

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

SKONSOLIDOWANY RAPORT KWARTALNY

ZA I KWARTAŁ 2017 ROKU

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Bartłomiej Dujczyński – Członek Zarządu

Michał Michalski – Członek Zarządu

Warszawa, 11 maja 2017 roku

Spis treści

A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	4
1. Łączny rachunek zysków i strat za 1 kwartał zakończony 31 marca 2017 roku	5
2. Struktura organizacyjna Grupy	8
B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 31 MARCA 2017 ROKU	9
1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	15
1.1 Czas trwania Spółki i jednostek Grupy Kapitałowej	15
1.2 Wskazanie okresów, za które prezentowane jest śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe	15
1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego	15
1.4 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania	15
2. Segmenty operacyjne	16
3. Pozostałe noty	19
3.1 Przychody ze sprzedaży	19
3.2 Koszty wg rodzaju	19
3.3 Pozostałe przychody operacyjne	20
3.4 Pozostałe koszty operacyjne	20
3.5 Przychody finansowe	20
3.6 Koszty finansowe	21
3.7 Przepływy środków pieniężnych	21
3.8 Wartość firmy	22
4. Objasnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności emitenta w prezentowanym okresie	22
5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki	22
6. Zmiany wielkości szacunkowych	23
7. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych	24
8. Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane	24
9. Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego	25
10. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	25
11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi	27
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	27
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	27
14. Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	27
15. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym	28
15.1 Ryzyko stopy procentowej	28
15.2 Ryzyko walutowe	28
15.3 Ryzyko kredytowe	29

15.4	Ryzyko związane z płynnością	30
16.	Zarządzanie kapitałem	30
17.	Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieujętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe emitenta	30
C.	POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	31
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	32
2.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących	34
3.	Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym	37
4.	Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe	37
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	37
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	37
7.	Informacje ogólne	37
8.	Skład osobowy Zarządu oraz Rady Nadzorczej jednostki dominującej	38
9.	Otoczenie prawne	39
9.1	Wprowadzenie	39
9.2	Podstawowe regulacje dotyczące sektora energetycznego	40
9.3	Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej	47
9.4	Służebność przesyłu	47
9.5	Ochrona środowiska	48
9.6	Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych	52
D.	KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A.	54

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

1. Łączny rachunek zysków i strat za 1 kwartał zakończony 31 marca 2017 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat za pierwszy kwartał 2017 roku.

Za okres pierwszego kwartału Grupa Polenergia osiągnęła wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto wynoszące odpowiednio 42,5 mln PLN oraz 2,9 mln PLN, co stanowi spadek w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 44,6 mln PLN (-51%) i 35,7 mln PLN (-92%).

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	3M 2017	3M 2016	Różnica r/r	Różnica r/r [%]
Przychody ze sprzedaży	709,9	722,5	(12,6)	-2%
Koszt własny sprzedaży	(684,4)	(653,6)	(30,8)	5%
w tym koszty rodzajowe	(106,0)	(110,2)	4,2	-4%
Zysk brutto ze sprzedaży	25,5	68,9	(43,4)	-63%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu	(8,2)	(9,0)	0,7	-8%
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	1,4	1,1	0,2	20%
A Zysk operacyjny (EBIT)	18,7	61,1	(42,4)	-69%
Amortyzacja	24,5	26,7	(2,2)	-8%
EBITDA	43,2	87,8	(44,6)	-51%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	(0,7)	(0,7)	=	0%
Skorygowana EBITDA*	42,5	87,1	(44,6)	-51%
B Przychody finansowe	3,4	1,2	2,2	187%
C Koszty finansowe	(16,8)	(14,4)	(2,5)	17%
A+B+C Zysk (Strata) brutto	5,2	47,9	(42,7)	-89%
Podatek dochodowy	(3,6)	(11,5)	7,8	-68%
Zysk (Strata) netto	1,6	36,4	(34,8)	-96%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	1,5	1,5	=	
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(0,8)	0,2	(1,1)	
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC	0,7	0,4	0,2	
Skorygowany Zysk Netto*	2,9	38,6	(35,7)	
Skorygowana Marża EBITDA	6,0%	12,1%		
Przychody Segmentu Obrót	572,6	538,2	34,4	
Koszt własny sprzedaży Segmentu Obrót	(569,6)	(529,2)	(40,3)	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	41,7	80,5	(38,8)	
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	30,4%	43,7%		

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

Niższy poziom obrotów w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów oraz gorszej wietrzności w segmencie FW oraz w efekcie niższych prognoz cen energii elektrycznej, gazu i CO₂ w segmencie Energetyki konwencjonalnej, częściowo skompensowane przez wyższy poziom wolumenu handlu hurtowego i rozwoju segmentu handlu gazem.

