
Podatek w rachunku zysków i strat	2 901	17 206

b) zmiana stanu rezerw

Zmiana stanu rezerw krótko i długoterminowych

	30.09.2016	31.12.2015
Stan rezerw na początek okresu	6 423	5 115
- utworzenie rezerw	-	1 425
- rozwiązanie rezerw	(2 237)	(117)
Stan rezerw na koniec okresu	4 186	6 423

c) należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

W okresie zakończonym 31 września 2016 roku odpis na nieściągalne należności z tytułu dostaw i usług wzrósł i wyniósł 16.918 tysięcy zł.

	30.09.2016	31.12.2015
Stan na początek roku	7 779	8 853
- Zwiększenie	9 766	265
- Wykorzystanie	(157)	(1 339)
- Odwrócenie odpisu	(470)	-
Stan na koniec roku	16 918	7 779

Poniżej przedstawiono analizę należności z tytułu dostaw i usług, które na dzień 30 września 2016 roku były przeterminowane, ale nie objęto ich odpisem aktualizacyjnym.

	Razem	Nie przeterminowane	Przeterminowane, lecz ściągane				
			< 30 dni	30 – 60 dni	60 – 90 dni	90 – 120 dni	>120 dni
30.09.2016	117 820	113 078	3 685	635	193	147	82
31.12.2015	158 513	151 567	5 925	388	174	129	330

Należności przeterminowane powyżej 120 dni dotyczą głównie działalności dystrybucyjnej, charakteryzującej się dużą liczbą klientów w której odpisów aktualizujących dokonuje się według poniższych zasad :

- przeterminowane od 181 do 270 dni – 25%
- przeterminowane od 271 do 365 dni – 50%
- przeterminowane powyżej 365 dni - 100%

Należności umorzone, przedawnione lub nieściągalne, od których nie dokonano odpisów aktualizujących ich wartość lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

d) wycena kontraktów na zakup i sprzedaż energii i „zielonych” certyfikatów

Kontrakty terminowe jako instrumenty pochodne wyceniane są w wartości godziwej ze zmianami wartości godziwej odnoszonymi do rachunku zysków i strat. Wycena podlega części niezrealizowana kontraktów w podziale na część długo i krótkoterminową.

7. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych

Grupa nie emituje dłużnych papierów wartościowych. Do dnia sporządzenia niniejszego raportu jednostka dominująca w okresie III kwartału zakończonego 30 września 2016 roku nie dokonała emisji dłużnych papierów wartościowych.

8. Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane

W dniu 24 marca 2016 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Spółki postanowiło dokonać podziału pomiędzy akcjonariuszy części kapitału rezerwowego utworzonego z zysku

osiągniętego przez Spółkę w latach poprzednich w kwocie 22.721.773,50 zł poprzez wypłatę dywidendy.

Dywidenda wyniosła 0,50 zł na jedną akcję, tj. łącznie 22.721.773,50 zł.

Do dywidendy byli uprawnieni akcjonariusze, którym przysługiwały akcje Spółki w dniu 14 czerwca 2016 roku (dzień dywidendy), a dniem wypłaty dywidendy był dzień 5 lipca 2016 roku.

9. Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego

W trzecim kwartale 2016 roku nie nastąpiła zmiana zobowiązań warunkowych Grupy.

W związku z odbiorem technicznym turbin wiatrowych dostarczonych przez VESTAS Poland Sp. z o.o. w ramach projektu budowy Farmy Wiatrowej Mycielin aktywo warunkowe w postaci gwarancji otrzymanej od VESTAS Northern Europe A/S uległo zmniejszeniu do 25% wartości kontraktu.

Na 30 września 2016 roku łączna kwota otrzymanych od Kulczyk Investments poręczeń kontraktów handlowych Polenergia Obrót SA wyniosła 5.000 tys. EUR oraz 5.200 tys. PLN.

10. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej z uwzględnieniem informacji w zakresie:

Postępowania dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem: przedmiotu postępowania oraz stanowiska emitenta.

Amon Sp. z o.o. jest stroną postępowania. z powództwa Amon Sp. z o.o., o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia przez Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. umów pomiędzy tą spółką a Amon Sp. z o.o. w przedmiocie sprzedaży przez Amon Sp. z o.o. na rzecz Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. (i) energii elektrycznej wytworzonej przez Farmę Wiatrową Łukaszów oraz (ii) praw majątkowych z tytułu świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii odnawialnej przez Farmę Wiatrową Łukaszów. Wartość przedmiotu sporu ustalona została jako szacunkowa wartość w/w umów do końca okresu ich obowiązywania (tj. do roku 2027) i wynosi 376.621.551 zł. W ocenie Emitenta opisane powództwo jest w pełni zasadne i winno zostać uznane przez Sąd.

Talia Sp. z o.o. jest stroną postępowania. z powództwa Talia Sp. z o.o., o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia przez Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. umów pomiędzy tą spółką a Talia Sp. z o.o. w przedmiocie sprzedaży przez Talia Sp. z o.o. na rzecz Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. (i) energii elektrycznej wytworzonej przez Farmę Wiatrową Modlikowice oraz (ii) praw majątkowych z tytułu świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii odnawialnej przez Farmę Wiatrową Modlikowice. Wartość przedmiotu sporu ustalona została jako szacunkowa wartość w/w umów do końca okresu ich obowiązywania (tj. do roku 2027) i wynosi 249.762.472,00 zł. W ocenie Emitenta opisane powództwo jest w pełni zasadne i winno zostać uznane przez Sąd.

Dwóch lub więcej postępowań dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem łącznej wartości postępowań odrębnie w grupie zobowiązań oraz wierzytelności wraz ze stanowiskiem emitenta w tej sprawie oraz, w odniesieniu do największych postępowań w grupie zobowiązań i grupie wierzytelności – ze wskazaniem ich przedmiotu, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania oraz stron wszczętego postępowania

Nie wystąpiły postępowania dotyczące zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

Inne postępowania

Spółka zależna Spółki – Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Północ Sp. z o.o. dochodzi od swoich kontrahentów zapłaty, łącznie, 80 tysięcy zł tytułem zwrotu zapłaconych zaliczek. Sprawy w toku.

Ze względu na specyfikę działalności polegającej na dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców końcowych spółka zależna Spółki – Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. dochodzi od szeregu klientów należności z tytułu sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej. Łączna wartość dochodzonych roszczeń wynosi około 850 tysięcy zł.

Spółka zależna Spółki – Polenergia Obrót S.A. dysponuje tytułem wykonawczym przeciwko swojemu kontrahentowi na kwotę 5.000 tysięcy zł, odnośnie której to należności toczy się postępowanie egzekucyjne.

Ponadto spółka zależna Spółki – Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o. prowadzi spór, przedmiotem którego jest zobowiązanie drugiej strony umowy przedwstępnej sprzedaży nieruchomości do zawarcia umowy przyrzeczonej. Przeciwko tej samej osobie toczy się z powództwa Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o. postępowanie o zapłatę kary umownej za naruszenie umowy o wartości sporu wynoszącej 100 tysięcy zł.

Spółka Eolos Polska Sp. z o.o. wniosła o zapłatę, solidarnie, od spółek zależnych Spółki: Certyfikaty Sp. z o.o. oraz Polenergia Obrót S.A. zapłatę kar umownych oraz niezapłaconych w łącznej kwocie 20,2 mln złotych z tytułu rzekomego niewykonania umów, które wygasły w dniu 5 stycznia 2016 roku. Należy wskazać, że powód wskazuje w pozwie, że jego roszczenie może być większe z uwagi na fakt, że w kolejnych latach dochodzona przez niego kara umowna ulegnie zwiększeniu. Spółki w całości odrzucają powództwo, a nadto Polenergia Obrót S.A. uważa za błędną wskazaną przez Eolos Polska Sp. z o.o. podstawę jej rzekomej solidarnej odpowiedzialności za zobowiązania Certyfikaty Sp. z o.o.

11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązanymi

Na dzień 30 września 2016 roku Grupa nie posiadała jednostek stowarzyszonych, w których zaistniały istotne transakcje z podmiotami powiązanymi.

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2016 roku wystąpiły następujące istotne transakcje z jednostkami powiązanymi:

30.09.2016	Przychody	Koszty	Należności	Zobowiązania
Kulczyk Investments	-	731	-	112
Kulczyk Holding	-	391	-	-
Krucza Inwestycje KREH 1 Sp. z o.o. S.K.	88	1 999	-	-
Chmielna Inwestycje KREH2 Sp. z o.o. S.K.A.	975	-	-	-
Euro Invest Sp. z o.o.	195	-	-	-
Polenergia Holding Sarl	388	-	47	-
Polenergia Biogaz Sp. z o.o.	89	82	168	-
Polskie Biogazownie -Energy Żórawina Sp. z o.o.	77	1 111	29	-
Polskie Biogazownie -Energy Zalesie Sp. z o.o.	109	1 170	28	25
Ciech Sarzyna S.A.	15 618	1 977	1 980	208
Autostrada Eksploatacja S.A.	1 184	-	-	-
Polenergia International Sarl	1 347	-	1 126	-
Razem	20 070	7 461	3 378	345

12. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń i gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

Na dzień 30 września 2016 roku Grupa nie udzieliła żadnych gwarancji zewnętrznych.

13. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta

Zdaniem Emitenta nie występują inne informacje poza zaprezentowanymi w tym raporcie, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań Emitenta.

14. Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.

W ocenie Spółki w perspektywie kolejnych kwartałów istotny wpływ na osiągnięte wyniki (skonsolidowane i jednostkowe) będą miały następujące czynniki:

- sytuacja makroekonomiczna Polski,
- ostateczny kształt regulacji prawnych mających wpływ na działalność emitenta, szczególnie omówionych w punkcie „Otoczenie prawne”,
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych i żółtych certyfikatów,
- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Rajgród, Gawłowice, Skurpie i Mycielin,
- ewentualne wahania cen gazu ziemnego, biomasy i dostępności tych surowców,
- kondycja finansowa klientów Spółki,
- możliwość pozyskania finansowania na projekty,
- poziom kursu EUR i stopy procentowej WIBOR/EURIBOR.

15. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Poza instrumentami pochodnymi, do głównych instrumentów finansowych, z których korzysta Grupa, należą kredyty bankowe, środki pieniężne i lokaty krótkoterminowe. Głównym celem tych instrumentów finansowych jest pozyskanie środków finansowych na działalność Grupy. Grupa posiada też inne instrumenty finansowe, takie jak należności i zobowiązania z tytułu dostaw i usług, które powstają bezpośrednio w toku prowadzonej przez nią działalności.

Grupa zawiera również transakcje z udziałem instrumentów pochodnych, kontrakty terminowe typu forward (zabezpieczający ryzyko walutowe oraz ryzyko cen rynkowych). Celem tych transakcji jest zarządzanie ryzykiem walutowym i ryzykiem cen rynkowych (w szczególności w przypadku obrotu energią elektryczną) powstającym w toku działalności Grupy oraz wynikających z używanych przez nią źródeł finansowania.

Główne rodzaje ryzyka wynikającego z instrumentów finansowych Grupy obejmują ryzyko stopy procentowej, ryzyko związane z płynnością, ryzyko walutowe oraz ryzyko kredytowe. Zarząd weryfikuje i uzgadnia zasady zarządzania każdym z tych rodzajów ryzyka – zasady te zostały w skrócie omówione poniżej. Grupa monitoruje również ryzyko cen rynkowych dotyczące wszystkich posiadanych przez nią instrumentów finansowych.

15.1 Ryzyko stopy procentowej

Narażenie Grupy na ryzyko wywołane zmianami stóp procentowych dotyczy przede wszystkim długoterminowych zobowiązań finansowych.

