

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

SKONSOLIDOWANY RAPORT KWARTALNY

ZA III KWARTAŁ 2017 ROKU

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Bartłomiej Dujczyński – Członek Zarządu

Michał Michalski – Członek Zarządu

Warszawa, 8 listopada 2017 roku

Spis treści

A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	
4	
1. Łączny rachunek zysków i strat za 3 kwartały zakończone 30 września 2017 roku	5
2. Struktura organizacyjna Grupy	10
B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 30 WRZEŚNIA 2017 ROKU	11
1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	17
1.1 Czas trwania Spółki i jednostek Grupy Kapitałowej	17
1.2 Wskazanie okresów, za które prezentowane jest śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe.....	17
1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego	17
1.4 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania.....	17
2. Segmenty operacyjne	18
3. Pozostałe noty	21
3.1 Przychody ze sprzedaży.....	21
3.2 Koszty wg rodzaju	21
3.3 Pozostałe przychody operacyjne.....	22
3.4 Pozostałe koszty operacyjne	22
3.5 Przychody finansowe.....	22
3.6 Koszty finansowe.....	22
3.7 Przepływy środków pieniężnych.....	23
3.8 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	27
11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi.....	29
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	29
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	30
15.1	Ryzyko stopy procentowej	30
15.2	Ryzyko walutowe	31
15.3	Ryzyko kredytowe.....	31
15.4	Ryzyko związane z płynnością	32
16.	Zarządzanie kapitałem	33
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	33
C.	POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	34
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	35
2.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących.....	37
3.	Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym	40
4.	Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe	40
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
9.1	Wprowadzenie.....	42
9.2	Podstawowe regulacje dotyczące sektora energetycznego	43
9.3	Przepisy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych	49
9.4	Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.....	50
9.5	Służebność przesyłu	51
9.6	Ochrona środowiska	51
9.7	Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.....	56
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 2017 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat za trzy kwartały 2017 roku.

Za okres trzech kwartałów Grupa Polenergia osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszące odpowiednio 136,1 mln PLN oraz 20,6 mln PLN, co stanowi spadek w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 19,2 mln PLN (-12%) i 3,1 mln PLN (-13%).

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	9M 2017	9M 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]	3 kwartał 2017	3 kwartał 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	2 010,9	2 156,3	(145,3)	-7%	668,4	789,8	(121,4)	-15%
w tym Segment obrotu	1 618,8	1 705,2	(86,4)		537,5	659,5	(122,0)	
Koszt własny sprzedaży	(1 930,1)	(2 062,9)	132,9		(632,1)	(777,0)	144,9	
w tym koszty rodzajowe	(304,0)	(306,9)	2,9		(97,0)	(96,0)	(1,0)	
Zysk brutto ze sprzedaży	80,8	93,3	(12,5)	-13%	36,3	12,7	23,6	186%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(24,3)	(25,6)	1,2		(7,8)	(6,2)	(1,6)	
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	(90,5)	(98,0)	7,5		(96,2)	(47,2)	(49,1)	
A Zysk operacyjny (EBIT)	(34,0)	(30,2)	(3,7)		(67,7)	(40,6)	(27,1)	
Amortyzacja	73,1	85,6	(12,5)		24,1	29,4	(5,2)	
Odpisy aktualizujące	99,1	102,9	(3,8)		99,1	48,6	50,4	
EBITDA	138,2	158,2	(20,0)	-13%	55,5	37,5	18,1	48%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(2,0)	(2,0)	-		(0,7)	(0,7)	-	
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	(0,8)	0,8		-	-	-	
Skorygowana EBITDA*	136,1	155,3	(19,2)	-12%	54,9	36,8	18,1	49%
B Przychody finansowe	6,1	7,0	(0,9)		1,1	1,3	(0,2)	
C Koszty finansowe	(47,4)	(48,0)	0,7		(15,1)	(15,9)	0,8	
A+B+C Zysk (Strata) brutto	(75,2)	(71,3)	(3,9)		(81,6)	(55,1)	(26,5)	
Podatek dochodowy	(9,0)	(2,9)	(6,1)		(3,9)	6,0	(9,8)	
Zysk (Strata) netto	(84,2)	(74,2)	(10,0)	14%	(85,5)	(49,2)	(36,3)	74%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	4,5	4,5	-		1,5	1,5	-	
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(0,7)	0,5	(1,2)		0,1	(0,6)	0,7	
Eliminacja efektu wyceny kredytów mēbōdā AMC	2,1	1,7	0,3		0,7	0,7	(0,0)	
Eliminacja odpisu aktualizującego zwiāzanego z działalnoścιā biomasowā	9,8	-	9,8		9,8	-	9,8	
Eliminacja odpisu zwiāzanego z developmētem	89,3	96,5	(7,2)		89,3	42,3	47,0	
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	(5,3)	5,3		-	-	-	
Skorygowany Zysk Netto*	20,6	23,7	(3,1)	-13%	15,8	(5,3)	21,1	-402%
Skorygowana Marża EBITDA	6,8%	7,2%	-0,4%		8,2%	4,7%	3,6%	
Przychody Segmentu Obrót	1 618,8	1 705,2	(86,4)		537,5	659,5	(122,0)	
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(1 602,8)	(1 703,5)	100,8		(527,8)	(659,9)	132,1	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	126,9	160,2	(33,3)	-21%	47,4	39,1	8,2	21%
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	32,4%	35,5%	-3,2%		36,2%	30,0%	6,1%	

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

Przychody ze sprzedaży za 9 miesięcy niższe o 7% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego na co wpływ miały przede wszystkim niższe przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej na segmentach Obrót oraz Dystrybucji oraz niższych przychodów ze sprzedaży pelletów. W samym 3 kwartale przychody ze sprzedaży niższe o 15%, co wynika przede wszystkim z niższych przychodów ze sprzedaży na segmencie Obrót. Opis różnic na przychodach ze sprzedaży został przedstawiony w nocie 3.1.

Opis różnic na kosztach rodzajowych oraz kosztach sprzedaży i ogólnego zarządu został przedstawiony w nocie 3.2. Widoczna jest kontynuacja wpływu programu oszczędnościowego w wyniku którego koszty wynagrodzeń oraz ubezpieczeń społecznych uległy redukcji (łącznie o 9,1 mln PLN w całym 2016 roku oraz o dalsze 4,4 mln PLN w 2017 roku w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku).

Skorygowany wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 136,1 mln PLN, co jest spadkiem o 19,2 mln PLN rok do roku. Szczegółowe wyniki poszczególnych segmentów zostały przedstawione na stronie 8 (w przypadku wyników skumulowanych) oraz stronie 9 (w przypadku wyników za trzeci kwartał).

Segment energetyki wiatrowej zanotował spadek narastającego wyniku EBITDA o 14,0 mln PLN, co jest głównie konsekwencją niższych cen zielonych certyfikatów, wyższych stawek podatku od nieruchomości, w niektórych spółkach, oraz wyższych kosztów związanych głównie

z nieprzewidzianymi naprawami, skompensowany lepszą produktywnością i oszczędnościami na koszcie serwisu. Wyniki trzeciego kwartału były natomiast lepsze od analogicznego okresu 2016 roku o 5,1 mln PLN, przede wszystkim w rezultacie bardzo dobrych warunków wietrznych, czym udało się skompensować negatywne czynniki opisane powyżej.

Wynik operacyjny segmentu energetyki konwencjonalnej w ujęciu narastającym zanotował spadek o 12,4 mln PLN, w związku z wpływem aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016) 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, niższymi przychodami z rekompensaty KO. Wynik operacyjny segmentu był w samym trzecim kwartale wyższy o 2,1 mln PLN od wyniku ubiegłorocznego, co jest konsekwencją wyższej korekty rekompensaty gazowej za 2016 ujętej w III kwartale 2017 (zgodnie z Informacją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 53/2017 z 2 sierpnia 2017 roku).

EBITDA segmentu obrotu osiągnięta od początku roku, jak i w trzecim kwartale 2017 roku jest lepsza od ubiegłorocznej (o odpowiednio 14,1 mln PLN i 9,9 mln PLN). W 2016 mieliśmy do czynienia z istotnym spadkiem cen zielonych certyfikatów – zarówno w ujęciu narastającym jak też i w trakcie trzeciego kwartału co w istotny sposób negatywnie wpłynęło na wartość EBITDA tego okresu. W 2017 przeciwnie – w badanych okresach możemy obserwować pozytywny trend w cenach zielonych certyfikatów, co przekłada się na poprawę wyniku. Dodatkowo odnotowujemy lepsze wyniki w obszarze handlu energią elektryczną poprzez wyższą marżowość pomimo niższych wolumenów.

Wynik segmentu dystrybucji był w ujęciu narastającym niższy (3,4 mln PLN) niż w analogicznym okresie roku ubiegłego, co było w głównej mierze spowodowane rozwiązaniem rezerwy na rozliczenia z kontrahentem w pierwszym kwartale 2016 r. oraz niższą marżą na dystrybucji energii elektrycznej w 2017 roku. W ujęciu trzeciego kwartału wyniki były na zbliżonym poziomie.

Wynik segmentu biomasy zarówno w ujęciu narastającym, jak i w trzecim kwartale, był gorszy od rezultatów osiągniętych w ubiegłym roku (odpowiednio o 4,8 mln PLN oraz 1,2 mln PLN). Na gorsze wyniki miał wpływ mniejszy wolumen sprzedaży oraz wyższa cena surowca. Efekt ten został częściowo skompensowany przez oszczędności na serwisie technicznym oraz dzierżawach i podatkach lokalnych. Dodatkowo, zgodnie z komunikatem Spółki, 18 października 2017 roku (raport bieżący 11/2017) dokonano odpisu w związku z zaniechaniem działalności przez spółkę zależną - Grupa PEP Biomasa Energetyczna Południe Sp. z o.o. Wspomniany odpis ma charakter niegotówkowy, nie miał wpływu na wynik EBITDA i został ujęty w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za trzeci kwartał.

Należy zwrócić uwagę, na poprawę wyników narastająco w obszarze kosztów zarządzania Grupą związaną z powziętym programem oszczędnościowym.

W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń skorygowana marża EBITDA narastająco wyniosła 6,8% i była niższa od ubiegłorocznej. W trzecim kwartale marża wyniosła 8,2% i była wyższa w stosunku do ubiegłego roku głównie w wyniku lepszej wietrzności oraz wzrostu cen certyfikatów w tym analogicznym okresie obciążającym wynik segmentów obrotu oraz wiatru.

Marża EBITDA na wyniku skorygowanym z wyłączeniem działalności obrotu (segment ten charakteryzuje się minimalną marżą jednostkową przy bardzo wysokim wolumenie transakcji) spadła o 3 p.p. do 32,5%, natomiast w trzecim kwartale była o ponad 6 p.p. wyższa i wyniosła 36,6%.

Wynik z działalności finansowej zarówno w ujęciu trzeciego kwartału, jak i w ujęciu skumulowanym, kształtował się na zbliżonym poziomie.

Zmiana poziomu podatku dochodowego za okres 9 miesięcy 2017 r. w porównaniu do analogicznego okresu w 2016 r. wynika głównie ze zmniejszenia rezerwy na podatek odroczoney (6,3 mln PLN) związanej z odpisem projektu budowy gazociągu w 3 kwartale 2016 r. Powyższa rezerwa była

utworzona w związku z rozliczeniem ceny nabycia w wyniku wniesienia do Grupy struktur grupy Neutron w 2014 r.