Opis różnic na kosztach rodzajowych oraz kosztach sprzedaży i ogólnego zarządu wyjaśniony w nocie 3.2. W głównej mierze widoczny wpływ programu oszczędnościowego w wyniku którego koszty wynagrodzeń oraz ubezpieczeń społecznych uległy redukcji (łącznie o 9,1 mPLN w całym 2016 roku oraz o dalsze 2,0 mPLN w roku 2017).

Należy zwrócić uwagę na poprawę wyników w obszarze niealokowanych kosztów zarządzania Grupą (o 2,4 mln PLN). Wynika to z prowadzonego programu optymalizacji w efekcie którego dokonano oszczędności na kosztach wynagrodzeń (efekt na poziomie skonsolidowanym widoczny w nocie 3.2, a na poziomie jednostkowym w nocie na stronie 60) oraz zawiązania w pierwszym kwartale 2016 roku rezerwy na koszty – co skutkowało wyższym poziomem kosztów w rzeczonym okresie.

Segment energetyki wiatrowej zanotował spadek EBITDA (o 21,9 mln PLN), przede wszystkim w rezultacie spadku cen zielonych certyfikatów, gorszych warunków wietrznych, wzrostu obciążeń z

tytułu podatku od nieruchomości, co zostało częściowo skompensowane przez redukcję kosztów operacyjnych w wyniku renegocjacji umowy serwisowej turbin w dwóch farmach. W kolejnych kwartałach planowane są dalsze redukcje w innych farmach.

Wynik operacyjny segmentu energetyki konwencjonalnej był w pierwszym kwartale niższy od wyniku ubiegłorocznego (o 14,3 mln PLN) przede wszystkim w efekcie niższego wyniku operacyjnego ENS, co wynika z rozpoznanej w pierwszym kwartale 2016 roku zmienionej alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych, po aktualizacji prognoz cen energii, węgla, CO₂ i gazu (przez co wynik za pierwszy kwartał 2016 był relatywnie wyższy od tego za bieżący okres).

Wynik segmentu dystrybucji był w ujęciu narastającym niższy (o 2,9 mln PLN) niż w analogicznym okresie roku ubiegłego, co było w głównej mierze spowodowane rozwiązaniem rezerw na rozliczenia z kontrahentem w pierwszym kwartale 2016 (zdarzenie jednorazowe), które przyczyniło się do zwiększenia bazy za poprzedni rok.

EBITDA segmentu obrotu osiągnięta od początku roku jest gorsza od ubiegłorocznej (o 5,9 mln PLN), co było przede wszystkim spowodowane spadkiem cen zielonych certyfikatów, co wpłynęło na pogorszenie rentowności ich portfela. Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu gazem i energią i w nowym segmencie handlu CO₂.

Wynik segmentu biomasy na poziomie EBITDA był w pierwszym kwartale gorszy (o 2,2 mln PLN) od rezultatów osiągniętych w roku ubiegłym przede wszystkim ze względu na niższy wolumen oraz cenę sprzedaży.

W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń skorygowana marża EBITDA za pierwszy kwartał wyniosła 6,0% i była niższa od ubiegłorocznej głównie w wyniku spadku cen certyfikatów obciążającym wynik segmentów obrotu oraz wiatru.

Marża EBITDA na wyniku skorygowanym z wyłączeniem działalności obrotu (segment ten charakteryzuje się relatywnie niską marżą jednostkową przy bardzo wysokim wolumenie transakcji) spadła w omawianym okresie o ponad 13 p.p. do 30,4%.

Niższy wynik z działalności finansowej jest związany głównie ze wzrostem kosztów odsetek wynikającym z uruchomienia nowych projektów skompensowany częściowo przez wyższe przychody z tytułu odsetek oraz pozytywny wpływ różnic kursowych.

Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 kwietnia 2016 roku do 31 marca 2017 roku) wyniosła 183,4 mln PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 31 marca 2017 roku wynoszącego 736,8 mln PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 4,02x.

Równoległe z bieżącą działalnością operacyjną kontynuowano prace nad rozwojem nowych projektów. W szczególności developowane projekty otrzymały Decyzje Środowiskowe wydane przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku – dla spółki Bałtyk Środkowy III wydana w lipcu 2016, natomiast dla spółki Bałtyk Środkowy II wydana w kwietniu 2017. Dodatkowo podpisana została umowa o współpracy z Convergent Power w zakresie systemów magazynowania energii.