Grupa zarządza kosztami oprocentowania poprzez korzystanie ze zobowiązań o oprocentowaniu zmiennym. Grupa stosuje zabezpieczenie płatności odsetkowych z tytułu kredytu za pomocą pochodnych instrumentów finansowych.

Poniższa tabela przedstawia wrażliwość wyniku finansowego brutto w ujęciu rocznym na racjonalnie możliwe zmiany stóp procentowych przy założeniu niezmienności innych czynników (w związku z zobowiązaniami o zmiennej stopie procentowej). Nie przedstawiono wpływu na kapitał własny Grupy.

okres zakończony dnia 30 września 2016	Zwiększenie/Zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy
WBOR 1M	1%	(2 201)
EURIBOR 1M	1%	(79)
WBOR 1M	-1%	2 201
EURIBOR 1M	-1%	79

okres zakończony dnia 30 września 2015	Zwiększenie/Zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy
WBOR 1M	1%	(2 000)
EURIBOR 1M	1%	(93)
WBOR 1M	-1%	2 000
EURIBOR 1M	-1%	93

15.2 Ryzyko walutowe

Ryzyko walutowe w Grupie sprowadza się do ryzyka związanego z wahaniami kursu euro w odniesieniu do otwartej pasywnej pozycji walutowej w ramach: lokat bankowych, zobowiązań inwestycyjnych oraz zaciągniętych kredytów inwestycyjnych. Pozycja ta na dzień 30 września 2016 roku wynosi 7,4 tysięcy EUR. Pozycja ta nie jest zabezpieczona w celu wyeliminowania wahań kursu walutowego.

Z wyłączeniem powyższej niezabezpieczonej pozycji walutowej Grupa stara się negocjować warunki zabezpieczających instrumentów pochodnych w taki sposób, by odpowiadały one warunkom zabezpieczanej pozycji i zapewniały dzięki temu maksymalną skuteczność zabezpieczenia.

Poniższa tabela przedstawia wrażliwość wyniku finansowego brutto (w związku ze zmianą wartości godziwej aktywów i zobowiązań pieniężnych) na racjonalnie możliwe wahania kursu euro przy założeniu niezmienności innych czynników.

	Wzrost/ spadek kursu waluty	Wpływ na wynik finansowy
30 wrzesień 2016 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(74)
	- 0,01 PLN/EUR	74
30 wrzesień 2015 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(88)
	- 0,01 PLN/EUR	88

W okresie zakończonym 30 września 2016 roku, Grupa zrealizowała 610 tysięcy zł kosztów finansowych z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych.

W okresie 30 września 2016 – 31 grudnia 2016 roku wahania kursu PLN w stosunku do EUR mogą mieć wpływ na wielkość niezrealizowanych różnic kursowych. Wynik na niezrealizowanych różnicach kursowych na dzień 31 grudnia 2016 roku zależy będzie głównie od relacji kursu z dnia 31 grudnia 2016 roku do kursu z dnia 30 września 2016 roku, przy czym odpowiednio aprecjacja/deprecjacja złotego w stosunku do EUR będzie mieć dodatni/ujemny wpływ na zysk netto w wysokości około 74 tysięcy PLN na każdy grosz różnicy w stosunku do kursu z dnia 30 września 2016 roku (4,312 PLN/EUR).

15.3 Ryzyko kredytowe

Grupa zawiera transakcje wyłącznie z renomowanymi firmami o dobrej zdolności kredytowej. Wszyscy klienci, którzy pragną korzystać z kredytów kupieckich, poddawani są procedurom wstępnej weryfikacji. Ponadto, dzięki bieżącemu monitorowaniu stanów należności, narażenie Grupy na ryzyko nieściągalnych należności jest nieznaczne.

W odniesieniu do innych aktywów finansowych Grupy, takich jak środki pieniężne i ich ekwiwalenty, aktywa finansowe dostępne do sprzedaży oraz niektóre instrumenty pochodne, ryzyko kredytowe Grupy powstaje w wyniku niemożności dokonania zapłaty przez drugą stronę umowy, a maksymalna ekspozycja na to ryzyko równa jest wartości bilansowej tych instrumentów.

Ze względu na fakt, że Grupa realizuje projekty inwestycyjne z istotnym udziałem finansowania zewnętrznego w Grupie istnieje istotna koncentracja zadłużenia. Zawarte umowy kredytowe zawierają szereg wskaźników finansowych (kovenantów), które poszczególne projekty winny spełniać.

Ze względu na aktualne otoczenie rynkowe, możliwe efekty wprowadzenia tzw. ustawy odległościowej oraz bieżącą sytuację na rynku zielonych certyfikatów istnieje ryzyko naruszenia kovenantów w przypadku niektórych projektów.

Grupa na bieżąco analizuje poziom zadłużenia oraz kovenantów w poszczególnych spółkach i pozostaje w kontakcie z instytucjami finansującymi.

Środki pieniężne zgromadzone na rachunkach bankowych są ulokowane w bankach o dobrej zdolności kredytowej. W Grupie nie występuje koncentracja ryzyka kredytowego, ponieważ korzysta ona z kilku renomowanych na rynku banków.

Należności handlowe pochodzą głównie od klientów o dobrym ratingu kredytowym, z którymi Grupa kontynuuje współpracę.

15.4 Ryzyko związane z płynnością

Tabela poniżej przedstawia zobowiązania finansowe Grupy na 30 września 2016 roku i 31 grudnia 2015 roku wg daty zapadalności na podstawie umownych niezdyktowanych płatności

30.09.2016	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	38 644	126 044	572 211	784 363	1 521 262
Pozostałe zobowiązania	135 809	333	16 364	-	152 506
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	129 980	-	4	-	129 984

31.12.2015	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	65 421	100 668	541 029	768 931	1 476 049
Pozostałe zobowiązania	161 393	4 908	39 313	-	205 614
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	178 344	-	3	-	178 347

16. Zarządzanie kapitałem

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest utrzymanie dobrego ratingu kredytowego i bezpiecznych wskaźników kapitałowych, które wspierałyby działalność operacyjną Grupy i zwiększały wartość dla jej akcjonariuszy.

Grupa zarządza strukturą kapitałową i w wyniku zmian warunków ekonomicznych wprowadza do niej zmiany. W celu utrzymania lub skorygowania struktury kapitałowej, Grupa może zmienić wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy, zwrócić kapitał akcjonariuszom lub wyemitować nowe akcje. W okresie zakończonym 30 września 2016 roku i w roku zakończonym 31 grudnia 2015 roku nie wprowadzono żadnych zmian do celów, zasad i procesów obowiązujących w tym obszarze.

Grupa monitoruje stan kapitału stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Do zadłużenia netto Grupa wlicza oprocentowane kredyty i pożyczki, środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych.

	30.09.2016	31.12.2015
Oprocentowane kredyty i pożyczki	1 128 614	1 147 887
Minus środki pieniężne i ich ekwiwalenty	(342 039)	(362 096)
Zadłużenie netto	786 575	785 791
Kapitał własny	1 302 423	1 397 251
Kapitał razem	1 302 423	1 397 251
Kapitał i zadłużenie netto	2 088 998	2 183 042
Wskaźnik dźwigni	38%	36%

17. Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieuwjętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe emitenta

Do dnia sporządzenia niniejszego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, to znaczy do dnia 8 listopada 2016 roku, nie wystąpiły zdarzenia, które nie zostały ujęte w księgach rachunkowych okresu sprawozdawczego.

C. POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO

1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w śródrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym.

Kluczowe wielkości ekonomiczno-finansowe osiągnięte przez emitenta przedstawia poniższa tabela:

Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe [mln PLN]	Okres od 1 stycznia do 30 września		Zmiana
	2016	2015	
Przychody ze sprzedaży na działalności kontynuowanej	2 156,3	2 032,3	123,9
EBITDA na działalności kontynuowanej	158,2	161,5	(3,3)
Skorygowana EBITDA	155,3	163,5	(8,2)
Zysk/Strata Netto	-74,2	52,7	(126,9)
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	23,8	63,8	(40,0)

Na wynik za trzy kwartały 2016 roku w porównaniu do wyniku za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wynik gorszy o 3,3 mln PLN):

- Wyższy wynik segmentu energetyki konwencjonalnej (o 9,5 mln PLN), wynikający z aktualizacji (w pierwszym kwartale) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020;
Zgodnie z Polityką Rachunkowości ENS, zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015), roku zostały ujęte w bieżącym okresie, stąd relatywnie wysoki wynik operacyjny w pierwszym kwartale 2016;
- Niższy wynik segmentu energetyki odnawialnej (o 10,7 mln PLN) spowodowany przede wszystkim gorszymi warunkami wietrznymi oraz niższą ceną zielonych certyfikatów (przede wszystkim projekty Amon/Talia które w pierwszym kwartale 2015 operowały według korzystnych kontraktów zawartych z PKH). Efekt ten został tylko częściowo skompensowany ujęciem wyników farm wiatrowych Mycielin oraz Skurpie, które nie operowały w pełni w porównalnym okresie 2015 roku;
- Gorszy wynik segmentu obrotu (o 9,9 mln PLN) obciążony przede wszystkim spadkiem wyceny portfela certyfikatów;
- Wyższy wynik segmentu dystrybucji (o 3,5 mln PLN) wynikający z lepszych wyników operacyjnych projektów oraz rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem;
- Gorszy wynik segmentu biomasy (o 2,2 mln PLN) wynikającym głównie z niższego wolumenu sprzedaży;
- Niższe koszty segmentu developmentu (o 0,4 mln PLN) będące efektem zaostrożonej dyscypliny kosztowej;
- Niższe (o 1,2 mln PLN) koszty niealokowane zarządzania Grupą;
- Korzystniejszy efekt rozliczenia ceny nabycia (plus 3,9 mln PLN);
- Sprzedaż projektu EC Zakrzów (wpływ 0,8 mln PLN);

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wynik gorszy o 8,2 mln PLN):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik gorszy o 3,3 mln PLN);
- Brak kosztów pozyskania finansowania, które wystąpiły w 2015 roku (minus 0,1 mln PLN r/r);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (różnica minus 3,9 r/r).
- Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów (minus 0,8 mln PLN r/r).

c) Na poziomie zysku netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta (wynik gorszy o 40,0 mln PLN):

- Wpływ EBITDA z wyłączeniem efektu rozliczenia ceny nabycia oraz kosztów pozyskania finansowania (wynik gorszy o 8,2 mln PLN);
- Wyższa amortyzacja z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (o 22,4 mln PLN) wynikająca przede wszystkim z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
- Niższe przychody z tytułu odsetek (o 1,4 mln PLN) wynikające z niższego średniookresowego salda środków pieniężnych oraz niższych stóp procentowych;
- Wyższe koszty z tytułu odsetek i prowizji (o 15,8 mln PLN) wynikające z uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
- Niższy podatek dochodowy (o 7,7 mln PLN) wynikający z niższego wyniku brutto.

d) Na poziomie Zysku Netto (wynik gorszy o 126,9 mln PLN):

- Wpływ Skorygowanego Zysku Netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta (wynik gorszy o 40,0 mln PLN);
- Negatywny wpływ z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych (o 0,9 mln PLN);
- Pozytywny wpływ wyceny kredytów (o 2,3 mln PLN);
- Efekt rozliczenia ceny nabycia (wpływ pozytywny 3,9 mln PLN);
- Odpis aktualizujący (niegotówkowy) wartość projektów oraz należności (102,9 mln PLN);
- Sprzedaż projektu EC Zakrzów (4,0 mln PLN);
- Dodatni wpływ podatku dochodowego od ww. zdarzeń (6,6 mln PLN).

2. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących.