Ponadto, na poziomie zysku netto wynik został obciążony odpisami aktualizującymi wartość następujących projektów:

- farm wiatrowych w developmencie – zgodnie z komunikatem z 26 września 2017 roku (raport bieżący 9/2017) podjęto decyzję o rezygnacji z projektu budowy farmy wiatrowej w Grabowie, co skutkowało dokonaniem odpisu o charakterze niegotówkowym.
- projektu Elektrowni Północ – zgodnie z komunikatem z komunikatem z 18 października 2017 roku (raport bieżący 10/2017) w oparciu o uwarunkowania rynkowe oraz ekonomiczne projektu podjęto decyzję o odpisie aktualizującym wartość środków trwałych. Odpis ma charakter niegotówkowy.
- spółki Grupa PEP Biomasa Energetyczna Południe – zgodnie z komunikatem z 18 października 2017 roku (raport bieżący 11/2017), odpis został omówiony w podsumowaniu segmentu biomas.

Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy – „Last Twelve Months” dalej: „LTM” (od 1 października 2016 roku do 30 września 2017 roku) wyniosła 208,8 mln PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 30 września 2017 roku wynoszącego 712,8 mln PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/LTM EBITDA na poziomie 3,41x. Na koniec poprzedniego kwartału wskaźnik ten wynosił 3,86x (przy EBITDA i długu netto wynoszących odpowiednio 190,7 oraz 736,5 mln PLN).

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy narastająco oraz w trzecim kwartale 2017 roku w podziale na segmenty działalności.

Grupa kontynuuje prace w zakresie analizy potencjalnych projektów inwestycyjnych dotyczących magazynowania energii. Trwa, zgodnie z harmonogramem, dalszy rozwój projektów morskich farm wiatrowych. W kwietniu 2017 r. uzyskano drugą Decyzję Środowiskową dla projektu Bałtyk Środkowy II. Nieprzerwanie trwają prace nad reprofilowaniem zadłużenia farm wiatrowych. Ponadto, Grupa analizuje konsekwencje prawne i ekonomiczne wynikające ze zmiany Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii (która szerzej została opisana w dalszej części sprawozdania finansowego).

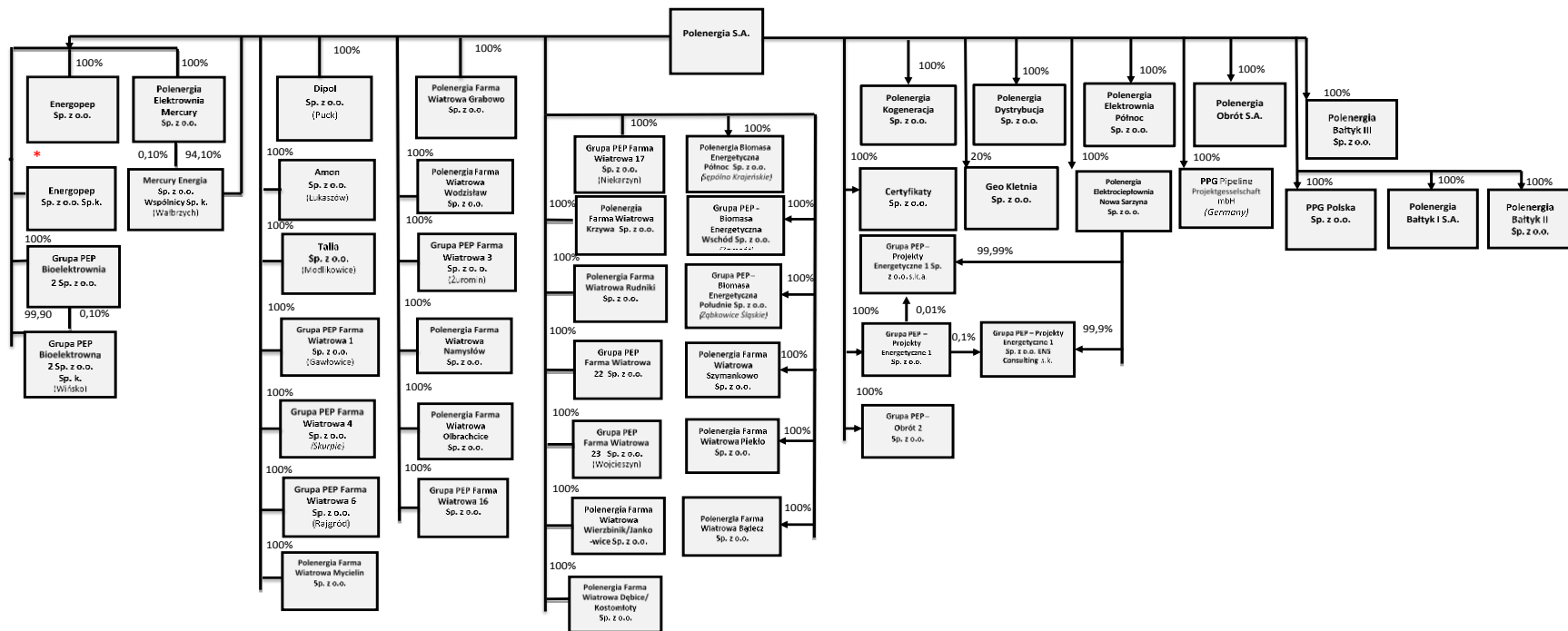
9M 2017 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	92,5	208,1	1 618,8	64,0	23,1	0,0	2,3	2,0	2 010,9
Koszty operacyjne	(82,6)	(155,7)	(1 602,8)	(51,4)	(24,5)	(0,2)	(5,3)	(7,6)	(1 930,1)
w tym amortyzacja	(42,7)	(16,1)	(0,0)	(3,2)	(2,8)	-	(0,7)	(7,6)	(73,1)
Zysk brutto ze sprzedaży	10,0	52,4	16,0	12,6	(1,4)	(0,2)	(3,0)	(5,6)	80,8
Marża zysku brutto ze sprzedaży	10,8%	25,2%	1,0%	19,7%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	"n/a"	4,0%
Koszty ogólnego zarządu	(2,6)	(4,5)	(7,0)	(4,6)	(0,9)	(0,3)	(3,9)	-	(23,8)
Pozostała działalność operacyjna	5,3	(0,2)	0,2	1,8	(9,0)	(89,3)	0,1	-	(91,0)
w tym odpisy aktualizujące	-	-	-	-	(9,8)	(89,3)	-	-	(99,1)
Zysk z działalności operacyjnej	12,7	47,8	9,2	9,8	(11,2)	(89,8)	(6,8)	(5,6)	(34,0)
EBITDA	55,3	63,9	9,2	13,0	1,3	(0,5)	(6,1)	2,0	138,2
Marża EBITDA	59,8%	30,7%	0,6%	20,3%	5,8%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	6,9%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	(2,0)	(2,0)
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	55,3	63,9	9,2	13,0	1,3	(0,5)	(6,1)	-	136,1
Marża na skorygowanej EBITDA	59,8%	30,7%	0,6%	20,3%	5,8%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	6,8%
Wynik na działalność finansowej	(39,3)	(1,7)	(2,0)	(1,4)	(0,4)	(0,0)	3,5	-	(41,2)
Zysk (Strata) brutto	(26,6)	46,1	7,2	8,4	(11,6)	(89,8)	(3,3)	(5,6)	(75,2)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(9,0)
Zysk (strata) netto za okres									(84,2)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	4,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	-	-	-	-	-	-	-	-	2,1
Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasą	-	-	-	-	-	-	-	-	9,8
Eliminacja odpisu związanego z developmemetem	-	-	-	-	-	-	-	-	89,3
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto									20,6

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	(97,2)	2,0	2 055,3
Koszty operacyjne	(88,1)	(140,4)	(1 703,5)	(82,1)	(33,8)	(0,5)	93,9	(7,6)	(1 962,0)
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)	(3,3)	(5,6)	93,3
Marża zysku brutto ze sprzedaży	12,7%	32,4%	0,1%	17,2%	9,9%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	4,5%
Koszty ogólnego zarządu	(2,7)	(5,1)	(7,2)	(3,8)	(1,2)	(0,3)	(4,8)	-	(25,0)
Pozostała działalność operacyjna	3,2	(0,8)	0,6	0,0	0,6	(103,0)	0,8	-	(98,5)
w tym odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	(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%	"n/a"	16,5%	16,3%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	7,7%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	(2,0)	(2,0)
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	(0,8)	-	-	(0,8)
Skorygowana EBITDA	69,3	76,3	(4,9)	16,4	6,1	(1,7)	(6,2)	-	155,3
Marża na skorygowanej EBITDA	68,6%	36,7%	"n/a"	16,5%	16,3%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	7,6%
Wynik na działalność 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
Eliminacja odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	-	96,5
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-	(5,3)
Skorygowany Zysk Netto									23,7
Skorygowana EBITDA rdr	(14,0)	(12,4)	14,1	(3,4)	(4,8)	1,1	0,1	-	(19,2)

3 kwartał 2017 roku (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	27,3	74,2	537,5	20,8	7,2	0,0	0,7	0,7	668,4
Koszty operacyjne	(26,8)	(48,9)	(527,8)	(17,0)	(7,4)	(0,1)	(1,6)	(2,5)	(632,1)
w tym amortyzacja	(14,1)	(5,3)	(0,0)	(1,1)	(0,9)	-	(0,2)	(2,5)	(24,1)
Zysk brutto ze sprzedaży	0,5	25,3	9,7	3,8	(0,1)	(0,1)	(0,9)	(1,9)	36,3
Marża zysku brutto ze sprzedaży	1,8%	34,1%	"n/a"	18,4%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	"n/a"	5,4%
Koszty ogólnego zarządu	(0,8)	(1,5)	(2,3)	(1,6)	(0,3)	(0,1)	(1,2)	-	(7,7)
Pozostała działalność operacyjna	1,0	(0,2)	0,1	1,7	(9,7)	(89,1)	0,0	-	(96,3)
Zysk z działalności operacyjnej	0,7	23,6	7,5	3,9	(10,2)	(89,3)	(2,1)	(1,9)	(67,7)
EBITDA	14,8	28,9	7,5	5,0	0,5	(0,0)	(1,9)	0,7	55,5
Marża EBITDA	54,2%	39,0%	1,4%	24,1%	7,2%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	8,3%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(0,7)
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowana EBITDA	14,8	28,9	7,5	5,0	0,5	(0,0)	(1,9)	-	54,9
Marża na skorygowanej EBITDA	54,2%	39,0%	1,4%	24,1%	7,2%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	8,2%
Wynik na działalności finansowej	(13,8)	(0,5)	(0,6)	(0,5)	(0,1)	(0,0)	1,6	-	(14,0)
Zysk (Strata) brutto	(13,1)	23,1	6,9	3,5	(10,3)	(89,3)	(0,5)	(1,9)	(81,6)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,9)
Zysk (strata) netto za okres									(85,5)
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Eliminacja odpisu aktualizującego związanego z działalnością biomasową	-	-	-	-	-	-	-	-	9,8
Eliminacja odpisu związanego z developmemtem	-	-	-	-	-	-	-	-	89,3
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto									15,8