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

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

3M 2017 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	34,8	69,8	572,6	22,3	9,1	0,0	0,7	0,7	709,9
Koszty operacyjne	(28,6)	(54,5)	(569,6)	(17,8)	(9,6)	(0,1)	(1,6)	(2,5)	(684,4)
w tym amortyzacja	(14,3)	(5,4)	(0,0)	(1,1)	(1,0)	-	(0,2)	(2,5)	(24,5)
Zysk brutto ze sprzedaży	6,2	15,3	3,0	4,5	(0,6)	(0,1)	(1,0)	(1,9)	25,5
Marża zysku brutto ze sprzedaży	17,9%	21,9%	0,5%	20,0%	-6,2%	"n/a"	-140,8%	-271,8%	3,6%
Koszty ogólnego zarządu	(1,0)	(1,5)	(2,4)	(1,4)	(0,3)	(0,1)	(1,4)	-	(8,0)
Pozostała działalność operacyjna	1,0	(0,4)	0,1	0,1	0,2	(0,1)	0,2	-	1,1
Zysk z działalności operacyjnej	6,2	13,5	0,7	3,2	(0,6)	(0,3)	(2,2)	(1,9)	18,7
EBITDA	20,5	18,8	0,8	4,3	0,3	(0,3)	(1,9)	0,7	43,2
Marża EBITDA	58,8%	27,0%	0,1%	19,4%	3,7%	"n/a"	-287,4%	100,0%	6,1%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(0,7)	(0,7)
Skorygowana EBITDA	20,5	18,8	0,8	4,3	0,3	(0,3)	(1,9)	-	42,5
Marża na skorygowanej EBITDA	58,8%	27,0%	0,1%	19,4%	3,7%	"n/a"	-287,4%	0,0%	6,0%
Wynik na działalność finansowej	(12,2)	(0,6)	(0,9)	(0,4)	(0,1)	(0,0)	0,8	-	(13,5)
Zysk (Strata) brutto	(6,0)	12,9	(0,1)	2,8	(0,8)	(0,3)	(1,4)	(1,9)	5,2
Podatek dochodowy									(3,6)
Zysk (strata) netto za okres									1,6
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia									1,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									(0,8)
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									0,7
Skorygowany Zysk Netto									2,9

3M 2016 (mPLN)	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót	Dystrybucja	Biomasa	Działalność deweloperska	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	53,3	83,6	538,2	31,3	14,6	0,0	0,9	0,7	722,5
Koszty operacyjne	(27,2)	(53,2)	(529,2)	(24,1)	(12,8)	(0,2)	(4,5)	(2,5)	(653,6)
w tym amortyzacja	(16,8)	(4,9)	(0,0)	(1,1)	(1,0)	-	(0,4)	(2,5)	(26,7)
Zysk brutto ze sprzedaży	26,1	30,4	9,0	7,2	1,9	(0,2)	(3,6)	(1,9)	68,9
Marża zysku brutto ze sprzedaży	49,0%	36,4%	1,7%	22,9%	12,8%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	9,5%
Koszty ogólnego zarządu	(1,6)	(1,7)	(2,5)	(1,1)	(0,3)	(0,2)	(1,3)	-	(8,7)
Pozostała działalność operacyjna	1,0	(0,4)	0,1	0,0	0,0	(0,0)	0,1	-	0,9
Zysk z działalności operacyjnej	25,5	28,3	6,6	6,2	1,6	(0,4)	(4,8)	(1,9)	61,1
EBITDA	42,3	33,2	6,6	7,2	2,6	(0,4)	(4,4)	0,7	87,8
Marża EBITDA	79,5%	39,7%	1,2%	23,0%	17,6%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	12,2%
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								(0,7)	(0,7)
Skorygowana EBITDA	42,3	33,2	6,6	7,2	2,6	(0,4)	(4,4)	-	87,1
Marża na skorygowanej EBITDA	79,5%	39,7%	1,2%	23,0%	17,6%	"n/a"	"n/a"	"n/a"	12,1%
Wynik na działalność finansowej	(11,2)	(1,9)	(0,4)	(0,3)	(0,3)	(0,0)	0,9	-	(13,2)
Zysk (Strata) brutto	14,4	26,4	6,2	5,8	1,3	(0,5)	(3,9)	(1,9)	47,9
Podatek dochodowy									(11,5)
Zysk (strata) netto za okres									36,4
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia									1,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,2
Eliminacja efektu wyceny kredytów metodą AMC									0,4
Skorygowany Zysk Netto									38,6
Skorygowana EBITDA rdr	(21,9)	(14,3)	(5,9)	(2,9)	(2,2)	0,1	2,4	-	(44,6)