ENERGETYKA KONWENCJONALNA

ENS

Działalność operacyjna obiektu od początku 2016 roku przebiegała zgodnie z planem.

Wyższy wynik operacyjny w stosunku do roku 2015 wynika głównie z aktualizacji (w pierwszym kwartale) prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020. Wynik trzeciego kwartału był nieco wyższy niż w roku ubiegłym głównie ze względu na wyższą korektę rekompensaty kosztów gazu.

EL Mercury

Wynik operacyjny w zakończonym kwartale był zbliżony do osiągniętego w ubiegłym roku. W ujęciu narastającym był niższy od ubiegłorocznego ze względu na niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej spowodowany mniejszą podażą gazu koksującego dostarczanego przez WZK Victoria oraz niższą cenę sprzedaży.

EC Zakrzów

W dniu 16 czerwca 2016 roku została sfinalizowana transakcja sprzedaży przez Spółkę projektu tj, sprzedaż aktywów energetycznych składających się na EC Zakrzów oraz 2 spółek celowych. Wynik na transakcji na poziomie EBITDA wyniósł 0,8m PLN, a na poziomie zysku netto 5,3m PLN.

ENERGETYKA WIATROWA

Łączne wyniki segmentu wiatr były niższe niż ubiegłoroczne (narastająco spadek EBITDA o 10,7 mln PLN) pomimo ujęcia wyników farm Skurpie oraz Mycielin (nie operowały w pełnym wymiarze w 2015 roku).

W pozostałych projektach zanotowano gorsze wyniki operacyjne ze względu na gorsze warunki wietrzne oraz niższe ceny zielonych certyfikatów. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych farm:

Farma Wiatrowa Puck

W okresie trzeciego kwartału, jak i w ujęciu narastającym 2016 produkcja energii elektrycznej w farmie (22 MW) była niższa niż w roku ubiegłym, co w połączeniu z niższymi cenami zielonych certyfikatów przełożyło się na gorszy wynik operacyjny.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

W okresie trzeciego kwartału 2016, jak i w ujęciu narastającym, produkcja energii elektrycznej w obu farmach (odpowiednio 34 MW i 24 MW) była niższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego, niższe były też ceny zielonych certyfikatów. Ponadto, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego osiągnięto niższe wyniki ze względu na brak realizacji umów zakupu zielonych certyfikatów przez Polską Kompanię Handlową (w pierwszym kwartale 2015 roku umowy były realizowane, a sprzedaż odbywała się według cen kontraktowych - istotnie wyższych od obecnych cen rynkowych).

Farmy Wiatrowe Gawłowice i Rajgród

Wyniki operacyjne farm wiatrowych Gawłowice (48,3 MW) i Rajgród (25,3 MW) zarówno w trzecim kwartale, jak i w ujęciu narastającym były niższe niż osiągnięte w 2015 roku ze względu na nieco niższy wolumen generacji oraz niższy poziom cen rynkowych zielonych certyfikatów.

Farma Wiatrowa Skurpie

Bieżący rok jest pierwszym pełnym okresem funkcjonowania farmy wiatrowej Skurpie (po rozbudowie) o mocy 43,7 MW.

Farma Wiatrowa Mycielin

Farma wiatrowa Mycielin o mocy 48 MW uzyskała pozwolenie na użytkowanie w lutym 2016 roku (produkcja ze wszystkich turbin została rozpoczęta w 4 kwartale 2015 roku).

DYSTRYBUCJA

W trzecim kwartale 2016 roku działalność operacyjna Polenergia Dystrybucja oraz Polenergia Kogeneracja przebiegała zgodnie z planem. Wynik EBITDA były nieznacznie niższe ze względu na efekt wysokiej bazy w roku 2015 (zdarzenie jednorazowe). W ujęciu narastającym osiągnięte rezultaty były wyższe niż w roku ubiegłym, ze względu na wyższe wolumeny oraz marże w obszarze dystrybucji energii elektrycznej i gazu. Ponadto, w pierwszym kwartale 2016 roku rozwiązano rezerwę na rozliczenia z kontrahentem.

OBRÓT I SPRZEDAŻ ENERGII

Działalność operacyjna segmentu przebiegała bez zakłóceń. Wyniki segmentu osiągnięte w trzecim kwartale, jak i w ujęciu narastającym są istotnie gorsze od ubiegłorocznych. Było to przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów, co wpłynęło na pogorszenie rentowności portfela certyfikatów. Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu gazem.

BIOMASA ENERGETYCZNA

Łączne wyniki segmentu były niższe od osiągniętych w trzecim kwartale 2015 roku. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych zakładów:

Biomasa Energetyczna Północ

Zarówno w całym 2016 roku, jak i w trzecim kwartale wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. W wyniku spadku wolumenu oraz średnich cen sprzedaży, rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej, co zostało częściowo zniwelowane przez niższe koszty surowca, energii oraz transportu i serwisu technicznego. W rezultacie niższego wolumenu i cen sprzedaży, w trzecim kwartale bieżącego roku zakład odnotował wyniki operacyjne niższe od ubiegłorocznych.

Biomasa Energetyczna Południe

Zarówno w całym 2016 roku, jak i w trzecim kwartale wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym w stosunku do ubiegłorocznego, głównie w wyniku wygaśnięcia kontraktu sprzedaży peletu do EDF, który obowiązywał do końca sierpnia 2016. Negatywny wpływ spadku średnich cen sprzedaży oraz niższego wolumenu produkcji został częściowo zniwelowany przez wyższą kaloryczność produktu oraz niższe koszty surowca, energii, serwisu technicznego i transportu. W rezultacie niższego wolumenu i cen sprzedaży, w trzecim kwartale bieżącego roku zakład odnotował wyniki operacyjne niższe od ubiegłorocznych.

Biomasa Energetyczna Wschód

Zarówno w całym 2016 roku, jak i w trzecim kwartale wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. Negatywny wpływ spadku średnich cen sprzedaży oraz niższego wolumenu produkcji został częściowo zniwelowany przez niższe koszty surowca, energii oraz serwisu technicznego. W rezultacie niższego wolumenu i cen sprzedaży, w trzecim kwartale bieżącego roku zakład odnotował wyniki operacyjne niższe od ubiegłorocznych.

DZIAŁALNOŚĆ DEWELOPERSKA I WDROŻENIOWA

Farmy wiatrowe on-shore

W chwili obecnej Spółka ma w swoim portfelu projekty o łącznej mocy ok. 270 MW będące w końcowej fazie developmentu, które posiadają pozwolenie na budowę. Trwają prace nad przygotowaniem tych projektów do udziału w procesie aukcyjnym (prekwalifikacja).

Dla portfela projektów, we wcześniejszej fazie developmentu (o mocy ok. 400 MW) w związku z wejściem w życie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, została podjęta decyzja o spowolnieniu procesu rozwoju. Zapisy ustawy dotyczące minimalnych odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań sprawiają, że w obecnym stanie prawnym nie ma możliwości zakończenia developmentu i uzyskania pozwolenia na budowę. Dlatego też rozwój tych projektów został zatrzymany na obecnym etapie. Planowane jest ponoszenie możliwie minimalnych nakładów w celu utrzymania tych projektów na wypadek zmiany nastawienia ustawodawcy.

Z drugiej strony – jako efekt ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych - Spółka w drugim kwartale dokonała odpisów w wysokości ok. 44,5 mln PLN z tytułu trwałej utraty wartości aktywów tego portfela. Ponadto, w związku z wejściem w życie ww. ustawy Spółka spisała należność od kontrahenta (9,7 mln PLN) będącą ostatnią ratą za sprzedaż projektu, który w świetle wejścia w życie ustawy nie ma szans na spełnienie warunku płatności.

Odpisy mają charakter niegotówkowy. Są one ujawnione w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki w pozycji pozostałe koszty operacyjne. Obciążają one wynik operacyjny Grupy pozostając, zgodnie z przyjętą definicją, bez wpływu na wynik EBITDA.

Dewelopment morskich farm wiatrowych

Grupa planuje realizację dwóch morskich farm wiatrowych (Bałtyk Środkowy II i Bałtyk Środkowy III) zlokalizowanych na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy do 1.200 MWe, w tym 600 MWe do roku 2022, oraz 600 MWe do roku 2026.

W lipcu bieżącego roku Bałtk Środkowy III otrzymał Decyzję Środowiskową wydaną przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku. Decyzja jest prawomocna.

Projekt budowy morskich farm wiatrowych ma charakter długoterminowy (uruchomienie pierwszej morskiej farmy wiatrowej planowane jest na rok 2022). Grupa zakłada rozwój projektów morskich farm wiatrowych z partnerem przy sprzedaży 50-100% udziałów po uzyskaniu wszystkich niezbędnych pozwoleń (projekt gotowy do budowy).

Budowa gazociągu Bernau - Szczecin

10 października 2016 roku podjęta została decyzja o niewykonywaniu przez spółkę zależną PPG Pipeline Projektgesellschaft mbH („PPG”) opcji kupna 100% udziałów w spółce Inwestycyjna Spółka Energetyczna – IRB Sp. z o.o. („IRB”). IRB poprzez swoje spółki zależne („Spółki Projektowe”) posiada prawa do budowy gazociągu o łącznej długości ok 150 km (z tego 118 km na terenie Niemiec) i przepustowości 5 mld m³/rok, łączącego polski i niemiecki system gazowy („Projekt”).

Wskazana powyżej decyzja spowodowana była niemożnością uzgodnienia zasad i warunków realizacji Projektu na terenie Polski, co było warunkiem koniecznym zakupu IRB. Ponadto, projekt nie znalazł się w planie inwestycyjnym Gaz-System do roku 2022.

W związku z powyższym w dniu 10 października 2016 roku Zarząd Spółki podjął decyzję o dokonaniu odpisu księgowego aktywów związanych z Projektem. Odpis ma charakter niegotówkowy. Wpływ na wynik netto wyniósł 43 mln zł i został ujęty w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki za trzeci kwartał. Powyższy odpis będzie, zgodnie z przyjętą definicją, bez wpływu na wynik EBITDA.

Rozwój projektu Elektrowni Północ

Grupa rozwija projekt budowy elektrowni opalanej węglem kamiennym zlokalizowanej w północnej Polsce, która docelowo ma posiadać dwa bloki energetyczne do ok. 800 MWe każdy – projekt Elektrownia Północ.

Grupa zakłada sprzedaż elektrowni węglowej w 2018 r. lecz w sytuacji wystąpienia odpowiednich sygnałów rynkowych istnieje możliwość kontynuacji projektu po uprzedniej zgodzie akcjonariuszy.

Elektrownia biomasowa

W zakresie rozwoju outsourcingu i wytwarzania energii w oparciu o biomasę, Grupa przygotowuje do realizacji projekt budowy i eksploatacji elektrowni biomasowej o mocy 31 MW, przyłączonej do sieci energetycznej. W minionym kwartale projekt otrzymał ostateczne pozwolenie na budowę. Ponadto, zlecono przygotowanie projektu budowlanego linii wyprowadzającej moc.

3. Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym w stosunku do wyników.

Zgodnie z informacją przekazaną w dniu 6 lipca 2016 roku raportem bieżącym nr 21/2016 Spółka odwołała prognozę wyników na rok 2016 podaną do publicznej wiadomości raportem bieżącym nr 4/2016. Do momentu stabilizacji otoczenia regulacyjnego dla energetyki odnawialnej spółka nie planuje także publikować prognozy wyników na kolejna lata.