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	(100,4)	0,6	688,8
Koszty operacyjne	(31,5)	(42,0)	(659,9)	(28,9)	(9,5)	(0,1)	99,7	(4,3)	(676,6)
w tym amortyzacja	(19,6)	(5,0)	(0,0)	(1,0)	(1,0)	-	1,6	(4,4)	(29,4)
Zysk brutto ze sprzedaży	(11,8)	23,6	(0,4)	4,9	0,5	(0,1)	(0,7)	(3,7)	12,3
Marża zysku brutto ze sprzedaży	"n/a"	35,9%	-0,1%	14,6%	4,8%	"n/a"	0,7%	"n/a"	1,8%
Koszty ogólnego zarządu	0,9	(1,5)	(2,4)	(1,4)	0,1	0,3	(1,5)	-	(5,5)
Pozostała działalność operacyjna	1,1	(0,2)	0,4	(0,1)	0,2	(48,7)	(0,1)	-	(47,3)
w tym odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	(48,6)	-	-	(48,6)
Zysk z działalności operacyjnej	(9,8)	21,9	(2,4)	3,5	0,8	(48,5)	(2,3)	(3,7)	(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%	"n/a"	13,3%	17,5%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	5,4%
Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	0,8	-	-
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	-	-	-	-	-	(0,8)	-	1,4	0,5
Skorygowana EBITDA	9,7	26,9	(2,4)	4,5	1,8	(0,7)	(3,0)	-	36,8
Marża na skorygowanej EBITDA	49,7%	41,0%	"n/a"	13,3%	17,5%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	5,3%
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)	(0,6)	(3,7)	(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
Eliminacja odpisów aktualizujących	-	-	-	-	-	-	-	-	42,3
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skorygowany Zysk Netto									(5,3)
Skorygowana EBITDA rdr	5,1	2,1	9,9	0,5	(1,2)	0,7	1,2	-	18,1

2. Struktura organizacyjna Grupy



* 0,1% przysługuje spółce Energopep Sp. z o.o., 33,9 % POL-SA, 33% POL-D, 33% Dipol;

**B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA
OKRES 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 30 WRZEŚNIA 2017 ROKU**

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY BILANS
Na dzień 30 września 2017 roku
Aktywa

	30.09.2017	31.12.2016
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	2 077 840	2 270 868
1.Rzeczowe aktywa trwałe	1 814 243	1 999 706
2.Wartości niematerialne	32 880	39 468
3.Wartość firmy jednostek podporządkowanych	184 613	184 625
4.Aktywa finansowe	15 843	12 324
5.Należności długoterminowe	4 614	4 840
6.Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	25 603	29 855
7.Rozliczenia międzyokresowe	44	50
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	583 768	703 656
1.Zapasy	33 744	41 484
2.Należności z tytułu dostaw i usług	109 327	149 494
3.Należności z tytułu podatku dochodowego	1 521	6 079
4.Pozostałe należności krótkoterminowe	33 202	20 126
5.Rozliczenia międzyokresowe	6 516	6 068
6.Krótkoterminowe aktywa finansowe	75 482	99 543
7.Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	323 976	380 862
Aktywa razem	2 661 608	2 974 524

Pasywa

	30.09.2017	31.12.2016
I. Kapitał własny	1 184 343	1 267 426
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	1 183 417	1 266 524
1.Kapitał zakładowy	90 887	90 887
2.Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	680 777	765 810
3.Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	13 207	13 207
4.Pozostałe kapitały rezerwowe	400 847	399 659
5.Zysk z lat ubiegłych	81 312	107 808
6.Strata netto	(84 263)	(111 529)
7.Różnice kursowe z przeliczenia	650	682
Udziały niedające kontroli	926	902
II. Zobowiązania długoterminowe	938 618	1 015 946
1.Kredyty bankowe i pożyczki	747 438	820 398
2.Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	68 515	65 694
3.Rezerwy	23 577	25 625
4.Rozliczenia międzyokresowe	56 583	58 883
5.Pozostałe zobowiązania	42 505	45 346
III. Zobowiązania krótkoterminowe	538 647	691 152
1.Kredyty bankowe i pożyczki	289 387	296 255
2.Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	124 465	156 172
3.Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	1 008	958
4.Pozostałe zobowiązania	104 868	219 571
5.Rezerwy	3 159	2 947
6.Rozliczenia międzyokresowe	15 760	15 249
Pasywa razem	2 661 608	2 974 524

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2017 roku

	dane		niebadany	niebadany
	przekształcone			
	Za okres 9 miesięcy zakończony	Za okres 3 miesięcy zakończony		
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
Przychody ze sprzedaży	2 010 923	2 156 254	668 410	789 760
Koszt własny sprzedaży	(1 930 091)	(2 062 941)	(632 071)	(777 019)
Zysk brutto ze sprzedaży	80 832	93 313	36 339	12 741
Pozostałe przychody operacyjne	9 442	6 893	2 799	1 873
Koszty sprzedaży	(505)	(538)	(113)	(127)
Koszty ogólnego zarządu	(23 817)	(25 016)	(7 685)	(6 030)
Pozostałe koszty operacyjne	(99 904)	(104 893)	(98 999)	(49 023)
Przychody finansowe	6 115	6 986	1 115	1 317
Koszty finansowe	(47 356)	(48 045)	(15 083)	(15 875)
Zysk (Strata) brutto	(75 193)	(71 300)	(81 627)	(55 124)
Podatek dochodowy	(9 046)	(2 901)	(3 859)	5 970
Zysk (Strata) netto	(84 239)	(74 201)	(85 486)	(49 154)
Zysk (Strata) netto przypisany:	(84 239)	(74 201)	(85 486)	(49 154)
Akcjonariuszom jednostki dominującej	(84 263)	(74 158)	(85 510)	(49 156)
Akcjonariuszom niekontrolującym	24	(43)	24	2
Zysk (Strata) na jedną akcję:				
- rozwodniony zysk za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	-1,85	-1,63	-1,88	-1,08
- rozwodniony z zysku z działalności kontynuowanej za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	-1,85	-1,63	-1,88	-1,08

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2017 roku

			niebadany	niebadany
	Za okres 9 miesięcy zakończony	Za okres 3 miesięcy zakończony		
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
Zysk (Strata) netto za okres	(84 239)	(74 201)	(85 486)	(49 154)
Inne całkowite dochody, które mogą zostać przekwalifikowane do rachunku zysków i strat po spełnieniu określonych warunków				
- Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	1 188	1 921	462	1 200
- Różnice kursowe z przeliczenia	(32)	175	10	(389)
Inne całkowite dochody netto	1 156	2 096	472	811
CAŁKOWITE DOCHODY ZA OKRES	(83 083)	(72 105)	(85 014)	(48 343)
Całkowity dochód za okres:	(83 083)	(72 105)	(85 014)	(48 343)
Akcjonariuszom jednostki dominującej	(83 107)	(72 062)	(85 038)	(48 345)
Akcjonariuszom niekontrolującym	24	(43)	24	2

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2017 roku

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.Zysk (Strata) brutto	(75 193)	(71 300)
II.Korekty razem	156 116	202 417
1.Amortyzacja	73 070	85 551
2.Strata (Zysk) z tytułu różnic kursowych	(912)	629
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	42 793	36 103
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej	100 221	90 912
5. Podatek dochodowy	2 358	(13 123)
6.Zmiana stanu rezerw	(1 837)	(2 201)
7.Zmiana stanu zapasów	8 385	8 806
8.Zmiana stanu należności	47 825	120 935
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(113 759)	(120 711)
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(2 417)	(4 687)
11. Inne korekty	389	203
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	80 923	131 117
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	7 116	5 142
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	77	1 551
2. Z aktywów finansowych, w tym:	156	-
a) spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	156	-
3. Środki pieniężne w wyniku zbycia jednostki zależnej	-	3 591
4. Inne wpływy inwestycyjne	6 883	-
II.Wydatki	21 746	75 336
1. Nabycie rzeczowych aktywów trwałych	21 724	74 937
2. Na aktywa finansowe, w tym:	22	399
a) nabycie aktywów finansowych	22	82
b) udzielone pożyczki długoterminowe	-	317
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(14 630)	(70 194)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	18 147	81 146
1.Kredyty i pożyczki	18 147	81 146
II.Wydatki	141 359	162 170
1.Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	-	22 722
2.Spłaty kredytów i pożyczek	99 069	99 873
3.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	592	1 263
4.Odsetki	40 149	38 121
5.Inne wydatki finansowe	1 549	191
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(123 212)	(81 024)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(56 919)	(20 101)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	(56 886)	(20 057)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	33	44
F.Środki pieniężne na początek okresu	380 862	362 096
G.Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:	323 976	342 039
- o ograniczonej możliwości dysponowania	62 165	102 428

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
Prezentacja zewnętrznych źródeł finansowania - kredyty bankowe (sprawozdanie z przepływów środków pieniężnych)	30.09.2017	30.09.2016
poz. C.I.1 Wpływy z kredytów i pożyczek	18 147	81 146
poz. C.II.1 Spłaty z kredytów i pożyczek	(99 069)	(99 873)
Zmiana zewnętrznych źródeł finansowania, w tym	(80 922)	(18 727)
zaciągnięcie netto kredytów inwestycyjnych	(107 269)	20 347
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu VAT	-	(32 011)
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu bieżącego	26 347	(7 063)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2017 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwy 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 2017 roku	90 887	765 810	13 207	399 659	(3 721)	-	682	1 266 524	902	1 267 426
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy										
- Zysk (Strata) netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(84 263)	-	(84 263)	24	(84 239)
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	1 188	-	-	(32)	1 156	-	1 156
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym										
- Podział wyniku finansowego	-	(85 033)	-	-	85 033	-	-	-	-	-
Na dzień 30 września 2017 roku	90 887	680 777	13 207	400 847	81 312	(84 263)	650	1 183 417	926	1 184 343

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwy 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 (Strata) 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

DODATKOWE DANE

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

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

Grupa prezentuje dane dotyczące EBITDA, skorygowanej EBITDA oraz skorygowanego zysku netto przypisanego akcjonariuszom jednostki dominującej w celu przedstawienia wyników Grupy z wyłączeniem wpływu elementów nie mających wpływu na podstawową działalność Grupy i nie wiążących się z przepływami pieniężnymi w raportowanym okresie.

Grupa definiuje EBITDA jako zysk brutto minus przychody finansowe plus koszty finansowe plus amortyzacja plus odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych, które nie wynikają bezpośrednio z działalności operacyjnej. W przypadku zaistnienia okoliczności pozwalających na odwrócenie odpisów aktualizujących wartość niefinansowych aktywów trwałych, które nie wynikają bezpośrednio z działalności operacyjnej zostanie to uwzględnione w kalkulacji EBITDA.

EBITDA i Skorygowana EBITDA

	niebadany		niebadany	
	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
Strata brutto	(75 193)	(71 300)	(81 627)	(55 124)
Przychody finansowe	(6 115)	(6 986)	(1 115)	(1 317)
Koszty finansowe	47 356	48 045	15 083	15 875
Amortyzacja	73 070	85 551	24 143	29 369
Odpis aktualizujący związany z developmentem	89 287	102 861	89 287	48 648
Odpis aktualizujący związany z działalnością biomasową	9 773	-	9 773	-
EBITDA	138 178	158 171	55 544	37 451
Rozliczenie ceny nabycia:				
Wycena kontraktów długoterminowych	(2 043)	(2 043)	(681)	(681)
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	-	(813)	-	-
Skorygowana EBITDA	136 135	155 315	54 863	36 770

Skorygowany zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

	niebadany		niebadany	
	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
ZYSK (STRATA) NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	(84 263)	(74 158)	(85 510)	(49 156)
(Zysk) Strata z tytułu różnic kursowych niezrealizowanych	(740)	494	89	(617)
(Przychody) koszty z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	2 061	1 720	681	715
Odpis aktualizujący związany z developmentem	89 287	96 517	89 287	42 304
Odpis aktualizujący związany z działalnością biomasową	9 773	-	9 773	-
Efekt sprzedaży EC Zakrzów	-	(5 285)	-	-
Rozliczenie ceny nabycia:				
Amortyzacja	7 596	7 596	2 532	2 532
Wycena kontraktów długoterminowych	(2 043)	(2 043)	(681)	(681)
Podatek	(1 053)	(1 053)	(351)	(351)
Skorygowany ZYSK (STRATA) NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki	20 618	23 788	15 820	(5 254)

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 2017 roku i zawiera porównywalne dane finansowe za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2016 roku oraz na dzień 31 grudnia 2016 roku. Rachunek zysków i strat oraz noty do rachunku zysków i strat obejmują dane za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2017 roku oraz dane porównawcze za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2016 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 2017 roku.