Spółka na bieżąco analizuje zmieniające się dynamicznie otoczenie regulacyjne, w tym zmiany wprowadzone przez nowelizację ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz zmiany wynikające z aktów wykonawczych do tej ustawy, które nie zostały jeszcze wydane i wpływ wspomnianych regulacji na działanie Spółki i jej wyniki finansowe. W chwili obecnej, z uwagi na brak rozporządzeń wykonawczych, nie jest możliwe dokonanie kompleksowej oceny wpływu nowych regulacji na Spółkę.

4. Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe

Czynniki mające znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe zostały opisane w punktach A.1 oraz C.1-2 niniejszego raportu.

5. **Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu emitenta na dzień przekazania raportu kwartalnego wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego**

Nr	Akcjonariusz	Liczba akcji	Liczba głosów	Udział
1	Kulczyk Investment S.A.*	22 811 757	22 811 757	50,20%
2	China - Central and Eastern Europe Investment Co-operation Fund SCS SICAV-SIF**	7 266 122	7 266 122	15,99%
3	ING OFE	2 576 969	2 576 969	5,67%
4	Generali OFE	2 943 731	2 943 731	6,48%
5	Aviva OFE	3 060 872	3 060 872	6,74%
6	Pozostali	6 784 096	6 784 096	14,93%
	Razem	45 443 547	45 443 547	100%

*poprzez podmiot zależny Mansa Investments Sp. z o.o.

** poprzez podmiot zależny Capedia Holdings Limited z siedzibą w Nikozji, Cypr

6. **Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności**

W III kwartale zakończonym 30 września 2016 roku nie nastąpiło połączenie jednostek gospodarczych, przejęcie lub sprzedaż jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podział, restrukturyzacja i zaniechanie działalności.

7. Informacje ogólne

Grupa kapitałowa Polenergia S.A., dawniej Polish Energy Partners S.A. (Firma została zmieniona wpisem do KRS z dnia 11 września 2014 roku), („Grupa”) składa się z Polenergia S.A. („Spółka”, „jednostka dominująca”) i jej spółek zależnych. Spółka została utworzona Aktem Notarialnym z dnia 17 lipca 1997 roku. Spółka jest wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy, dla miasta Warszawy, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000026545. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012693488. Siedziba Spółki mieści się w Warszawie przy ulicy Kruczej 24/26.

Według odpisu z Krajowego Rejestru Sądowego przedmiotem działalności Spółki jest:

- wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej (PKD 40.10),
- produkcja i dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody) (PKD 40.30),
- budownictwo ogólne i inżynieria lądowa (PKD 45.21),
- wykonywanie instalacji budowlanych (PKD 45.3),
- pozostałe formy udzielania kredytów, z wyjątkiem czynności do wykonania których potrzebne jest uzyskanie koncesji albo zezwolenia lub które są zastrzeżone do wykonywania przez banki (PKD 65.22),
- prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk przyrodniczych i technicznych (PKD 73.10),
- zagospodarowanie i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek (PKD 70.11),
- zarządzanie nieruchomościami na zlecenie (PKD 70.32),
- działalność rachunkowo – księgową (PKD 74.12),
- działalność w zakresie projektowania budowlanego, urbanistycznego, technologicznego (PKD 74.20),
- doradztwo w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania (PKD 74.14),
- pozostała działalność komercyjna, gdzie indziej nie sklasyfikowana (PKD 74.84),
- pozostałe formy kształcenia, gdzie indziej nie sklasyfikowane (PKD 80.42),
- sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych, gazowych oraz produktów pochodnych (PKD 51.51).

Zakres działalności podmiotów zależnych jest związany z działalnością jednostki dominującej.

8. Skład osobowy Zarządu oraz Rady Nadzorczej jednostki dominującej

Skład osobowy Zarządu jednostki dominującej na dzień 30 września 2016 roku:

Jacek Głowacki	Wiceprezes Zarządu
Bartłomiej Dujczyński	Członek Zarządu

Skład osobowy Rady Nadzorczej jednostki dominującej na dzień 30 września 2016 roku:

Tomasz Mikołajczak	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Łukasz Rędziniak	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Dominik Libicki	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Nowak	Członek Rady Nadzorczej
Arkadiusz Jastrzębski	Członek Rady Nadzorczej
Brian Bode	Członek Rady Nadzorczej
Dagmara Gorzelana-Królikowska	Członek Rady Nadzorczej
Dawid Jakubowicz	Członek Rady Nadzorczej
Orest Nazaruk	Członek Rady Nadzorczej

9. Otoczenie prawne

9.1 Wprowadzenie

Działalność spółek z Grupy podlega licznym regulacjom krajowym oraz unijnym. W zakresie krajowych regulacji, są to w szczególności następujące akty prawne:

- Prawo Energetyczne oraz akty wykonawcze do tej ustawy;
- Ustawa KDT;
- Prawo Geologiczne i Górnicze;
- Ustawa o Obszarach Morskich Rzeczypospolitej Polskiej i Administracji Morskiej;
- Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych;
- Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji;
- Prawo Ochrony Środowiska;
- Ustawa OOŚ;
- Ustawa o Zapobieganiu Szkodom w Środowisku;
- Ustawa o Ochronie Przyrody;
- Ustawa o odnawialnych źródłach energii;
- Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych;

W zakresie zaś regulacji unijnych są to m.in.:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola);
- Dyrektywa 2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych;
- Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.

Kluczowe regulacje mające wpływ na funkcjonowanie Grupy zostały przedstawione i pokrótce omówione w tym rozdziale.

9.2 Podstawowe regulacje dotyczące sektora energetycznego

Podstawowym aktem prawnym regulującym funkcjonowanie sektora energetycznego w Polsce jest Prawo Energetyczne oraz akty wykonawcze do tej ustawy. Prawo Energetyczne określa zasady

kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Celem Prawa Energetycznego jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Prawo Energetyczne określa również zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, która jest opracowywana co cztery lata i zatwierdzana przez Radę Ministrów. W dniu 10 listopada 2009 roku Rada Ministrów zatwierdziła dokument Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku, w którym określono podstawowe kierunki polityki energetycznej i narzędzia jej realizacji.

Sektor elektroenergetyczny podlega również regulacjom Prawa Europejskiego, w szczególności dyrektywy 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 roku dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. UE L 211/55 z dnia 14 sierpnia 2009 roku), jak również w rozporządzeniach przyjętych w ramach tzw. trzeciego pakietu energetycznego.

9.2.1 Regulator polskiego sektora energetycznego

Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes URE, który jest centralnym organem administracji rządowej. Prezesa URE powołuje Prezes Rady Ministrów, spośród osób wyłonionych w drodze otwartego i konkurencyjnego naboru, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Prezes Rady Ministrów również odwołuje Prezesa URE.

Do zakresu działania Prezesa URE należy w szczególności:

- udzielanie i cofanie koncesji,
- zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła,
- kontrolowanie wykonania obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia, bądź uiszczenia opłaty zastępczej (tj. kontrola funkcjonowania mechanizmu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii),
- zatwierdzanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci,
- rozstrzyganie niektórych sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy tymi przedsiębiorstwami a odbiorcami (m.in. sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci),
- nakładanie kar pieniężnych na przedsiębiorstwa energetyczne na zasadach określonych w ustawie,
- wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji.

W przypadku niewypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków wskazanych w Prawie Energetycznym, Prezes URE może nałożyć na przedsiębiorstwo karę pieniężną, której wysokość nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Prezes URE może również nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, z tym że kara ta może być wymierzona w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.

9.2.2 Koncesje

Zgodnie z Prawem Energetycznym koncesjonowaniu podlega, poza pewnymi wyjątkami określonymi w ustawie, wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie m.in.:

- wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,

- obrotu energią elektryczną lub ciepłą.

Koncesji udziela Prezes URE na wniosek podmiotu, który spełnia określone w ustawie warunki i jednocześnie nie zachodzą określone w ustawie przesłanki uniemożliwiające wydanie koncesji. Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż lat 50, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o uzyskanie koncesji na czas krótszy. Przedsiębiorstwo energetyczne może złożyć wniosek o przedłużenie ważności koncesji, nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem. W przypadkach przewidzianych w Prawie Energetycznym Prezes URE może cofnąć koncesję lub zmienić jej zakres, a w niektórych przypadkach jest zobligowany cofnąć lub zmienić zakres koncesji.

Przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja, wnoszą coroczne opłaty do budżetu państwa, obciążające koszty ich działalności. Stosowne rozporządzenie Rady Ministrów określa wysokość i sposób pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja. Wysokość corocznej opłaty oblicza się w odniesieniu do przychodów przedsiębiorstwa energetycznego uzyskanych z działalności objętej koncesją. Opłata dla każdego rodzaju koncesjonowanej działalności nie może być mniejsza niż 200 PLN i większa niż 1.000 tys. PLN. W przypadku prowadzenia więcej niż jednej działalności podlegającej koncesjonowaniu opłatę stanowi suma opłat dla poszczególnych rodzajów działalności.

9.2.3 Taryfy

Ceny i stawki opłat za dostarczane do odbiorcy energią elektryczną, ciepło lub paliwo gazowe określone są przez przedsiębiorstwa energetyczne w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE albo ustalane na rynku konkurencyjnym (w przypadku przedsiębiorstw zwolnionych z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE).

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE oraz proponują okres ich obowiązywania. Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla energii elektrycznej, ciepła lub paliw gazowych, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, na warunkach wskazanych w Prawie Energetycznym i stosownych aktach wykonawczych. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych (w zakresie objętym taryfą np. w zakresie wytwarzania ciepła) wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, a także pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Szczegółowe zasady kalkulacji taryf są określone w Prawie Energetycznym i stosownych aktach wykonawczych. Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami określonymi w Prawie Energetycznym i przepisami aktów wykonawczych do ustawy.

Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Takie zwolnienie może dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym.

Prezes URE korzystał wielokrotnie z powyższego uprawnienia i stopniowo zwalniał przedsiębiorstwa z sektora elektroenergetycznego z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia. W efekcie w sektorze energii elektrycznej obowiązkiem przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia objęte są jedynie taryfy przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej oraz taryfy dotyczące obrotu energią elektryczną w zakresie dotyczącym sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców nieprowadzących działalności gospodarczej, głównie odbiorców w gospodarstwach domowych (tzw. grupa taryfowa G).

Jedna ze spółek z Grupy, w zakresie wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz sprzedaży energii elektrycznej do gospodarstw domowych (Polenergia Dystrybucja), jest obowiązana przedkładać Prezesowi URE taryfy dotyczące energii elektrycznej do zatwierdzenia.

W sektorze ciepłowniczym Prezes URE nie dokonał zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia i taryfy dotyczące wszystkich rodzajów działalności ciepłowniczej podlegają

obowiązkowi przedłożenia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia. Powyższy obowiązek obciąża wytwórców ciepła wchodzących w skład Grupy.

W sektorze gazowym, Prezes URE uznał, że obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia nie ma zastosowania w zakresie obrotu paliwami gazowymi na giełdzie towarowej (lub rynku regulowanym). Z kolei w zakresie obrotu paliwami gazowymi pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu oraz obrotu gazem ziemnym w postaci skroplonej (LNG), Prezes URE wskazał, że udzieli stosownego zwolnienia w przypadku wystąpienia ze stosownym wnioskiem przez przedsiębiorstwo energetyczne, którego takie zwolnienie ma dotyczyć. W konsekwencji, obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia obciąża jedną ze spółek z Grupy (Polenergia Kogeneracja), która wykonuje działalność gospodarczą w zakresie obrotu i dystrybucji paliw gazowych.

Istnieje wątpliwość, czy zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia oznacza również zwolnienie z obowiązku kształtowania taryf zgodnie z regulacjami określonymi w Prawie Energetycznym oraz stosownych aktach wykonawczych do ustawy. Z brzmienia odpowiednich przepisów Prawa Energetycznego wynika, że uprawnienie Prezesa URE odnosi się do zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, a nie do zwolnienia z obowiązku stosowania taryf. W praktyce funkcjonuje jednak inna interpretacja tych przepisów, zgodnie z którą zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf energii elektrycznej do zatwierdzenia oznacza zwolnienie z obowiązku stosowania taryf w ogóle. W efekcie, część uczestników rynku (w tym również spółki z Grupy), w zakresie swojej działalności, odnośnie której Prezes URE dokonał zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, zaczęła stosować ceny i stawki opłat ustalone na rynku konkurencyjnym, które mogą nie spełniać wszystkich wymogów zawartych w Prawie Energetycznym i stosownym akcie wykonawczym do ustawy odnoszącym się do kształtowania i kalkulacji taryf.

9.2.4 Prawo swobodnego wyboru sprzedawcy i dostępu do sieci (zasada TPA)

Prawo Energetyczne, implementując w tym zakresie regulacje Prawa Europejskiego, ustanawia prawo swobodnego wyboru sprzedawcy i prawo dostępu do sieci.

Zgodnie z prawem swobodnego wyboru sprzedawcy, odbiorca energii ma prawo zakupu energii od wybranego przez siebie sprzedawcy (wytwórcy, przedsiębiorstwa obrotu). Natomiast zgodnie z prawem dostępu do sieci, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, na zasadach i w zakresie określonym w ustawie. Świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.

9.2.5 Przyłączenie do sieci

Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Na wniosek (spełniający warunki określone w Prawie Energetycznym oraz aktach wykonawczych do ustawy) zainteresowanego przyłączeniem podmiotu, gdy istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru przedsiębiorstwo energetyczne wydaje warunki przyłączenia, które są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych szczegółowo w aktach wykonawczych do Prawa Energetycznego oraz gminnych założeniach do planów, bądź planach zaopatrzenia w energię elektryczną lub ciepłą.

W sprawach spornych dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci rozstrzyga Prezes URE na wniosek strony.

Za przyłączenie do sieci pobiera się opłatę ustaloną na podstawie zasad określonych w Prawie Energetycznym. Za przyłączenie do sieci źródeł wytwórczych pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MWe oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MWe, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.

W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci.

Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 PLN za każdy kilowat wnioskowanej mocy przyłączeniowej, z zastrzeżeniem że wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż trzy miliony PLN.

Umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii powinna również zawierać postanowienia określające, że termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, przy czym termin ten nie może być dłuższy niż 48 miesięcy, a w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię wiatru na morzu - 120 miesięcy, od dnia zawarcia tej umowy. Niedostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji we wskazanym w umowie o przyłączenie terminie jest podstawą wypowiedzenia umowy o przyłączenie. W przypadku umów już zawartych wspomniane terminy liczone mają być od dnia wejścia w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii.

9.2.6 Sprzedawca z urzędu

Zgodnie z Prawem Energetycznym sprzedawcą z urzędu (w sektorze elektroenergetycznym) jest przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe na rzecz odbiorców energii elektrycznej lub paliw gazowych w gospodarstwach domowych, niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Z kolei usługą kompleksową to usługa świadczona na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii.

Tryb wyłaniania sprzedawców z urzędu (bądź ich wyznaczania w sytuacji, gdy postępowanie przetargowe nie zakończy się wyłonieniem sprzedawcy) określa szczegółowo Prawo Energetyczne, akt wykonawczy do tej ustawy oraz odpowiednie przepisy przejściowe.

9.2.7 Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców

Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

Ponadto, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną nieobjętą obowiązkiem sprzedaży na giełdach towarowych w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Powyższy obowiązek nie dotyczy energii elektrycznej:

- dostarczanej od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej,
- wytworzonej w odnawialnym źródle energii,

- wytworzonej w kogeneracji ze średnioroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, wyższą niż 52,5%,
- zużywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem na potrzeby własne,
- niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w Prawie Energetycznym,
- wytworzonej w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MWe.

Prezes URE może również zwolnić to przedsiębiorstwo z powyższego obowiązku, w części dotyczącej produkcji energii elektrycznej sprzedawanej na potrzeby wykonywania długoterminowych zobowiązań wynikających z umów zawartych z instytucjami finansowymi w celu realizacji inwestycji związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej lub wytwarzanej na potrzeby operatora systemu przesyłowego wykorzystywanej na potrzeby prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, jeżeli nie spowoduje to istotnego zakłócenia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub zakłócenia na rynku bilansującym.

Spółki z Grupy nie podlegają obowiązkowi publicznej sprzedaży energii elektrycznej, ze względu na fakt wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii lub ze względu na niską moc zainstalowaną. Również Elektrociepłownia Nowa Sarzyna nie podlega obowiązkowi publicznej sprzedaży energii elektrycznej ze względu na fakt, że jednostki wytwórcze ENS (łącznie 3) nie przekraczają, każda z osobna, mocy 50 MWe. Prawidłowość powyższego wyłączenia została potwierdzona decyzją Prezesa URE.

9.2.8 Zapasy paliw

Zgodnie z Prawem Energetycznym, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Wymiar powyższego obowiązku utrzymywania zapasów paliw został precyzyjnie określony, w zakresie węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego, w stosownym rozporządzeniu wydanym przez Ministra właściwego do spraw gospodarki.

Prawo energetyczne określa sytuację, w których zapasy mogą zostać obniżone, a także reguluje kwestie ich stosownego uzupełnienia. Przestrzeganie obowiązku w zakresie utrzymywania zapasów paliw może być przedmiotem kontroli Prezesa URE. W przypadku stwierdzenia niewywiązywania się z tego obowiązku przez przedsiębiorstwo energetyczne, Prezes URE może m.in. nałożyć na przedsiębiorstwo karę pieniężną, której wysokość nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

9.2.9 Przepisy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych oraz kogeneracji

Określone w Ustawie OZE przedsiębiorstwa energetyczne (głównie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Polski) są również zobowiązane, w zakresie określonym w przepisach wykonawczych, do uzyskania świadectw pochodzenia, bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne opłat zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż wartości określone w stosownym rozporządzeniu wydanym przez Ministra właściwego do spraw gospodarki.

Świadectwo pochodzenia wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się odnawialne źródło energii określone we wniosku.

Z chwilą zapisania świadectwa po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw pochodzenia powstają prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia i przysługują osobie

będącej posiadaczem tego konta. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy, o którym mowa w ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Alternatywnym do umorzenia świadectw pochodzenia sposobem wypełnienia obowiązku jest uiszczenie stosownej opłaty zastępczej. Jednostkowa opłata zastępcza (dla 1 MWh) jest corocznie waloryzowana wskaźnikiem inflacji i publikowana przez Prezesa URE.

Z kolei opłata zastępcza jest obliczana jako iloczyn jednostkowej opłaty zastępczej wynoszącej w 2014 roku 300,03 PLN/MWh oraz różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw.

W przypadku nieprzestrzegania przez sprzedawcę z urzędu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii sprzedawca z urzędu podlega karze nie niższej niż iloczyn średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, wyrażonej w złotych za 1 MWh oraz różnicy pomiędzy ilością oferowanej do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, wyrażoną w MWh, a ilością zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w danym roku, wyrażoną w MWh.

W przypadku nieprzestrzegania obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przedsiębiorstwo zobowiązane jest do uiszczenia opłaty zastępczej. W przypadku niewypełnienia obowiązku oraz nieuiszczenia opłaty zastępczej przedsiębiorstwo podlega karze nie niższej niż iloczyn liczby 1,3 oraz różnicy pomiędzy należną a uiszczoną opłatą zastępczą.

W dniu 26 października 2016 roku ogłoszone zostało rozporządzenie Ministra Energii, które stanowi, że w 2017 roku obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z biogazu rolniczego będzie wynosił 0,6 proc. sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym i 15,4 proc. w przypadku świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z innych OZE.

Ponadto, zgodnie z założeniami tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym Unii Europejskiej miałby zostać zwiększony do 20% do roku 2020. W Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania i stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. UE L. z 2009 roku, Nr 140, str. 16) każdemu z Państw Członkowskich wyznaczono inny wskaźnik. W przypadku Polski udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w 2020 roku ma wynieść 15%.

W dniu 20 lutego 2015 r. została przyjęta przez Sejm Ustawa OZE, która weszła w życie 4 maja 2015 roku, z tym, że wejście w życie zasadniczej części tej ustawy dotyczącej nowego systemu wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych wejdzie w życie 1 lipca 2016 roku.

Zgodnie z Ustawą OZE system zielonych certyfikatów jest dostępny dla wszystkich projektów wiatrowych oddanych przed wejściem w życie przed 1 lipca 2016 r. Prawa do uzyskania zielonych certyfikatów istnieje w okresie 15 lat od daty rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, dla której można było uzyskać zielone certyfikaty (kontynuacja systemu zielonych certyfikatów). Wszystkie projekty w ramach dotychczasowego systemu certyfikatów będą miały możliwość zmiany na system aukcji.

Nowy system wsparcia – system aukcyjny polegać ma na możliwości uzyskania prawa do otrzymania wyrównania pomiędzy ceną określoną w aukcji a ceną rynkową w okresie 15 lat od daty rozpoczęcia operacji. Cena uzyskana w aukcji będzie indeksowana.

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.

W przypadku nowych źródeł OZE zbudowanych po 1 lipca 2016 r. aukcje ogłaszane będą oddzielnie dla koszyków technologicznych, co może być niekorzystne źródła o stopniu wykorzystania zainstalowanej mocy poniżej 3504 MWh/MW/rok, co dotyczy w szczególności energetyki wiatrowej.

Energia z wysokosprawnej kogeneracji

Prawo Energetyczne przewiduje również analogiczny do systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii system wsparcia dla jednostek wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji. System ten jest również oparty na formule świadectw pochodzenia:

- „żółtych” dla jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MWe,
- „fioletowych” dla jednostek kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,
- „czerwonych”, które są wydawane dla innych jednostek niż powyższe (głównie jednostki opalane węglem i biomasą).

System wsparcia w formule tzw. czerwonych i żółtych certyfikatów obowiązuje do 30 czerwca 2019 r.

Podobnie jak w przypadku tzw. zielonych certyfikatów, określone w Prawie Energetycznym przedsiębiorstwa energetyczne (głównie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski) są zobowiązane, w zakresie określonym w stosownych przepisach, do uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne opłat zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż wartości określone w stosownej ustawie (zmieniającej Prawo Energetyczne).

Prawo Energetyczne reguluje również kwestie obliczania wysokości odpowiedniej opłaty zastępczej (innej dla poszczególnych rodzajów certyfikatów), powstawania praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz kar pieniężnych za niewykonanie obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

9.2.10 Koszty osierocone

Ustawa KDT reguluje zasady pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, wymienionych w załączniku nr 1 do ustawy, w tym zasady:

- przedterminowego rozwiązywania umów długoterminowych,
- finansowania kosztów powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych (dalej „koszty osierocone”),
- wypłacania środków na pokrycie kosztów osieroconych,
- obliczania, korygowania i rozliczania kosztów osieroconych,
- funkcjonowania „Zarządcy Rozliczeń Spółka Akcyjna”, który administruje systemem rozliczeń kosztów osieroconych.

Na podstawie Ustawy KDT wytwórcy będący stronami KDT, zabezpieczających określony strumień przychodów w okresie obowiązywania KDT, mogli dobrowolnie rozwiązać powyższe umowy w zamian za objęcie tych wytwórców systemem wypłaty rekompensat z tytułu powstałych kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT. Zgodnie z Ustawą KDT „koszty osierocone” to wydatki wytwórcy niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej, wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 r. na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej.