1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Zarząd jednostki dominującej w dniu 8 listopada 2017 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 2017 roku i okres porównywalny od 1 stycznia do 30 września 2016 roku, a dla bilansu na dzień 31 grudnia 2016. Śródroczne skrócone sprawozdania finansowe za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2017 roku nie podlegały przeglądowi biegłego rewidenta, a dane porównywalne za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2016 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 2016.

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 2016 roku.

Szereg nowych Standardów, zmian do Standardów i Interpretacji nie jest jeszcze obowiązujących dla okresów rocznych kończących się 31 grudnia 2017 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 energetyki wiatrowej, polegający na produkcji energii elektrycznej,
- segment energetyka konwencjonalna polegający na produkcji ciepła i energii elektrycznej,
- segment obrotu energią elektryczną i świadectwami pochodzenia,
- segment dystrybucji polegający na dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej klientom komercyjnym, przemysłowym oraz indywidualnym,
- segment biomasy polegający na produkcji peletu z roślin energetycznych,
- segment działalności deweloperskiej i wdrożeniowej, polegający na dewelopmencie i budowie farm wiatrowych, elektrowni konwencjonalnej.

Zarząd monitoruje oddzielnie wyniki operacyjne segmentów w celu podejmowania decyzji dotyczących alokacji zasobów, oceny skutków tej alokacji oraz wyników działalności. Grupa definiuje EBITDA jako zysk brutto minus przychody finansowe plus koszty finansowe plus amortyzacja plus odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych, które nie wynikają bezpośrednio z działalności operacyjnej. W przypadku zaistnienia okoliczności pozwalających na odwrócenie odpisów aktualizujących wartość niefinansowych aktywów trwałych, które nie wynikają bezpośrednio z działalności operacyjnej zostanie to uwzględnione w kalkulacji EBITDA. 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 30.09.2017	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót i sprzedaż energii	Dystrybucja	Biomasa	Działalność Developerska i wdrożeniowa	Niealokowane koszty zarządzania Grupą *)	Rozliczenie ceny nabycia	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	92 517	208 132	1 618 769	63 971	23 145	5	2 341	2 043	2 010 923
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	9 951	52 435	16 012	12 577	(1 396)	(214)	(2 980)	(5 553)	80 832
(Koszty) ogólnego zarządu	(2 627)	(4 459)	(7 007)	(4 634)	(883)	(285)	(3 922)	-	(23 817)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(35 992)	(1 381)	(907)	(1 260)	(181)	43	2 046	-	(37 632)
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	817	(12)	115	-	(1)	(5)	-	-	914
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(4 138)	(316)	(1 213)	(107)	(172)	(40)	1 463	-	(4 523)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	5 340	(187)	206	1 815	(8 953)	(89 323)	135	-	(90 967)
Wynik brutto	(26 649)	46 080	7 206	8 391	(11 586)	(89 824)	(3 258)	(5 553)	(75 193)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(10 099)	1 053	(9 046)
Wynik netto	-	-	-	-	-	-	-	-	(84 239)
EBITDA **)	55 339	63 856	9 236	13 001	1 347	(535)	(6 109)	2 043	138 178
Aktywa segmentu	1 386 946	286 298	209 141	136 434	56 628	204 437	1 917	-	2 281 801
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	357 835	21 972	379 807
Aktywa razem	1 386 946	286 298	209 141	136 434	56 628	204 437	359 752	21 972	2 661 608

*) niealokowane na inne segmenty koszty centrali

**) EBITDA - definicja została opisana na str. 16

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 *)	Rozliczenie ceny nabycia	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	100 932	207 729	1 705 160	99 158	37 509	6	3 717	2 043	2 156 254
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	12 829	67 327	1 642	17 096	3 730	(466)	(3 292)	(5 553)	93 313
(Koszty) ogólnego zarządu	(2 749)	(5 054)	(7 157)	(3 809)	(1 192)	(255)	(4 800)	-	(25 016)
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)	(359)	(5 553)	(71 300)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(3 954)	1 053	(2 901)
Wynik netto	-	-	-	-	-	-	(74 201)	-	(74 201)
EBITDA **)	69 289	76 250	(4 870)	16 392	6 105	(851)	(6 187)	2 043	158 171
Aktywa segmentu	1 495 619	327 571	197 040	134 869	73 390	170 694	2 124	-	2 401 307
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	504 787	32 096	536 883
Aktywa razem	1 495 619	327 571	197 040	134 869	73 390	170 694	506 911	32 096	2 938 190

*) niealokowane na inne segmenty koszty centrali

**) EBITDA - definicja została opisana na str. 16

3. Pozostałe noty

3.1 Przychody ze sprzedaży

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
- przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii	1 635 931	1 803 448	543 341	674 767
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	41 517	20 067	16 835	(2 421)
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	318	2 375	(56)	-
- przychody ze sprzedaży ciepła	14 851	18 450	3 837	4 186
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	2 128	2 332	589	324
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	1 298	606	239	172
- przychody ze sprzedaży towarów	2 847	2 638	187	136
- przychody ze sprzedaży pelletów	20 282	34 846	7 054	9 837
- przychody z najmu	178	1 106	85	200
- przychody z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu	88 888	86 105	39 102	30 476
- przychody netto z tytułu sprzedaży i dystrybucji gazu	196 230	182 810	54 274	71 734
- inne przychody	6 455	1 471	2 923	349
Przychody ze sprzedaży, razem	2 010 923	2 156 254	668 410	789 760

3.2 Koszty wg rodzaju

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
- amortyzacja	73 070	85 551	24 143	29 369
- zużycie materiałów i energii	139 895	132 582	43 092	38 399
- usługi obce	41 343	41 539	13 377	12 893
- podatki i opłaty	19 918	12 798	6 617	3 822
- wynagrodzenia	23 839	28 009	8 062	9 703
- ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	3 570	3 782	984	1 015
- pozostałe koszty rodzajowe	2 383	2 647	750	829
Koszty według rodzaju, razem	304 018	306 908	97 025	96 030
- wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	1 650 395	1 781 587	542 844	687 146
- koszty sprzedaży (wielkość ujemna)	(505)	(538)	(113)	(127)
- koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(23 817)	(25 016)	(7 685)	(6 030)
Razem koszt własny sprzedaży	1 930 091	2 062 941	632 071	777 019

3.3 Pozostałe przychody operacyjne

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
- odwrócenie odpisów aktualizujących wartość składników aktywów, w tym:	71	814	30	-
- odpisy aktualizujące wartość należności	71	469	30	-
- odpisy aktualizujące wartość zapasów	-	345	-	-
- rozwiązanie rezerw, w tym:	72	1 166	72	-
- rekultywacyjnej	-	1 166	-	-
- pozostałych	72	-	72	-
- pozostałe, w tym:	9 299	4 913	2 697	1 873
- odszkodowania i dopłaty	4 348	245	1 744	231
- rozliczenie dotacji	2 449	3 209	800	1 069
- zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	462	534	3	(89)
- refaktury	6	6	-	6
- pozostałe	2 034	919	150	656
Pozostałe przychody operacyjne, razem	9 442	6 893	2 799	1 873

3.4 Pozostałe koszty operacyjne

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
- odpisy aktualizujące wartość składników aktywów, w tym:	99 086	104 482	98 858	48 810
- należności	12	10 123	(44)	78
- zapasy	240	-	240	-
- rzeczowe aktywa trwałe	98 834	94 359	98 662	48 732
- pozostałe, w tym:	818	411	141	213
- kary, grzywny, odszkodowania	2	1	-	1
- przeniesione odszkodowania	-	-	-	(3)
- inne koszty związane z developmentem	129	168	34	34
- strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	460	2	80	-
- pozostałe	227	240	27	181
Pozostałe koszty operacyjne, razem:	99 904	104 893	98 999	49 023

Odpisy aktualizujące dotyczą głównie projektów w fazie developmentu: Elektrowia Północ 80,7 mln zł i Farma Wiatrowo Grabowo 8,4 mln zł oraz Spółki Grupa PEP Bimasa Energetyczna Południe Sp. z o.o. 9,8 mln zł.

3.5 Przychody finansowe

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
- przychody finansowe z tytułu odsetek od lokat i pożyczek	5 092	3 583	1 594	1 297
- odsetki - leasing finansowy	104	114	34	37
- różnice kursowe, w tym:	886	30	(515)	(25)
- niezrealizowane	843	(27)	(469)	(70)
- zrealizowane	43	57	(46)	45
- wycena zobowiązań finansowych	1	17	-	-
- zbycie udziałów w jednostce zależnej	-	3 206	-	-
- pozostałe	32	36	2	8
Przychody finansowe, razem	6 115	6 986	1 115	1 317

3.6 Koszty finansowe

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
- koszty finansowe z tytułu odsetek	42 828	41 950	13 858	14 869
- różnice kursowe, w tym:	426	758	(145)	(804)
- niezrealizowane	(71)	583	(360)	(831)
- zrealizowane	497	175	215	27
- prowizje i inne opłaty	1 443	3 014	500	1 037
- wycena zobowiązań finansowych *)	2 545	2 141	840	883
- pozostałe	114	182	30	(110)
Koszty finansowe, razem	47 356	48 045	15 083	15 875

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

3.7 Przepływy środków pieniężnych

Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
- środki zablokowane na spłatę rat kredytu	25 549	29 099
- środki pieniężne zablokowane z tytułu rozliczenia rekompensat kosztów osieroconych	32 037	67 642
- środki pieniężne zablokowane z tytułu remontów długo i średnioterminowych	4 484	2 037
- inne środki zablokowane	95	3 650
Razem	62 165	102 428

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

Zapasy:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
- bilansowa zmiana stanu zapasów	7 740	8 713
- ujęcie zapasów w pozycji aktywa trwałe	645	200
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	-	(107)
Zmiana stanu zapasów w rachunku przepływów pieniężnych	8 385	8 806

Należności:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
- bilansowa zmiana stanu należności długoterminowych i krótkoterminowych netto	27 317	87 465
- zmiana stanu należności inwestycyjnych	121	-
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	-	(1 710)
- zmiana stanu należności finansowych	20 387	35 180
Zmiana stanu należności w rachunku przepływów pieniężnych	47 825	120 935

Zobowiązania:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
- bilansowa zmiana stanu zobowiązań, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(149 251)	(131 541)
- zmiana stanu zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	482	1 186
- zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych	33 433	4 768
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	-	1 441
- zmiana stanu zobowiązań finansowych	1 577	3 435
Zmiana stanu zobowiązań w rachunku przepływów pieniężnych	(113 759)	(120 711)

Rozliczenia międzyokresowe:	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
- bilansowa zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(2 231)	(1 041)
- rozliczenie w czasie prowizji od kredytów	(186)	(4 542)
- wyłączenie z konsolidacji sprzedanej Spółki zależnej	-	54
- niezafakturowane rzeczowe aktywa trwałe w budowie	-	842
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych w rachunku przepływów pieniężnych	(2 417)	(4 687)

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

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 10 sierpnia 2017 roku Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. w wypłaciła środki z kredytu inwestycyjnego udzielonego przez ING BANK ŚLĄSKI S.A. w ramach transzy C udostępnionej aneksem do umowy kredytu z dnia 30 listopada 2016 roku w wysokości 4.696,6 tys. PLN. Łączna wartość przyznanej transzy to 18.270 tys. PLN, a kwota pozostała do wykorzystania to 11.309,7 tys. PLN.