W Grupie znajduje się podmiot - Elektrociepłownia Nowa Sarzyna - który jest wytwórcą energii elektrycznej otrzymującym środki na pokrycie kosztów osieroconych i który będzie uczestniczył w tym systemie do 2020 r.

Ustawa KDT określa maksymalne poziomy kosztów osieroconych dla poszczególnych wytwórców (777.535 tys. PLN dla Elektrociepłowni Nowa Sarzyna), a także maksymalną wysokość kosztów poniesionych przez wytwórców wykorzystujących gaz ziemny do wytwarzania energii elektrycznej z tytułu zużycia odebranego gazu ziemnego i nieodebranego gazu ziemnego (340.655 tys. PLN dla Elektrociepłowni Nowa Sarzyna).

9.3 Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej

Zgodnie z ogólną zasadą zawartą w przepisach Kodeksu Cywilnego urządzenia trwale związane z gruntem stanowią część składową gruntu i tym samym stanowią własność właściciela gruntu. Wyjątkiem od tej reguły jest art. 49 KC, zgodnie z którym (w brzmieniu przed rokiem 2008) urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania wody, pary, gazu, prądu elektrycznego oraz inne urządzenia podobne nie należą do części składowych nieruchomości, jeżeli wchodzi w skład przedsiębiorstwa. Niejednolita interpretacja przepisu skutkowałą zajmowaniem przez przedsiębiorców gruntów bez należytego tytułu, co w konsekwencji prowadziło do sporów odnośnie własności posadowionych na takim gruncie urządzeń przesyłowych. Zgodnie z nowelizacją przepisów Kodeksu Cywilnego z 2008 r., zmieniono nieznacznie powyższe uregulowanie, i jednocześnie dodano ustęp zgodnie z którym osoba, która poniosła koszty budowy urządzeń przesyłowych, i jest ich właścicielem, może żądać, aby przedsiębiorca, który przyłączył urządzenia do swojej sieci, nabył ich własność za odpowiednim wynagrodzeniem, chyba że w umowie strony postanowiły inaczej. Z żądaniem przeniesienia własności tych urządzeń może wystąpić także przedsiębiorca.

Powyższe uregulowanie, pomimo rozszerzenia uprawnień osób zaangażowanych (pośrednio lub bezpośrednio) w proces deweloperski, w dalszym ciągu nastrocza pewne wątpliwości. Z jednej strony wyłącza generalną zasadę przynależności urządzeń trwale związanych z gruntem do tego gruntu, z drugiej jednak nie może być interpretowane jako decydujące o przejściu własności urządzeń na przedsiębiorcę w momencie przyłączenia urządzeń przesyłowych do przedsiębiorstwa. Kwestia ta nadal musi być uregulowana wprost przez zainteresowane strony.

9.4 Służebność przesyłu

Służebność przesyłu została wprowadzona do Kodeksu Cywilnego w sierpniu 2008 roku, wypełniając tym samym lukę prawną wynikającą z braku uregulowania stosunków prawnych dotyczących urządzeń przesyłowych pomiędzy przedsiębiorcami przesyłowymi a właścicielami nieruchomości, na których znajdują się takie urządzenia. Dzięki możliwości ustanowienia służebności przesyłu zarówno w odniesieniu do urządzeń już posadowionych, jak i w odniesieniu do urządzeń dopiero planowanych, nowelizacja ułatwiła sprawne planowanie przyszłych inwestycji energetycznych.

Zgodnie z prawem służebności przesyłu, nieruchomość można obciążyć na rzecz przedsiębiorcy, który wybudował (lub planuje wybudować) urządzenia przesyłowe – wszelkie konstrukcje i instalacje tworzące linie do doprowadzania i odprowadzania płynów, pary, gazu, energii elektrycznej oraz inne urządzenia o podobnym przeznaczeniu – w ten sposób, że przedsiębiorca korzystać może w oznaczonym zakresie z nieruchomości, zgodnie z przeznaczeniem tych urządzeń.

Podstawą ustanowienia służebności przesyłu jest umowa zawarta w formie aktu notarialnego między przedsiębiorcą a właścicielem gruntu, na którym są lub mają zostać zainstalowane urządzenia przesyłowe. W sytuacji, gdy służebność przesyłu konieczna jest do korzystania z urządzeń przesyłowych, a właściciel nieruchomości odmawia zawarcia odpowiedniej umowy, przedsiębiorca może żądać jej ustanowienia za odpowiednim wynagrodzeniem.

Pewną niedogodnością związaną z ustanawianiem służebności przesyłu jest konieczność uzyskania służebności od wszystkich właścicieli działek, przez które przebiega linia energetyczna, czyli nierzadko znaczącej liczby osób. Aby usprawnić proces uzyskiwania tytułu do nieruchomości, przez które przebiega linia energetyczna, ustawodawca rozważa możliwość wprowadzenia instytucji korytarzy przesyłowych (porównaj pkt *Korytarze przesyłowe*).

9.5 Korytarze przesyłowe

Jak wskazane zostało w uzasadnieniu do przygotowanego przez Ministerstwo Gospodarki projektu ustawy o korytarzach przesyłowych z dnia 6 czerwca 2012 r. (dostępny wraz z uzasadnieniem na stronach internetowych Rządowego Centrum Legislacji - <http://legislacja.rcl.gov.pl/lista/2/projekt/23511>), celem zaspokajania potrzeb społeczeństwa i gospodarki, rozważane jest wprowadzenie do polskiego ustawodawstwa instytucji tzw. „korytarze przesyłowych”. Korytarze przesyłowe adresować mają m.in. trudności związane z uzyskaniem tytułu do nieruchomości wykorzystywanych na umiejscowienie linii energetycznych. Zgodnie z projektem ustawy, o ile ustawa wejdzie w życie, wprowadzony zostanie mechanizm decyzji administracyjnej, w ramach której wydawana będzie jedna zgoda na ustanowienie korytarza przesyłowego obejmującego odpowiednią ilość działek, przez które przebiegać ma linia energetyczna przewidziana projektem. Dodatkowo, decyzja taka (zgodnie z projektem ustawy) będzie mogła łączyć w sobie jednocześnie inne decyzje wymagane w postępowaniu inwestycyjnym, w tym decyzje o pozwoleniu na budowę oraz zatwierdzającą projekt budowlany. W efekcie, poprzez oszczędzenie inwestorowi konieczności przechodzenia przez często czasochłonny proces uzyskiwania poszczególnych niezbędnych decyzji administracyjnych, inwestor uzyska różne wymagane zgody w drodze jednej decyzji, co w założeniu usprawni proces inwestycyjny.

Beneficjentem proponowanych rozwiązań mają być przedsiębiorcy przesyłowi, czyli osoby fizyczne, osoby prawne lub jednostki organizacyjne, w których władaniu znajdują się urządzenia przesyłowe albo którzy realizują inwestycje w zakresie urządzeń przesyłowych.

9.6 Ochrona środowiska

Działalność i funkcjonowanie Grupy podlega wielu regulacjom prawa krajowego z zakresu ochrony środowiska (m.in. ochrony powietrza, wód, powierzchni ziemi, zwierząt, roślin, ochrony przed hałasem oraz przed polami elektromagnetycznymi). Dokonują one pełnej lub częściowej transpozycji wielu aktów prawnych UE, w tym w szczególności: (i) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy (Dz. U. UE L 312 z dnia 22 listopada 2008 r.), (ii) dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. U. UE L 334 z dnia 17 grudnia 2010 r.), (iii) dyrektywy 2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 r. w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu (Dz. U. UE L 143 z dnia 30 kwietnia 2004 r.), (iv) dyrektywy Rady 85/337/EWG z dnia 27 czerwca 1985 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko naturalne (Dz. U. UE L 175 z dnia 5 lipca 1985 r.), (v) dyrektywy Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (Dz. U. UE L 206 z 22 lipca 1992 r.), (vi) dyrektywy Rady 79/409/EWG z dnia 2 kwietnia 1979 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dz. U. UE L 103 z dnia 25 kwietnia 1979 r.), (vii) dyrektywy 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej (Dz. U. UE L 327 z dnia 22 grudnia 2000 r.), (viii) dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. U. UE L 275 z dnia 25 października 2003 r.).

Poszczególne krajowe akty prawne z zakresu ochrony środowiska regulują kwestie dotyczące ochrony środowiska zarówno na etapie przebiegu procesu inwestycyjnego projektów inwestycyjnych jak i na etapie użytkowania wybudowanych obiektów. Tworzą one podstawę ochrony poszczególnych elementów środowiska oraz środowiska jako całości (określając standardy jakości środowiska oraz kontrolę ich osiągania, a także działania służące ich nieprzekraczaniu lub przywracaniu), oraz określają wymagania i procedury administracyjne mające zastosowanie w tej dziedzinie.

Niniejszy rozdział zawiera podsumowanie kluczowych krajowych aktów normatywnych z zakresu ochrony środowiska mających wpływ na działalność Grupy.

9.6.1 Prawo Ochrony Środowiska

Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie dotyczące ochrony środowiska jest Prawo Ochrony Środowiska. Określa on zasady ochrony środowiska oraz warunki korzystania z jego

zasobów, w szczególności: (i) zasady ustalania warunków wprowadzania substancji lub energii do środowiska, (ii) zasady ustalania kosztów korzystania ze środowiska, (iii) obowiązki organów administracji publicznej oraz instytucji ochrony środowiska oraz (iv) odpowiedzialności za szkody spowodowane oddziaływaniem na środowisko lub negatywne oddziaływanie na środowisko i sankcje za nieprzestrzeżenie ww. zasad.

Uregulowania zawarte w Prawie Ochrony Środowiska dotyczą nie tylko istniejących już obiektów (w zakresie ich użytkowania) ale również ich realizacji, tj. procesu inwestycyjno - budowlanego mogącego negatywnie oddziaływać na środowisko. Już w trakcie prac budowlanych, inwestor realizujący przedsięwzięcie obowiązany jest uwzględniać poszczególne regulacje dot. ochrony środowiska na obszarze prowadzonych prac. Bowiem, w myśl Prawa Ochrony Środowiska nowo zbudowane lub przebudowywane instalacje nie mogą być oddane do użytkowania, jeżeli nie spełniają wymagań ochrony środowiska.

Z kolei etap eksploatacji instalacji może wymagać uzyskania tzw. pozwoleń sektorowych lub pozwolenia zintegrowanego - zbiorczo określającego warunki emisji poszczególnych substancji lub energii oraz warunki oddziaływania na środowisko (wymaganego dla instalacji, której funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w niej działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości; w przemyśle energetycznym pozwolenie zintegrowane jest wymagane dla instalacji spalającej paliwa o mocy nominalnej ponad 50 MWt), oraz wymagać ponoszenia opłat środowiskowych (tj. opłat za korzystanie ze środowiska). Zgodnie bowiem z Prawem Ochrony Środowiska eksploatacja instalacji powodująca: (i) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, (ii) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, (iii) wytwarzanie odpadów, będzie co do zasady wymagała uzyskanie środowiskowego pozwolenia sektorowego (chyba że dana instalacja objęta jest pozwoleniem zintegrowanym). Dodatkowo, w przypadkach określonych w Prawie Ochrony Środowiska, podmiot korzystający ze środowiska ponosi opłaty za korzystanie ze środowiska. Opłatę ustala się według stawek obowiązujących w okresie, w którym korzystanie ze środowiska miało miejsce.

Prawo Ochrony Środowiska przewiduje również odpowiedzialność cywilną, karną i administracyjną za naruszenie jej przepisów lub pozwoleń wydanych na jej podstawie. I tak tytułem przykładu - jeżeli prowadzona działalność powoduje pogorszenie stanu środowiska w znacznych rozmiarach lub zagraża życiu lub zdrowiu ludzi, wydana zostaje decyzja o wstrzymaniu tej działalności w zakresie, w jakim jest to niezbędne dla zapobieżenia pogarszaniu stanu środowiska. Ustawa określa również sytuację, w których może dojść do fakultatywnego wstrzymania użytkowania instalacji (m.in. w przypadku wprowadzania przez podmiot korzystający ze środowiska substancji lub energii do środowiska bez wymaganego pozwolenia lub z naruszeniem jego warunków). Dodatkowo ustawa przewiduje także administracyjne kary pieniężne za m.in. przekroczenie lub naruszenie warunków korzystania ze środowiska lub podwyższone opłaty środowiskowe w przypadku m.in. braku wymaganych pozwoleń.

9.6.2 Ustawa OOS

Ustawa OOS określa w szczególności: (i) zasady i tryb postępowania w sprawach udostępniania informacji o środowisku i jego ochronie, (ii) zasady i tryb postępowania w sprawach ocen oddziaływania na środowisko, (iii) zasady udziału społeczeństwa w ochronie środowiska, jak i (iv) organy administracji publicznej właściwe w ww. sprawach. Ponadto ustawa reguluje również procedurę oraz zasady wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (określających środowiskowe uwarunkowania realizacji inwestycji).

Zgodnie z Ustawą OOS, uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest wymagane w przypadku realizacji planowanych przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko lub przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Powyższe przedsięwzięcia (w zakresie ich możliwego oddziaływania na środowisko) zostały szczegółowo określone w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 roku w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. Nr 213, poz. 1397). Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach następuje co do zasady przed uzyskaniem m.in. decyzji o pozwoleniu na budowę, decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzeń wodnych.

W ramach postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przeprowadzana jest ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko jeżeli planowane przedsięwzięcie należy do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko. W przypadku planowanego przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na

środowisko, przeprowadzana jest ww. ocena - jeżeli obowiązek przeprowadzenia tej oceny został stwierdzony, w drodze postanowienia, przez właściwy organ. Dodatkowo, realizacja przedsięwzięć innych niż wyżej wskazane, wymaga przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 (tj. obszary specjalnej ochrony ptaków, specjalny obszar ochrony siedlisk lub obszar mający znaczenie dla UE, utworzony w celu ochrony populacji dziko występujących ptaków lub siedlisk przyrodniczych lub gatunków będących przedmiotem zainteresowania UE), jeżeli m.in. przedsięwzięcie może znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000, a nie jest bezpośrednio związane z ochroną tego obszaru lub nie wynika z tej ochrony. W ramach oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko określa się, analizuje oraz ocenia m.in. (i) bezpośredni i pośredni wpływ danego przedsięwzięcia na środowisko oraz zdrowie i warunki życia ludzi, (ii) możliwości oraz sposoby zapobiegania i zmniejszania negatywnego oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz (iii) wymagany zakres monitoringu. W ramach oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 określa się, analizuje oraz ocenia oddziaływanie przedsięwzięć na obszary Natura 2000.

W decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, wydawanej po przeprowadzeniu oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, właściwy organ określa w szczególności: (i) rodzaj i miejsce realizacji przedsięwzięcia, (ii) warunki wykorzystywania terenu w fazie realizacji i eksploatacji lub użytkowania przedsięwzięcia, (iii) w przypadku gdy z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko wynika potrzeba: a) wykonania kompensacji przyrodniczej - stwierdza konieczność wykonania tej kompensacji, b) zapobiegania, ograniczania oraz monitorowania oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko - nakłada obowiązek tych działań. Ponadto w decyzji organ może nałożyć na wnioskodawcę obowiązek przedstawienia analizy porealizacyjnej, określając jej zakres i termin przedstawienia. W przypadku gdy nie została przeprowadzona ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach właściwy organ stwierdza brak potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko.

9.6.3 Obszary Natura 2000

Program Natura 2000 został stworzony w celu zachowania bogatego dziedzictwa naturalnego (ochrony najbardziej cennych i zagrożonych siedlisk i gatunków roślin i zwierząt) państw członkowskich UE jak i realizacji spójnej polityki ochrony zasobów przyrodniczych na obszarze UE. Podstawowym celem programu jest stworzenie sieci obszarów, której głównym celem jest zachowanie poszczególnych typów siedlisk przyrodniczych i gatunków roślin i zwierząt, uznawane za cenne i znaczące. Sieć obszarów Natura 2000 w rozumieniu Ustawy o Ochronie Przyrody obejmuje: (i) obszary specjalnej ochrony ptaków, (ii) specjalne obszary ochrony siedlisk, oraz (iii) obszary mające znaczenie dla UE. Należą one do europejskiego systemu obszarów objętych ochroną.

Przepisy prawne dot. obszarów Natura 2000 przewidują szereg ograniczeń w zakresie realizacji inwestycji na obszarach Natura 2000 lub w ich otoczeniu. Co do zasady zabrania się bowiem podejmowania działań mogących, osobno lub w połączeniu z innymi działaniami, znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000, w tym w szczególności: (i) pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych lub siedlisk gatunków roślin i zwierząt, dla których ochrony wyznaczono obszar Natura 2000, (ii) wpłynąć negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony obszar Natura 2000, lub (iii) pogorszyć integralność obszaru Natura 2000 lub jego powiązania z innymi obszarami. Należy jednak również zaznaczyć, że objęcie pewnego obszaru programem Natura 2000 nie wyklucza gospodarczego wykorzystania tego obszaru oraz jego otoczenia. Pod pewnymi warunkami (m.in. po przeprowadzeniu oceny oddziaływania skutków przedsięwzięcia na ochronę obszarów Natura 2000, otrzymaniu odpowiedniego zezwolenia), istnieje możliwość dokonywania inwestycji na takich obszarach.

9.6.4 Ustawa o Zapobieganiu Szkodom w Środowisku

Ustawa o Zapobieganiu Szkodom w Środowisku określa zasady odpowiedzialności za zapobieganie szkodom w środowisku i naprawę szkód w środowisku. Przepisy ustawy stosuje się do bezpośredniego zagrożenia szkodą w środowisku lub do faktycznej szkody w środowisku (spowodowanych przez działalność stwarzającą ryzyko szkody w środowisku lub przez inną działalność jeżeli dotyczą gatunków chronionych lub chronionych siedlisk przyrodniczych oraz wystąpiły z winy podmiotu korzystającego ze środowiska). Przepisów ustawy nie stosuje się m.in. jeżeli od emisji lub zdarzenia, które spowodowały bezpośrednie zagrożenie szkodą w środowisku lub szkodę w środowisku, upłynęło więcej niż 30 lat.

Ustawa nakłada na podmiot korzystający ze środowiska m.in. następujące obowiązki: (i) obowiązek podejmowania działań zapobiegawczych w przypadku wystąpienia bezpośredniego zagrożenia szkodą w środowisku, (ii) obowiązek podejmowania działań naprawczych lub działań w celu ograniczenia

szkody w środowisku, zapobieżenia kolejnym szkodom i negatywnym skutkom dla zdrowia ludzi lub dalszemu osłabieniu funkcji elementów przyrodniczych w przypadku wystąpienia szkody w środowisku, (iii) informowania organu ochrony środowiska o bezpośrednim zagrożeniu szkodą w środowisku lub wystąpienia szkody w środowisku jak i o zakończeniu przeprowadzania działań zapobiegawczych lub naprawczych, (iv) uzgadniania z organem ochrony środowiska warunki przeprowadzenia działań naprawczych.

Zgodnie z naczelną zasadą polityki ekologicznej - „zanieczyszczający płaci”, koszty przeprowadzenia działań zapobiegawczych lub naprawczych ponosi co do zasady podmiot korzystający ze środowiska.

9.6.5 Ustawa o Ochronie Przyrody

Ustawa o Ochronie Przyrody określa cele, zasady i formy ochrony przyrody żywej i nieożywionej oraz krajobrazu (w tym obszarów Natura 2000). Określa ponadto m.in. działania podejmowane w celu ochrony przyrody, organy i służby ochrony przyrody jak i zasady gospodarowania składnikami i zasobami przyrody.

9.6.6 Prawo Wodne

Prawo wodne reguluje co do zasady gospodarowanie wodami, kształtowanie i ochronę zasobów wodnych, korzystanie z wód jak i zarządzanie zasobami wodnymi. Ustawa reguluje ponadto sprawy własności wód oraz gruntów pokrytych wodami. Do podstawowych instrumentów zarządzania zasobami wodnymi Prawo wodne zalicza pozwolenia wodnoprawne. Są one co do zasady wymagane na: (i) szczególne korzystanie z wód, (ii) regulację wód, (iii) wykonanie urządzeń wodnych, jak i (iv) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi. W pozwoleniach ustala się cel i zakres korzystania z wód, warunki wykonywania uprawnień oraz obowiązki niezbędne ze względu na ochronę zasobów środowiska, interesów ludności i gospodarki.

9.6.7 Ustawa o Odpadach

Podstawowym aktem prawnym w zakresie gospodarki odpadami jest Ustawa o Odpadach. Ustawa określa środki służące ochronie środowiska, życia i zdrowia ludzi zapobiegające i zmniejszające negatywny wpływ na środowisko oraz zdrowie ludzi wynikający z wytwarzania odpadów i gospodarowania nimi oraz ograniczające ogólne skutki użytkowania zasobów i poprawiające efektywność takiego użytkowania.

Stosownie do Ustawy o Odpadach, w zakresie sposobów postępowania z odpadami obowiązuje określona hierarchia działań. W pierwszej kolejności powinno się zapobiegać powstawaniu odpadów lub ograniczać ilość odpadów i ich negatywne oddziaływanie na życie i zdrowie ludzi oraz na środowisko. Odpady, których powstaniu nie udało się zapobiec, powinny zostać poddane odzyskowi. Odpady zaś, których poddanie odzyskowi nie było możliwe powinny zostać unieszkodliwione. W zakresie gospodarowania odpadami obowiązuje ponadto tak zwana „zasada bliskości”. Zgodnie z „zasadą bliskości” odpady powinny być co do zasady w pierwszej kolejności poddawane przetwarzaniu w miejscu ich powstania. Odpady, które zaś nie mogą zostać przetworzone w miejscu ich powstania powinny zostać, uwzględniając hierarchię sposobów postępowania z odpadami oraz najlepszą dostępną technikę lub technologię, przekazane do najbliższych położonych miejsc, w których mogą zostać przetworzone.

Przepisy Ustawy o Odpadach regulują ponadto obowiązki m.in. posiadaczy odpadów (w tym wytwórców) jak i organów administracji publicznej w zakresie gospodarki odpadami. Zgodnie z ustawą, wytwórca odpadów jest obowiązany do gospodarowania wytworzonymi przez siebie odpadami. Wytwórca odpadów lub inny posiadacz odpadów może zlecić wykonanie obowiązku gospodarowania odpadami innemu podmiotowi (spełniającemu określone wymogi). W przypadku wytwarzania odpadów (i) o masie powyżej 1 Mg rocznie - w przypadku odpadów niebezpiecznych lub (ii) o masie powyżej 5000 Mg rocznie - w przypadku odpadów innych niż niebezpieczne, wymagane jest uzyskanie odpowiedniego pozwolenia na wytwarzanie odpadów w przypadku wytwarzania odpadów w związku z eksploatacją instalacji (chyba że instalacja posiada pozwolenie zintegrowane). Również prowadzenie działalności w zakresie zbierania odpadów oraz ich przetwarzania wymaga co do zasady uzyskania odpowiedniego zezwolenia.