W dniu 28 września 2017 roku Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Południe Sp. z o.o. spłaciła całkowicie kredyt inwestycyjny udzielony Spółce na podstawie Umowy kredytów zawartej w dniu 23 grudnia 2009 roku z MBANK S.A.

6. Zmiany wielkości szacunkowych

a) efektywna stopa podatkowa

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
Obciążenie z tytułu podatku w rachunku zysków i strat, w tym	9 046	2 901
Podatek bieżący	2 250	5 822
Podatek odroczony	6 796	(2 921)
Strata brutto przed opodatkowaniem	(75 193)	(71 300)
Obciążenie podatkowe od wyniku brutto według efektywnej stawki podatkowej 19% (2016: 19%)	(14 287)	(13 547)
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(5)	(557)
Koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów:	23 338	17 005
- różnice trwałe	213	675
- aktywo z tytułu strat podatkowych w Specjalnej Strefie Ekonomicznej	367	(403)
- aktywo z tytułu pozostałych strat podatkowych	22 758	16 733
Podatek w rachunku zysków i strat	9 046	2 901

b) zmiana stanu rezerw

Zmiana stanu rezerw krótko i długoterminowych

	30.09.2017	31.12.2016
Stan rezerw na początek okresu	28 572	6 423
- utworzenie rezerw	257	24 660
- rozwiązanie rezerw	(2 093)	(2 511)
Stan rezerw na koniec okresu	26 736	28 572

c) należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

W okresie zakończonym 30 września 2017 roku odpis na nieściągalne należności z tytułu dostaw i usług wzrósł i wyniósł 2.314 tysięcy zł.

	30.09.2017	31.12.2016
Stan na początek roku	2 281	7 779
- Zwiększenie	90	382
- Wykorzystanie	(108)	(173)
- Odwrócenie odpisu	51	(5 707)
Stan na koniec roku	2 314	2 281

Poniżej przedstawiono analizę należności z tytułu dostaw i usług, które na dzień 30 września 2017 roku były przeterminowane, ale nie objęto ich odpisem aktualizacyjnym.

	Razem	Nie przeterminowane	Przeterminowane, lecz ściągalne				
			< 30 dni	30 – 60 dni	60 – 90 dni	90 – 120 dni	>120 dni
30.09.2017	109 327	105 126	2 586	245	528	176	666
31.12.2016	149 494	145 445	2 637	251	88	68	1 005

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. Wycenie podlega część 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 2017 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 ciągu 9 miesięcy zakończonych dnia 30 września 2017 roku nie nastąpiła wypłata dywidendy.

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

Zmniejszyła się łączna kwota otrzymanych od Kulczyk Investments poręczeń kontraktów handlowych Polenergia Obrót SA i na dzień 30 września 2017 roku wyniosła 4.000 tys. EUR.

10. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

Postępowania dotyczące zobowiązań albo wiarytelności 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 ze swojego powództwa, o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia przez Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. (pozwany) 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. Ponadto spółka dochodzi w postępowaniu roszczeń odszkodowawczych dotyczących sprzedaży zielonych certyfikatów, uzyskanych przez Amon sp. z o.o. za część okresu objętego roszczeniem o stwierdzenie bezskuteczności wypowiedzeń, na warunkach rynkowych. W tym zakresie roszczenia Amon Sp. z o.o. mogą ulegać zwiększeniu. Wartość przedmiotu sporu ustalona została jako szacunkowa wartość w/w umów do końca okresu ich obowiązywania (tj. do roku 2027) oraz wartość zgłoszonego roszczenia odszkodowawczego i wynosi 381.671 tys. zł. W ocenie Emitenta opisane powództwo jest w pełni zasadne i winno zostać uznane przez Sąd.

Talia Sp. z o.o. jest stroną postępowania ze swojego powództwa, o ustalenie bezskuteczności wypowiedzenia przez Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. (pozwany) 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. Ponadto spółka dochodzi w postępowaniu roszczeń odszkodowawczych dotyczących sprzedaży zielonych certyfikatów, uzyskanych przez Talia sp. z o.o. za część okresu objętego roszczeniem o stwierdzenie bezskuteczności wypowiedzeń, na warunkach rynkowych. W tym zakresie roszczenia Talia Sp. z o.o. mogą ulegać zwiększeniu. Wartość przedmiotu sporu ustalona została jako szacunkowa wartość w/w umów do końca okresu ich obowiązywania (tj. do roku 2027) oraz wartość zgłoszonego roszczenia odszkodowawczego i wynosi 253.097 tys. zł. W ocenie Emitenta opisane powództwo jest w pełni zasadne i winno zostać uznane przez Sąd.

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

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

Inne postępowania

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 zł 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. Stosownie do tego w marcu 2017 roku Eolos Polska Sp. z o.o. skierował do Certyfikaty Sp. z o.o. i Polenergia Obrót S.A. wezwanie do zapłaty, w którym podniósł dodatkowe roszczenie o zapłatę kwoty 7.672 tys. zł. Spółki w całości odrzucają powództwo, jak i zasadność wezwania do zapłaty. Spółka posiada informację, że Eolos Sp. z o.o. rozszerzył powództwo o wskazaną kwotę objętą wezwaniem, jednak pismo procesowe w tej sprawie nie zostało dotąd doręczone pozwanym. 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.

Spółka zależna Spółki – Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Północ Sp. z o.o. dochodzi od swoich kontrahentów zapłaty, łącznie, 40 tys. zł tytułem zwrotu zapłaconych zaliczek. Sprawy w toku. Ponadto, wspomniana spółka dochodzi zapłaty należności w kwocie ok. 420 tysięcy zł. Strona przeciwna wyraziła wolę ugodowego załatwienia sprawy, Spółka oczekuje na konkretną propozycję ugodową ze strony pozwanego.

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 400 tys. zł. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. dochodzi również od kontrahenta kwoty około 550 tys. zł, z tytułu rozliczeń za dostawy energii do Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. na potrzeby odsprzedaży.

Spółka zależna Spółki – Polenergia Obrót S.A. dysponuje tytułem wykonawczym przeciwko swojemu kontrahentowi na kwotę 5.000 tys. 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 tys. zł. Sąd Najwyższy pozytywnie rozpatrzył skargę kasacyjną Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o. i uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego w Gdańsku, a sprawę przekazał do ponownego rozpoznania.

Spółka zależna Spółki – Energopep Sp. z o.o. Sp. k. prowadzi postępowanie o zapłatę kwoty 100 tys. zł przeciwko członkowi zarządu kontrahenta. Podstawą jest nieterminowe zgłoszenie wniosku o upadłość. Sprawa została korzystnie rozstrzygnięta przez sąd I instancji. Spółka oczekuje rozpatrzenia apelacji pozwanego przez Sąd Apelacyjny w Poznaniu.

Spółka zależna spółki – PPG Pipeline Projtgesellschaft mbH („PPG”) skierowała pozew w postępowaniu arbitrażowym przeciwko kontrahentowi o zapłatę kwoty 115 tys. EUR tytułem zwrotu części niewykorzystanej wpłaty na utrzymanie kosztów projektu, który to zwrot jest należny w związku z decyzją o niewykonywaniu przez PPG Pipeline Projektgesellschaft mbH opcji kupna udziałów w spółce Inwestycyjna Spółka Energetyczna – IRB Sp. z o.o. W sprawie nie odbyło się jeszcze posiedzenie sądowe.

Starosta Złotoryjski, w wyniku stwierdzenia nieważności decyzji ustalających należności za wyłączenie z produkcji rolniczej użytków rolnych pod budowę elektrowni wiatrowych wraz z drogami dojazdowymi, na łączną kwotę 1.705 tys. zł wobec Amon Sp. z o.o. i kwotę 831 tys. zł wobec Talia Sp. z o.o., ponownie rozpatruje merytorycznie sprawę.

W dniu 18 października 2017 r. Amon otrzymał decyzję Ministra Energii, w której została określona kwota 92 tys. zł do zwrotu w związku z przyznanym Spółce dofinansowaniem w oparciu o umowę nr POIS.09.04.00-00-109/09-01. Kwota ta podlega zwrotowi wraz odsetkami w wysokości określonej jak dla zaległości podatkowych, liczonymi od dnia przekazania środków. Spółka podjęła decyzję o złożeniu odwołania od przedmiotowej decyzji do Ministra Rozwoju, które to odwołanie wstrzymuje wykonanie decyzji.

Spółka Polenergia – Farma Wiatrowa Bądecz sp. z o.o. złożyła skargi o stwierdzenie nieważności wyroków Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 1 sierpnia 2017 roku, uchylających decyzje środowiskowe wydane przez Burmistrza Miasta i Gminy Wysoka dla przedsięwzięcia polegającego na budowie zespołu elektrowni wiatrowych (do 11 sztuk) wraz z infrastrukturą towarzyszącą wewnętrzną „FW Bądecz I” i przedsięwzięcia polegającego na budowie zespołu elektrowni wiatrowych (do 3 sztuk) wraz z infrastrukturą towarzyszącą wewnętrzną „FW Bądecz II”.

Postępowania administracyjne i sędowo-administracyjne związane z uzyskanymi przez spółki prowadzące operacyjne farmy wiatrowe indywidualnymi interpretacjami podatkowymi są opisane szerzej w części C (*Pozostałe informacje do skonsolidowanego raportu kwartalnego*) punkt 9.7.

11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi

Na dzień 30 września 2017 roku Grupa nie posiadała jednostek stowarzyszonych, w których zaistniały istotne transakcje z podmiotami powiązаныmi.

Za okres 9 miesięcy zakończonym 30 września 2017 roku wystąpiły następujące istotne transakcje z jednostkami powiązаныmi:

30.09.2017	Przychody	Koszty	Należności	Zobowiązania
Kulczyk Investments	-	296	-	105
Kulczyk Holding	-	289	-	-
Krucza Inwestycje KREH 1 Sp. z o.o. S.K.	-	1 547	-	3
Polenergia Holding Sarl	246	-	20	-
Polenergia Usługi Sp. z o.o.	92	-	-	-
Polskie Biogazownie -Energy Zalesie Sp. z o.o.	-	448	-	-
Ciech Sarzyna S.A.	14 676	1 457	2 481	150
Polenergia International Sarl	787	-	789	-
Grupa PEP-Obrót 2 Sp. z o.o.	1 045	-	1 038	-
Razem	16 846	4 037	4 328	258

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 2017 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 2017	Zwiększenie/zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy w tysiącach złotych
WIBOR 1M	1%	(2 073)
EURIBOR 1M	1%	(64)
WIBOR 1M	-1%	2 073
EURIBOR 1M	-1%	64

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

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 2017 roku wynosi 5,9 miliona EUR. Pozycja ta nie jest zabezpieczana 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 2017 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(59)
	- 0,01 PLN/EUR	59
30 wrzesień 2016 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(74)
	- 0,01 PLN/EUR	74

W okresie zakończonym 30 września 2017 roku, Grupa zrealizowała 914 tys. zł przychodów finansowych z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych.

W okresie 30 września 2017 – 31 grudnia 2017 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 2017 roku zależy będzie głównie od relacji kursu z dnia 31 grudnia 2017 roku do kursu z dnia 30 września 2017 roku, przy czym odpowiednio aprecjacja/deprecjacja złotego w stosunku do EUR będzie mieć dodatni/ujemny wpływ na zysk netto w wysokości około 59 tys. zł na każdy grosz różnicy w stosunku do kursu z dnia 30 września 2017 roku.