Katalog odpadów wraz z listą odpadów niebezpiecznych oraz sposobem klasyfikowania odpadów określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U. Nr 112, poz. 1206).

9.6.8 Ustawa o Ochronie Gruntów Rolnych i Leśnych

Ustawa o Ochronie Gruntów Rolnych i Leśnych określa zasady ochrony gruntów rolnych i leśnych oraz rekultywacji, oraz zasady poprawiania wartości użytkowej gruntów. Ustawa ponadto reguluje sposób zmiany przeznaczenia niektórych gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne, jak i sposób wyłączenia gruntów z produkcji rolniczej lub leśnej przeznaczonych na cele nierolnicze i nieleśne.

9.6.9 Emisja CO₂

Działalność wielu instalacji z sektora przemysłowego, w tym w szczególności instalacji z sektora energetycznego, powodująca emisje zanieczyszczeń (m.in. gazów cieplarnianych) prowadzi do nieodwracalnych zmian w środowisku naturalnym (w tym zmian klimatycznych). Podstawowym instrumentem polityki UE w dziedzinie ochrony klimatu w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych do powietrza jest europejski system handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla.

Krajowe regulacje prawne w zakresie emisji gazów cieplarnianych wdrażające regulacje UE w tym zakresie zawarte są zasadniczo w: (i) Ustawie z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. Nr 122, poz. 695) oraz (ii) Ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 130, poz. 1070, ze zm.).

Określają one w szczególności: (i) zasady zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, (ii) zasady funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych („system”), (iii) wykaz gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza objętych systemem zarządzania, (iv) rodzaje instalacji objętych systemem lub rodzaje działalności prowadzonych w instalacjach objętych systemem w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od 1 stycznia 2013 r., a także wartości progowe odniesione do zdolności produkcyjnych tych instalacji lub działalności i gazy cieplarniane podporządkowane danej instalacji lub działalności.

Należy jednak nadmienić, że polskie regulacje prawne przewidują tylko częściowe wdrożenie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. UE L 140 z dnia 5 czerwca 2009 r.). Nie zawierają bowiem podstawowych zasad charakteryzujących system w okresie rozliczeniowym 2013 r. - 2020 r., tj. rozpoczynającym się od 1 stycznia 2013 r. Odpowiednie regulacje nie zostały jeszcze wdrożone.

Zasadniczo system obejmuje emisję gazów cieplarnianych z instalacji, w której jest prowadzona działalność powodująca ich emisję oraz która spełnia wartości progowe odniesione do zdolności produkcyjnych. Do takich instalacji w zakresie emisji dwutlenku węgla, zaliczane są m.in. instalacje spalania paliw, z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych, o nominalnej mocy cieplnej ponad 20 MWt (m.in. elektrownie, elektrociepłownie). Podmioty prowadzące ww. instalacje, w celu możliwości wprowadzenia do powietrza dwutlenku węgla muszą posiadać odpowiednią ilość uprawnień do jego emisji (w ilości odpowiadającej rzeczywistej wielkości jego emisji). Uprawnienia mogą być otrzymywane bądź w drodze darmowych alokacji lub nabywane odpłatnie. W trwającym obecnie okresie rozliczeniowym 2013 r. - 2020 r., w przypadku instalacji z sektora energetycznego wytwarzających energię elektryczną, proporcja uprawnień pozyskiwanych odpłatnie w porównaniu do uprawnień otrzymywanych darmowo ma generalnie co roku wzrastać, tak aby do roku 2020, co do zasady, wszystkie uprawnienia były już tylko nabywane odpłatnie. Podstawową bowiem zasadą rozdziału uprawnień w trzecim okresie rozliczeniowym (2013 r. - 2020 r.) dla instalacji wytwarzających energię elektryczną ma być sprzedaż uprawnień na aukcji.

W odniesieniu do darmowych alokacji uprawnień, Komisja Europejska decyzją z dnia 22 stycznia 2014 roku warunkowo zaakceptowała wniosek zgłoszony przez Polskę o przejściowy przydział bezpłatnych uprawnień do emisji dwutlenku węgla w ramach systemu dla sektora energetycznego (instalacji wytwarzających energię elektryczną) na lata 2013-2020.

9.6.10 Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych

W dniu 15 lipca 2016 roku weszła w życie ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.

Ustawa zawiera postanowienia na podstawie których wprowadzono zakaz lokalizowania farm wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-ciokrotność wysokości elektrowni licząc od gruntu do najwyższego punktu (wraz z wirnikiem i łopatami) od zabudowań mieszkalnych oraz obszarów przyrody chronionej.

Wspomniany zakaz nie jednak dotyczy projektów, które w dniu wejścia w życie ustawy mają pozwolenie na budowę lub są w ramach wszczętej procedury w sprawie wydania takiego pozwolenia.

Ponadto, ustawa zakłada, że możliwość budowy nowej elektrowni wiatrowej na podstawie w/w pozwolenia na budowę możliwe jest tylko w okresie 3 lat od dnia wejście ustawy w życie. W tym okresie musi być uzyskane pozwolenie na użytkowanie

Wskazane powyżej zapisy uniemożliwiły Spółce kontynuację dewelopementu szeregu projektów farm wiatrowych, co skutkowało koniecznością dokonania odpisów. Poza tym mogą one stanowić utrudnienie w realizacji (budowie) pozostałych projektów farm wiatrowych.

Wskutek bardzo niejasnych zapisów ustawy powstała wątpliwość co do podstawy obliczenia podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych. W celu rozstrzygnięcia wspomnianej wątpliwości spółki grupy wystąpiły o wydanie przez właściwe organy (tj. organy gminy) interpretacji dotyczącej sposobu obliczania od nowego roku (tj. 2017) podatku od nieruchomości. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania Grupa otrzymała jedną odpowiedź na wspomniane wnioski. Zgodnie z nią od 2017 roku podatek od nieruchomości od elektrowni wiatrowych winien być obliczany wg nowych zasady. W ocenie Grupy uzasadnienie prawne wspomnianej interpretacji jest błędne, co uzasadnia konieczność zaskarżenia tej interpretacji do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego.

D. KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A.

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY BILANS
na dzień 30 września 2016 roku
Aktywa

	30.09.2016	31.12.2015
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	1 322 585	1 433 343
Rzeczowe aktywa trwałe	1 816	2 708
Wartości niematerialne	646	886
Nieruchomości inwestycyjne	215	2 312
Aktywa finansowe	1 302 334	1 413 785
Należności długoterminowe	2 725	2 941
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	14 840	10 697
Rozliczenia międzyokresowe	9	14
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	171 506	102 167
Zapasy	10 362	12 043
Należności z tytułu dostaw i usług	14 301	23 879
Pozostałe należności krótkoterminowe	462	666
Rozliczenia międzyokresowe	3 891	5 654
Krótkoterminowe aktywa finansowe	19 763	18 508
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	122 727	41 417
Aktywa razem	1 494 091	1 535 510

Pasywa

	30.09.2016	31.12.2015
I. Kapitał własny	1 196 126	1 241 731
Kapitał zakładowy	90 887	90 887
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	765 438	786 134
Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
Pozostałe kapitały rezerwowe	349 478	372 199
Strata netto	(22 884)	(20 696)
II. Zobowiązania długoterminowe	1 346	2 890
Kredyty bankowe i pożyczki	1 000	1 000
Rezerwy	21	1 187
Pozostałe zobowiązania	325	703
III. Zobowiązania krótkoterminowe	296 619	290 889
Kredyty bankowe i pożyczki	288 807	274 366
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	92	768
Pozostałe zobowiązania	1 059	4 496
Rezerwy	949	1 938
Rozliczenia międzyokresowe	5 712	9 321
Pasywa razem	1 494 091	1 535 510

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2016 roku

	Za okres 9 miesięcy zakończony		niebadany	
	30.09.2016		niebadany	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
Przychody ze sprzedaży	17 636	20 476	3 962	7 097
Przychody ze sprzedaży	17 636	20 476	3 962	7 097
Koszt własny sprzedaży	(15 326)	(16 426)	(3 606)	(4 969)
Zysk (Strata) brutto ze sprzedaży	2 310	4 050	356	2 128
Pozostałe przychody operacyjne	1 948	1 237	(6)	1 080
Koszty ogólnego zarządu	(7 430)	(9 885)	(3 694)	(3 702)
Pozostałe koszty operacyjne	(2 846)	(270)	(59)	357
Przychody finansowe	37 325	5 203	19 200	1 364
w tym dywidenda	30 240	-	17 800	-
Koszty finansowe	(58 333)	(16 333)	(4 896)	(6 026)
Zysk (Strata) brutto	(27 026)	(15 998)	10 901	(4 799)
Podatek dochodowy	4 142	2 992	1 293	911
Zysk (Strata) netto	(22 884)	(13 006)	12 194	(3 888)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2016 roku

	Za okres 9 miesięcy zakończony		niebadany	
	30.09.2016		niebadany	
	30.09.2016	30.09.2015	30.09.2016	30.09.2015
Zysk/(strata) netto za okres	(22 884)	(13 006)	12 194	(3 888)
Inne całkowite dochody netto	-	-	-	-
CAŁKOWITY DOCHÓD ZA OKRES	(22 884)	(13 006)	12 194	(3 888)

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2016 roku**

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowý z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Strata netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2016 roku	90 887	786 134	13 207	372 199	(20 696)	-	1 241 731
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy							
Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(22 884)	(22 884)
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym							
Podział wyniku finansowego	-	(20 696)	-	-	20 696	-	-
Wypłata dywidendy	-	-	-	(22 721)	-	-	(22 721)
Na dzień 30 września 2016	90 887	765 438	13 207	349 478	-	(22 884)	1 196 126

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowý z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Strata netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2015 roku	90 887	802 909	13 207	372 199	(16 091)	-	1 263 111
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy							
Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(13 006)	(13 006)
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym							
Emisja akcji	-	(684)	-	-	-	-	(684)
Podział wyniku finansowego	-	(16 091)	-	-	16 091	-	-
Na dzień 30 września 2015 roku	90 887	786 134	13 207	372 199	-	(13 006)	1 249 421

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2016 roku**

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2016	30.09.2015
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.Strata brutto	(27 026)	(15 998)
II.Korekty razem	29 847	19 583
Amortyzacja	1 108	1 267
Straty z tytułu różnic kursowych	(5)	-
Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	(16 975)	13 400
Strata z tytułu działalności inwestycyjnej	41 664	1 351
Zmiana stanu rezerw	(2 155)	(104)
Zmiana stanu zapasów	1 681	-
Zmiana stanu należności	9 998	4 208
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(3 628)	(337)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(1 841)	(202)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	2 821	3 585
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	118 865	18 750
1. Zbycie inwestycji w nieruchomości oraz wartości niematerialne	1 514	-
2. Z aktywów finansowych, w tym:	117 351	16 903
- zbycie aktywów finansowych	3 921	100
- dywidendy i udziały w zyskach	30 240	-
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	-	14 107
- odsetki	-	148
- inne wpływy z aktywów finansowych	83 190	2 548
3. Inne wpływy inwestycyjne	-	1 847
II.Wydatki	16 797	175 278
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	349	619
2. Na aktywa finansowe, w tym:	16 448	174 659
- nabycie aktywów finansowych	16 131	168 033
- udzielone pożyczki długoterminowe	317	6 626
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	102 068	(156 528)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	-	-
II.Wydatki	23 583	504
1.Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	22 722	-
2. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	861	504
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(23 583)	(504)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	81 306	(153 447)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	81 310	(153 447)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	4	-
F.Środki pieniężne na początek okresu	41 417	216 447
G.Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- E), w tym:	122 727	63 000
- o ograniczonej możliwości dysponowania	79	50