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 2017 roku i 31 grudnia 2016 roku wg daty zapadalności na podstawie umownych niezdyktowanych płatności

30.09.2017	Poniżej 3 miesiący	Od 3 do 12 miesiący	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	50 582	342 024	460 197	544 513	1 397 316
Pozostałe zobowiązania	103 819	1 050	20 458	-	125 327
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	124 465	-	-	-	124 465

31.12.2016	Poniżej 3 miesiący	Od 3 do 12 miesiący	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	50 206	361 658	467 558	618 887	1 498 309
Pozostałe zobowiązania	226 290	1 284	7 462	-	235 036
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	156 168	-	4	-	156 172

Dipol

Umowa poręczenia zawarta pomiędzy Polish Energy Partners S.A. (poprzednik prawny spółki Polenergia S.A.) z bankiem Raiffeisen Bank Polska S.A. („Bank”) jako zabezpieczenie wierzytelności Banku z tytułu wszelkich zobowiązań pieniężnych z tytułu umowy kredytu do kwoty 6,3 mln zł. Poręczyciel zobowiązany jest do zapłaty kwoty wymagalnej wierzytelności banku po wystąpieniu Przypadku Naruszenia, gdy Bank prześle Poręczycielowi pisemne żądanie zapłaty sporządzone zgodnie z wzorem załączonym do umowy poręczenia. Przed wysłaniem żądania zapłaty bank ma obowiązek wezwać spółkę do zapłaty wymagalnej kwoty w określonym terminie. Zarząd Spółki stoi na stanowisku, że zobowiązania poręczyciela (Polenergia S.A.) z tytułu poręczenia wygasły i bank nie posiada możliwości dochodzenia roszczeń od poręczyciela z tytułu tej umowy. Jednak, biorąc pod uwagę odmienne stanowisko banku finansującego w tej kwestii, z ostrożności wskazujemy, że potencjalnie może zaistnieć odpowiedzialność spółki Polenergia S.A. z tytułu poręczenia - ograniczona do kwoty 6,3 mln zł.

Amon/Talia

Umowy poręczenia podpisane przez Polenergia S.A. z każdym z banków finansujących jako zabezpieczenie wierzytelności danego banku wobec spółki (odpowiednio) Amon sp. z o.o. oraz Talia sp. z o.o. z tytułu kwoty głównej i odsetek od Kredytu Pomostowego ograniczonego do kwoty ok. 6,7 mln zł. Kwotę poręczenia określono w każdej umowie oddzielnie (w zależności od zaangażowania danego banku w Kredyt Pomostowy - do łącznej wysokości stu dziesięciu procent (110%) udziału takiego banku w Całkowitej Kwocie Zaangażowania z Tytułu Kredytu Pomostowego). Poręczyciel zobowiązany jest do zapłaty po wystąpieniu Przypadku Naruszenia, gdy bank prześle do Poręczyciela żądanie zapłaty. Przed wysłaniem żądania zapłaty bank ma obowiązek wezwać spółkę (odpowiednio: Amon lub Talię) do zapłaty wymagalnej kwoty w określonym terminie. Zarząd Spółki ma wątpliwości co do obowiązywania poręczenia, jednakże z uwagi na brak jednoznacznego orzeczenia w tej kwestii z ostrożności wskazuje na potencjalną odpowiedzialność Spółki z jego tytułu.

GSR / Mycielin

Umowa *Equity Support and Subscription*, w której Polenergia S.A. jako Sponsor jest gwarantem dla spółek: Grupa PEP Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. (projekt Gawłowice), Grupa PEP Farma Wiatrowa 4 sp. z o.o. (projekt Skurpie), Grupa PEP Farma Wiatrowa 6 sp. z o.o. (projekt Rajgród), Polenergia Farma Wiatrowa Mycielin Sp. z o.o. (projekt Mycielin): 1) Gwarancji bezwarunkowej: obowiązek uzupełniania rachunku rezerwy obsługi długu w przypadku wystąpienia Przypadku Naruszenia i niedotrzymania wysokości środków na DSRA w wymaganej wysokości oraz 2) Gwarancji Warunkowej:

w przypadku wystąpienia jednej z przesłanek określonych w umowie (spadek DSCR, wystąpienie Non-Payment Default) Beneficjent (co do zasady spółka) może wysłać żądanie zapłaty do Sponsora. Obowiązek zapłaty obejmuje wszelkie zaległe płatności z tytułu umowy kredytu oraz wysokość kolejnej najbliższej raty kapitałowo-odsetkowej. W praktyce zatem Gwarancja Warunkowa jest ograniczona do wysokości dwóch rat kapitałowo-odsetkowych.

Ponadto w sytuacji dłuższego utrzymywania się cen zielonych certyfikatów na obecnym poziomie może istnieć konieczność dofinansowania przez Polenergia S.A. segmentu obrotu, który zawarł długoterminowe umowy zakupu zielonych certyfikatów z farm wiatrowych.

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 2017 roku i w roku zakończonym 31 grudnia 2016 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.

	30.09.2017	31.12.2016
Oprocentowane kredyty i pożyczki	1 036 825	1 116 653
Minus środki pieniężne i ich ekwiwalenty	(323 976)	(380 862)
Zadłużenie netto	712 849	735 791
Kapitał własny	1 184 343	1 267 426
Kapitał razem	1 184 343	1 267 426
Kapitał i zadłużenie netto	1 897 192	2 003 217
Wskaźnik dźwigni	38%	37%

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 2017 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
	2017	2016	
Przychody ze sprzedaży	2 010,9	2 156,3	(145,4)
EBITDA	138,2	158,2	(20,0)
Skorygowana EBITDA	136,1	155,3	(19,2)
Zysk/Strata Netto	-84,3	-74,2	(10,1)
Skorygowany zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, niezreal. różnic kursowych, odpisów aktualizujących, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	20,6	23,8	(3,2)

Na wynik za trzeci kwartał 2017 roku w porównaniu do wyniku za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wynik gorszy o 20,0 mln PLN):

- Gorszy wynik segmentu energetyki konwencjonalnej (o 12,4 mln PLN), wynikający z aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016) 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, niższymi przychodami z rekompensaty KO (niższe koszty remontów długoterminowych w trzecim kwartale 2017 w porównaniu do trzeciego kwartału 2016) skompensowanymi częściowo przez wyższą korektę rekompensaty gazowej za 2016 (wyższy wskaźnik Wg oraz niższy koszt węgla) ujętą w trzecim kwartale 2017;
- Gorszy wynik segmentu energetyki wiatrowej (o 14,0 mln PLN) spowodowany przede wszystkim niższymi cenami zielonych certyfikatów w pierwszym półroczu, wyższymi stawkami podatku od nieruchomości w 2017 roku oraz wyższymi kosztami związanymi głównie z nieprzewidzianymi naprawami, skompensowane lepszą produktywnością i oszczędnościami na kosztach serwisu;
- Lepszy wynik segmentu obrotu (o 14,1 mln PLN) to efekt lepszej dynamiki zmian cen zielonych certyfikatów w trzecim kwartale 2017 roku oraz lepszych wyników w obszarze handlu energią elektryczną;
- Gorszy wynik segmentu dystrybucji (o 3,4 mln PLN) wynika z rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem w 2016 oraz niżej marży dystrybucyjnej w 2017 roku;
- Gorszy wynik segmentu biomasy (o 4,8 mln PLN) wynikający głównie z niższego wolumenu sprzedaży oraz wyższych cen surowca. Efekt ten został częściowo skompensowany przez oszczędności na serwisie technicznym oraz dzierżawach i podatkach lokalnych. Dodatkowo, dokonano odpisu w związku z zaniechaniem działalności przez spółkę zależną, który szerzej opisano na stronie 6 niniejszego raportu;
- Niższe koszty segmentu developmentu (o 0,4 mln PLN) będące efektem zaostrożonej dyscypliny kosztowej i inwestycyjnej;
- Niższe (o 0,1 mln PLN) koszty niealokowane zarządzania Grupą;

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wynik gorszy o 19,2 mln PLN):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik gorszy o 20,0 mln PLN);
- Eliminacja efektu sprzedaży EC Zakrzów z 2016 roku (0,8 mln PLN r/r).

c) Na poziomie Zysku/Straty Netto (wynik gorszy o 10,0 mln PLN), na co wpływ miały:

- Wpływ EBITDA (wynik gorszy o 20 mln PLN);

- Niższa amortyzacja z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (o 12,5 mln PLN) wynikająca przede wszystkim ze zmiany polityki dotyczącej okresu użyteczności ekonomicznej projektów wiatrowych (wydłużenie okresu użyteczności ekonomicznej turbin do 25 lat wynikające z przesłanek technicznych, które zostały zidentyfikowane w efekcie dialogu z producentami turbin);
- Wyższy poziom podatku dochodowego wynikający głównie ze zmniejszenia rezerwy na podatek odroczony (6,3 mln PLN) związanej z odpisem projektu budowy gazociągu w 3 kwartale 2016 r. Powyższa rezerwa była utworzona w związku z rozliczeniem ceny nabycia w wyniku wniesienia do Grupy struktur grupy Neutron w 2014 r;
- Zrealizowane odpisy aktywów Elektrowni Północ, Biomasy Południe oraz projektu farmy wiatrowej Grabowo, które były o 2,6 mln PLN wyższe niż odpisy w analogicznym okresie roku poprzedniego;
- Niższe przychody finansowe (o 0,9 mln PLN), w związku z brakiem jenerozowego zdarzenia w 3 kwartale 2016 roku tj. sprzedaży udziałów jednostki zależnej (3,2 mln PLN) częściowo skompensowane z wyższymi przychodami z tytułu odsetek od depozytów oraz dodatnich różnic kursowych;
- Niższe koszty finansowe (o 0,7 mln PLN), wynikające z niższych kosztów prowizji skompensowanych przez wyższe koszty odsetkowe.

d) Na poziomie Skorygowanego Zysku/Straty Netto (wynik gorszy o 3,1 mln PLN), na co wpływ miały:

- Wpływ niższego Wyniku Netto (o 10 mln PLN);
- Skorygowanego o efekt różnicy na wyniku z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych na poziomie 1,2 mln PLN, przychodów z tytułu wyceny kredytów długoterminowych na poziomie 0,3 mln PLN oraz odpisów i sprzedaży EC Zakrzów na poziomie 7,8 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 2017 roku przebiegała zgodnie z planem.

EBITDA segmentu energetyki konwencjonalnej była niższa od ubiegłorocznej (narastająco minus 12,4 mln PLN), w związku z wpływem aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016) 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, niższymi przychodami z rekompensaty KO (niższe koszty remontów długoterminowych w III kwartale 2017 w porównaniu do III kwartału 2016) skompensowanymi częściowo przez wyższą korektę rekompensaty gazowej za 2016 (wyższy wskaźnik Wg oraz niższy koszt węgla) ujętą w III kwartale 2017.

EL Mercury

Wynik operacyjny, zarówno w zakończonym kwartale, jak i w ujęciu narastającym był wyższy od ubiegłorocznego ze względu na wyższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej spowodowany większą podażą gazu koksującego dostarczanego przez WZK Victoria.

ENERGETYKA WIATROWA

Łączne wyniki segmentu wiatr były niższe od ubiegłorocznych (narastająco spadek EBITDA o 14,0 mln PLN). Zanotowane wyniki były gorsze głównie ze względu na niższe ceny zielonych certyfikatów, wyższe stawki podatku od nieruchomości w 2017 roku.

Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych farm:

Farma Wiatrowa Puck

W okresie trzeciego kwartału, jak i w ujęciu narastającym 2017 produkcja energii elektrycznej była wyższa niż w roku ubiegłym, co wpłynęło na wzrost przychodów. Efekt ten został negatywnie skompensowany przez wzrost kosztu serwisu technicznego, wynikający z nieprzewidzianej wymiany przekładni.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

W okresie trzeciego kwartału 2017, jak i w ujęciu narastającym, produkcja energii elektrycznej w obu farmach była wyższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego oraz poniesiono niższe koszty serwisu, co zostało częściowo skompensowane przez wyższy koszt podatku od nieruchomości.

Farmy Wiatrowe Gawłowice, Rajgród i Skurpie

Wyniki operacyjne farm wiatrowych Gawłowice, Rajgród i Skurpie zarówno w trzecim kwartale, jak i w ujęciu narastającym były wyższe niż osiągnięte w 2016 roku ze względu na wyższy wolumen generacji oraz poniesiono niższe koszty serwisu. Ten efekt był częściowo negatywnie kompensowany przez wyższy koszt podatku od nieruchomości (według wyceny rynkowej Elektrowni Wiatrowej).

Farma Wiatrowa Mycielin

Wynik operacyjny na FW Mycielin uzyskany zarówno w trzecim kwartale 2017 jak i w ujęciu narastającym był niższy niż w analogicznym okresie 2016 roku. Wynika to głównie ze wzrostu podatku od nieruchomości w 2017 roku. Dodatkowo na wynik negatywnie wpłynęła awaria turbiny (niższy wolumen produkcji), jednak utrata produkcji została skompensowana zgodnie z zapisami umowy z Vestas.

DYSTRYBUCJA

W trzecim kwartale 2017 roku działalność operacyjna Polenergia Dystrybucja oraz Polenergia Kogeneracja przebiegała zgodnie z planem. Wynik EBITDA był nieznacznie wyższy w porównaniu z rokiem ubiegłym głównie ze względu na otrzymany zwrot podatku od nieruchomości. W ujęciu narastającym osiągnięte rezultaty były niższe niż w roku ubiegłym, ze względu na niższe 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 lepsze od ubiegłorocznych. Było to przede wszystkim spowodowane wzrostem cen zielonych certyfikatów, co wpłynęło na polepszenie rentowności portfela certyfikatów. Dodatkowo odnotowujemy lepsze wyniki w obszarze handlu energią elektryczną.

BIOMASA ENERGETYCZNA

Wyniki zarówno w ujęciu narastającym, jak i trzecim kwartale były gorsze od ubiegłorocznych (odpowiednio o 4,8 oraz 1,2 mln PLN). Sytuacja ta jest wynikiem niższych wolumenów sprzedaży oraz wyższej ceny surowca skompensowanych częściowo przez niższe koszty serwisu technicznego oraz oszczędności na opłatach lokalnych i dzierżawach.

Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych zakładów:

Biomasa Energetyczna Północ

W ujęciu narastającym wolumen produkcji peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. Dodatkowo, w wyniku spadku wolumenu, średnich cen sprzedaży oraz wzrostu cen surowca rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej, co zostało częściowo zniwelowane przez niższe koszty serwisu technicznego.

W trzecim kwartale 2017 roku Zakład odnotował lepsze wyniki w porównaniu z analogicznym okresem 2016 roku. Była to konsekwencja wyższych wolumenów produkcji, częściowo skompensowanych przez wyższe ceny surowca.

Biomasa Energetyczna Południe

Zarówno w pierwszym półroczu, jak i trzecim kwartale 2017 roku, wolumen sprzedaży pelletu kształtował się na poziomie istotnie niższym od ubiegłorocznego. Sytuacja ta była spowodowana wygaśnięciem kontraktu na dostawy pelletu do EDF i niepowodzeniem, jakim zakończyły się próby zawarcia z odbiorcami nowych kontraktów na zakup pelletu. W konsekwencji, zgodnie z komunikatem Spółki z 18 października 2017 roku (raport bieżący 11/2017) w trzecim kwartale roku Spółka podjęła decyzję o zaniechaniu działalności skutkującą koniecznością dokonania odpisu o kwocie 9,8 mln zł. Odpis ma charakter niegotówkowy i nie ma wpływu na wynik EBITDA.

Biomasa Energetyczna Wschód

Zarówno w pierwszym półroczu, jak i trzecim kwartale 2017 roku, wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. Negatywny wpływ spadku średnich cen sprzedaży, niższego wolumenu produkcji oraz wyższych cen surowca został częściowo zniwelowany przez niższe koszty serwisu technicznego.

DZIAŁALNOŚĆ DEWELOPERSKA I WDROŻENIOWA

Farmy wiatrowe on-shore

W chwili obecnej Spółka ma w swoim portfelu projekty o łącznej mocy 227 MW będące w końcowej fazie developmentu, które posiadają pozwolenie na budowę. Trwają prace nad przygotowaniem tych projektów do udziału w procesie aukcyjnym (prekwalifikacja).

W trzecim kwartale Spółka zgodnie z komunikatem z 26 września 2017 roku (raport bieżący 9/2017) podjęła decyzję o rezygnacji z Projektu Grabowo, a w konsekwencji o dokonaniu odpisu w związku z osiągnięciem przez FW Grabowo porozumienia co do rozwiązania umowy o przyłączenie, co pozwoliło tej spółce na odzyskanie znaczącej części uiszczonych opłat przyłączeniowej, a także na nieponoszenie jej kolejnej części. Jednocześnie niepowodzeniem zakończyły się podejmowane przez FW Grabowo próby obniżenia ponoszonych kosztów utrzymania projektu, w tym kosztów czynszów dzierżawnych. W związku z tym, biorąc pod uwagę stosunkowo wysokie koszty realizacji Projektu Grabowo oraz możliwe do osiągnięcia oszczędności kosztowe wynikające z zaniechania przedsięwzięcia, Spółka uznała, że realizacja Projektu Grabowo nie jest ekonomicznie uzasadniona.

Odpis w kwocie 8,2mln zł ma charakter niegotówkowy i jest one ujawniony w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki w pozycji pozostałe koszty operacyjne. Obciąża on 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.

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% udziałów po uzyskaniu wszystkich niezbędnych pozwoleń (projekt gotowy do budowy). Możliwa jest także sprzedaż 100% udziałów pozwalająca na zwiększenie wypłat dywidend dla akcjonariuszy.

Rozwój projektu Elektrowni Północ

W trzecim kwartale dokonano odpisu aktualizującego wartość środków trwałych związanych z realizacją projektu Elektrownia Północ zgodnie z komunikatem Spółki z 18 października 2017 roku (raport bieżący 11/2017). Wartość odpisu wynosi 81 mln zł. Decyzja o odpisie została podjęta na bazie analizy uwarunkowań rynkowych oraz ekonomicznych projektu. Odpis ma charakter niegotówkowy i nie ma wpływu na wynik EBITDA.

Spółka, mając na względzie zamiar zbycia praw do projektu lub udziałów, utrzymywać będzie w dalszym ciągu odpowiedni status jego rozwoju, a w szczególności proces uzyskiwania niezbędnych zgód – uwzględniając każdorazowo zasadność ekonomiczną podejmowanych działań.

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

Zgodnie z informacją przekazaną w dniu 6 lipca 2016 roku raportem bieżącym nr 21/2016 do momentu stabilizacji otoczenia regulacyjnego dla energetyki odnawialnej Spółka nie planuje publikować prognozy wyników na kolejna lata.

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 2017 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 2017 roku:

Jacek Głowacki	Wiceprezes Zarządu
Bartłomiej Dujczyński	Członek Zarządu
Michał Michalski	Członek Zarządu

Skład osobowy Rady Nadzorczej jednostki dominującej na dzień 30 września 2017 roku:

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

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 z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii; Dz.U.2015.478 z dnia 2015.04.03 (dalej „Ustawa OZE”);
- Ustawa KDT;
- Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo Geologiczne i Górnicze; Dz.U.2016.1131 t.j. z dnia 2016.07.28
- Ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o Obszarach Morskich Rzeczypospolitej Polskiej i Administracji Morskiej; Dz.U.2016.2145 t.j. z dnia 2016.12.23
- Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych; Dz.U.2017.568 t.j. z dnia 2017.03.17
- Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji; Dz.U.2017.286 t.j. z dnia 2017.02.17
- Ustawa z dnia 9 marca 2017 r. o systemie monitorowania drogowego przewozu towarów; Dz. U. 2017.708 z dnia 2017.04.03
- Ustawa z dnia 5 maja 2015 r. o substancjach zubażających warstwę ozonową oraz niektórych fluorowanych gazach cieplarnianych; Dz. U. 2015.881 z dnia 2015.06.25
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo Ochrony Środowiska; Dz.U.2017.519 t.j. z dnia 2017.03.13
- Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie Środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (dalej: „UOOS”) Dz.U.2016.353 t.j. z dnia 2016.03.16
- Ustawa z dnia 13 kwietnia 2007 r. o Zapobieganiu Szkodom w Środowisku; Dz.U.2014.1789 t.j. z dnia 2014.12.12
- Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o Ochronie Przyrody; Dz.U.2016.2134 t.j. z dnia 2016.12.23
- Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych; Dz.U.2016.961 z dnia 2016.07.01
- Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym; Dz.U.2016.778 t.j. z dnia 2016.06.04
- Ustawa z dnia 17 maja 1989 r. Prawo geodezyjne i kartograficzne, Dz. U. 2016.1629 t.j. z dnia 2016.10.06
- Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych , Dz. U. 2017.1161 t.j. z dnia 2017.06.19
- Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach; Dz.U.2016.1987 t.j. z dnia 2016.12.09
- Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne; Dz.U.2015.469 t.j. z dnia 2015.04.01
- Ustawa z 13 września 1996 r. o utrzymaniu czystości i porządku w gminach; Dz. U. 2017.1289 t.j. z dnia 2017.06.30
- Ustawa z dnia 7 czerwca 2001 r. o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków; Dz. U. 2017.328 t.j. z dnia 2017.02.23

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 obowiązki.

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 energię elektryczną, ciepło lub paliwo gazowe określone są przez przedsiębiorstwa energetyczne w taryfach zatwierdzanych 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 dostarczenia 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 dostarczenia 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, oraz mikroinstalacji, za przyłączenie której nie pobiera się opłaty.

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 sytuacje, 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 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 Przepisy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych

9.3.1 Obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia i system aukcyjny

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 uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż wartości określone w stosownym rozporządzeniu wydawanym 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) wynosi w danym roku kalendarzowym 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego, publikowanej przez Towarową Giełdę Energii, jednak nie więcej niż 300,03 PLN/MWh.

Z kolei opłata zastępcza jest obliczana jako iloczyn jednostkowej opłaty zastępczej 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 2017 roku obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z biogazu rolniczego wynosi 0,6 proc. sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym i 15,4 proc. w przypadku świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z innych OZE. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2017 roku obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z biogazu rolniczego będzie wynosił 0,5 proc. sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w 2018 i 2019 roku, oraz 17,5 proc. w przypadku świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z innych OZE w 2018 roku i 18,5 proc. w 2019 roku.

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 dyrektywę 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%.

Zgodnie z Ustawą OZE, która weszła w życie 4 maja 2015 roku (z zastrzeżeniem, że przepisy dotyczące systemu wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych weszły w życie 1 lipca 2016 roku), system zielonych certyfikatów jest dostępny dla wszystkich projektów wiatrowych oddanych do użytkowania 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.

9.3.2 Nowelizacja Ustawy OZE

W dniu 28 lipca 2017 r. został uchwalony poselski projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii, który zmienia regulacje w zakresie ustalania wysokości opłaty zastępczej. Zgodnie z nowelizacją ma ona wynosić w danym roku kalendarzowym 125 proc. rocznej średnioważonej ceny świadectw pochodzenia za poprzedni rok. Szacowany przez wnioskodawców w uzasadnieniu do Nowelizacji poziom opłaty zastępczej wyniesie 41,4 PLN/MWh w 2018 r., 51,75 PLN/MWh w 2019 r. oraz 64,69 PLN/MWh w 2020 r. W rzeczonym uzasadnieniu posłowie podkreślają konieczność rozwiązania problemu nadpodaży i oczekują, że proponowana przez nich zmiana opłaty zastępczej w połączeniu ze wzrostem obowiązku umorzenia do 19,5% w 2020 r. spowoduje spadek nadpodaży aż do pojawienia się deficytu zielonych certyfikatów na rynku w 2020 r. Dnia 14 sierpnia 2017 roku Ustawa została podpisana przez Prezydenta i weszła w życie w dniu 25 września 2017 roku. Spółka jest w trakcie analizy wpływu wejścia w życie rzeczonyj ustawy na sytuację ekonomiczną i prawną segmentu energetyki wiatrowej oraz obrotu.

9.4 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 wchodzą 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 nastęrcza 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.

9.5 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.

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 nieprzestrzeganie 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. Bowiern, 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. Podmiot zgodnie z Prawem Ochrony Środowiska i Ustawy o odpadach prowadzi również ewidencję odpadów oraz – w przypadku posiadania instalacji zawierających gaz SF6 powyżej 3 kg jest obowiązany prowadzić ich ewidencję i serwis z wykorzystaniem firm mających certyfikaty w zakresie gospodarowania tymi gazami.

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 sytuacje, 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 OOŚ

Ustawa OOŚ 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 OOŚ, 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 (tj. Dz. U. z 2016 r., poz. 71). 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 przedsięwzięcia 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). Ustawą z dnia 14 grudnia 2012 r. obowiązek uzyskania pozwolenia na wytwarzanie odpadów (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) został przeniesiony do Ustawy Prawo Ochrony Środowiska i stał się jednym z pozwoleń sektorowych (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 9 grudnia 2014 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U., poz. 1923).

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 wyłączania 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 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (t.j. Dz. U. z 2017 r., poz. 568 ze zm.) oraz (ii) Ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (t.j. Dz. U. z 2017 r. poz. 286 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.

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.

9.7 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 dotyczy jednak 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 developementu szeregu projektów farm wiatrowych, co skutkowało koniecznością dokonania odpisów w 2016 roku. 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 2017 roku podatku od nieruchomości, wskazując w nich na konieczność rozliczania podatku od nieruchomości na dotychczasowych zasadach. Grupa otrzymała jedną pozytywną odpowiedź na wspomniane wnioski i 7 negatywnych (z czego 2 dotyczą jednego projektu).

Zgodnie z negatywnymi interpretacjami od 2017 roku podatek od nieruchomości od elektrowni wiatrowych winien być obliczany wg nowych zasad. W ocenie Spółki uzasadnienie prawne wspomnianych negatywnych interpretacji jest błędne, co stanowiło podstawę ich zaskarżenia do sądów administracyjnych. Obecnie, sprawy toczą się przed Naczelnym Sądem Administracyjnym, wskutek złożenia skarg kasacyjnych na niekorzystne wyroki Wojewódzkich Sądów Administracyjnych.

Jednocześnie w ramach równoległych czynności 2 projekty otrzymały pozytywną interpretację zezwalającą na ustalenie aktualnej wyceny rynkowej elektrowni wiatrowej jako podstawy opodatkowania, a 4 projekty - negatywną. W odniesieniu do interpretacji negatywnych, w przypadku 2 projektów Wojewódzkie Sądy Administracyjne uchylły interpretację i skierowały sprawę do ponownego rozpatrzenia przez organ I instancji, w przypadku 1 projektu zapadł wyrok niekorzystny, który zostanie zaskarżony do Naczelnego Sądu Administracyjnego, a w przypadku 1 projektu sprawa przed Wojewódzkim Sądem Administracyjnym jeszcze nie została rozstrzygnięta.

Biorąc pod uwagę wydane do tej pory rozstrzygnięcia Wojewódzkich Sądów Administracyjnych, Spółka szacuje, że realizacja najbardziej negatywnego scenariusza dla wszystkich pozostałych (czterech) projektów, które nie uzyskały żadnej pozytywnej interpretacji, skutkowałaby zwiększeniem kosztów operacyjnych Grupy w 2017 roku o ok. 16 mln PLN. Aczkolwiek finalny szacunek będzie możliwy dopiero na koniec 2017 roku lub na początku 2018 roku po uzyskaniu wszystkich decyzji Wojewódzkich Sądów Administracyjnych.

Rada Ministrów prowadzi prace zmierzające do nowelizacji prawa, która doprowadzi do przywrócenia przepisów dotyczących podatku od nieruchomości w brzmieniu sprzed poprzedniej nowelizacji, czyli według długoterminowego założenia przyjętego przez Spółkę. Pod koniec czerwca 2017r. na stronie rządowego centrum legislacji pojawił się projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Zakłada on doprecyzowanie definicji budowli, która otrzyma stare brzmienie (przed 1 stycznia 2017 roku), gdzie jako budowlę należy rozumieć części budowlane urządzeń technicznych.

D. KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A.

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY BILANS
na dzień 30 września 2017 roku
Aktywa

	30.09.2017	31.12.2016
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	961 169	1 055 369
Rzeczowe aktywa trwałe	1 218	1 631
Wartości niematerialne	508	734
Aktywa finansowe	947 737	1 042 709
Należności długoterminowe	2 628	2 854
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	9 077	7 434
Rozliczenia międzyokresowe	1	7
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	214 818	227 227
Zapasy	10 362	10 362
Należności z tytułu dostaw i usług	9 142	21 295
Pozostałe należności krótkoterminowe	1 542	315
Rozliczenia międzyokresowe	1 079	2 125
Krótkoterminowe aktywa finansowe	26 889	25 866
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	165 804	167 264
Aktywa razem	1 175 987	1 282 596

Pasywa

	30.09.2017	31.12.2016
I. Kapitał własny	1 118 670	1 196 933
Kapitał zakładowy	90 887	90 887
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	680 405	765 438
Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
Pozostałe kapitały rezerwowe	349 478	349 478
Kapitał z połączenia	89 782	89 782
Strata z lat ubiegłych	(26 826)	(26 826)
Zysk (Strata) netto	(78 263)	(85 033)
II. Zobowiązania długoterminowe	35 147	65 292
Kredyty bankowe i pożyczki	27 000	57 000
Rezerwy	21	21
Pozostałe zobowiązania	8 126	8 271
III. Zobowiązania krótkoterminowe	22 170	20 371
Kredyty bankowe i pożyczki	14 949	13 386
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	78	441
Pozostałe zobowiązania	802	1 090
Rezerwy	804	717
Rozliczenia międzyokresowe	5 537	4 737
Pasywa razem	1 175 987	1 282 596

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2017 roku

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
			niebadany	niebadany
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
Przychody ze sprzedaży	12 233	17 636	3 785	3 962
Przychody ze sprzedaży	12 233	17 636	3 785	3 962
Koszt własny sprzedaży	(11 445)	(14 863)	(3 547)	(3 143)
Zysk (Strata) brutto ze sprzedaży	788	2 310	238	819
Pozostałe przychody operacyjne	-	1 948	-	(6)
Koszty ogólnego zarządu	(7 206)	(7 893)	(2 197)	(4 157)
Pozostałe koszty operacyjne	(68)	(2 846)	(2)	(59)
Przychody finansowe	59 279	37 325	6 359	19 200
w tym dywidenda	52 900	30 240	4 000	17 800
Koszty finansowe	(132 699)	(58 333)	(105 789)	(4 896)
Zysk (Strata) brutto	(79 906)	(27 026)	(101 391)	10 901
Podatek dochodowy	1 643	4 142	100	1 293
Zysk (Strata) netto	(78 263)	(22 884)	(101 291)	12 194

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2017 roku

	Za okres 9 miesięcy zakończony		Za okres 3 miesięcy zakończony	
			niebadany	niebadany
	30.09.2017	30.09.2016	30.09.2017	30.09.2016
Zysk/(strata) netto za okres	(78 263)	(22 884)	(101 291)	12 194
Inne całkowite dochody	-	-	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-	-	-
Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	-	-	-	-
Zyski (straty) aktuarialne z tytułu programów określonych	-	-	-	-
Podatek dochodowy dotyczący innych całkowitych dochodów	-	-	-	-
CAŁKOWITY DOCHÓD ZA OKRES	(78 263)	(22 884)	(101 291)	12 194

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2017 roku**

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowý z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Kapitał z połączenia	Zyski/(Straty) zatrzymane	Strata netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2017 roku	90 887	765 438	13 207	349 478	89 782	(111 859)	-	1 196 933
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy								
Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	-	(78 263)	(78 263)
Podział wyniku finansowego	-	(85 033)	-	-	-	85 033	-	-
Na dzień 30 września 2017 roku	90 887	680 405	13 207	349 478	89 782	(26 826)	(78 263)	1 118 670

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowý z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Kapitał z połączenia	Zyski/(Straty) 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								
Starta netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	-	(22 884)	(22 884)
Podział wyniku finansowego	-	(20 696)	-	-	-	20 696	-	-
Wypłata dywidendy	-	-	-	(22 721)	-	-	-	(22 721)
Na dzień 30 września 2016 roku	90 887	765 438	13 207	349 478	-	-	(22 884)	1 196 126

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2017 roku**

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I. Zysk (Strata) brutto	(79 906)	(27 026)
II.Korekty razem	90 308	29 847
Amortyzacja	656	1 108
Straty z tytułu różnic kursowych	-	(5)
Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	(53 910)	(16 975)
Strata z tytułu działalności inwestycyjnej	131 031	41 664
Zmiana stanu rezerw	87	(2 155)
Zmiana stanu zapasów	-	1 681
Zmiana stanu należności	11 152	9 998
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(560)	(3 628)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	1 852	(1 841)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	10 402	2 821
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	24 301	118 865
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	1	-
2. Zbycie inwestycji w nieruchomości oraz wartości niematerialne	-	1 514
3. Z aktywów finansowych, w tym:	24 300	117 351
- zbycie aktywów finansowych	-	3 921
- dywidendy i udziały w zyskach	22 900	30 240
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	1 156	-
- odsetki	244	-
- inne wpływy z aktywów finansowych	-	83 190
II.Wydatki	35 929	16 797
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	19	349
2. Na aktywa finansowe, w tym:	35 910	16 448
- nabycie aktywów finansowych	10 910	16 131
- udzielone pożyczki długoterminowe	25 000	317
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(11 628)	102 068
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	-	-
II.Wydatki	234	23 583
1.Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	-	22 722
2. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	234	861
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(234)	(23 583)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(1 460)	81 306
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	(1 460)	81 310
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	-	4
F.Środki pieniężne na początek okresu	167 264	41 417
G.Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- E), w tym:	165 804	122 727
- o ograniczonej możliwości dysponowania	58	79

KOSZTY WG RODZAJU

	Za okres 9 miesięcy zakończony	
	30.09.2017	30.09.2016
amortyzacja	656	1 108
zużycie materiałów i energii	164	234
usługi obce	6 101	6 160
podatki i opłaty	264	77
wynagrodzenia	10 069	13 435
ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 310	1 594
pozostałe koszty rodzajowe	87	148
Koszty według rodzaju, razem	18 651	22 756
Koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(7 206)	(7 893)
Razem koszt własny sprzedaży	11 445	14 863