**B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA
OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 31 MARCA 2017 ROKU**

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY BILANS
 Na dzień 31 marca 2017 roku

Aktywa

	31.03.2017	31.12.2016
I. Aktywa trwale (długoterminowe)	2 242 206	2 270 868
1.Rzeczowe aktywa trwale	1 982 118	1 999 706
2.Wartości niematerialne	37 457	39 468
3.Wartość firmy jednostek podporządkowanych	184 613	184 625
4.Aktywa finansowe	9 839	12 324
5.Należności długoterminowe	4 766	4 840
6.Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	23 365	29 855
7.Rozliczenia międzyokresowe	48	50
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	599 415	703 656
1.Zapasy	35 794	41 484
2.Należności z tytułu dostaw i usług	107 099	149 494
3.Należności z tytułu podatku dochodowego	5 980	6 079
4.Pozostałe należności krótkoterminowe	23 051	20 126
5.Rozliczenia międzyokresowe	14 556	6 068
6.Krótkoterminowe aktywa finansowe	65 802	99 543
7.Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	347 133	380 862
Aktywa razem	2 841 621	2 974 524

Pasywa

	31.03.2017	31.01.2017
I. Kapitał własny	1 269 767	1 267 426
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	1 268 866	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 rezerwowý z wyceny opcji	13 207	13 207
4.Pozostałe kapitały rezerwowe	400 447	399 659
5.Zysk z lat ubiegłych	81 312	107 808
6.Zysk (Strata) netto	1 584	(111 529)
7.Różnice kursowe z przeliczenia	652	682
Udziały niedające kontroli	901	902
II. Zobowiązania długoterminowe	935 081	1 015 946
1.Kredyty bankowe i pożyczki	760 108	820 398
2.Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	62 746	65 694
3.Rezerwy	24 944	25 625
4.Rozliczenia międzyokresowe	58 182	58 883
5.Pozostałe zobowiązania	29 101	45 346
III. Zobowiązania krótkoterminowe	636 773	691 152
1.Kredyty bankowe i pożyczki	323 851	296 255
2.Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	125 652	156 172
3.Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	1	958
4.Pozostałe zobowiązania	170 014	219 571
5.Rezerwy	3 018	2 947
6.Rozliczenia międzyokresowe	14 237	15 249
Pasywa razem	2 841 621	2 974 524

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2017 roku

	Noty	Za okres 3 miesięcy zakończony	
		31.03.2017	31.03.2016
Przychody ze sprzedaży	3.1	709 942	722 505
Koszt własny sprzedaży	3.2	(684 402)	(653 608)
Zysk brutto ze sprzedaży		25 540	68 897
Pozostałe przychody operacyjne	3.3	1 732	1 722
Koszty sprzedaży	3.2	(238)	(284)
Koszty ogólnego zarządu	3.2	(8 002)	(8 689)
Pozostałe koszty operacyjne	3.4	(360)	(578)
Przychody finansowe	3.5	3 381	1 177
Koszty finansowe	3.6	(16 831)	(14 362)
Zysk (Strata) brutto		5 222	47 883
Podatek dochodowy	6a	(3 639)	(11 456)
Zysk (Strata) netto		1 583	36 427
Zysk (Strata) netto przypisany:		1 583	36 427
Akcjonariuszom jednostki dominującej		1 584	36 440
Akcjonariuszom niekontrolującym		(1)	(13)
Zysk (Strata) na jedną akcję:			
Średnia ważona liczba akcji zwykłych		45 443 547	45 443 547
– podstawowy/rozwodniony zysk (strata) za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej		0,03	0,80

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2017 roku

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
Zysk netto za okres	1 583	36 427
Inne całkowite dochody, które mogą zostać przekwalifikowane do rachunku zysków i strat po spełnieniu określonych warunków		
- Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	788	34
- Różnice kursowe z przeliczenia	(30)	25
Inne całkowite dochody netto	758	59
CAŁKOWITE DOCHODY ZA OKRES	2 341	36 486
Całkowity dochód za okres:	2 341	36 486
Akcjonariuszom jednostki dominującej	2 342	36 499
Akcjonariuszom niekontrolującym	(1)	(13)

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.

EBITDA i Skorygowana EBITDA

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
Zysk brutto	5 222	47 883
Przychody finansowe	(3 381)	(1 177)
Koszty finansowe	16 831	14 362
Amortyzacja	24 507	26 742
EBITDA	43 179	87 810
Rozliczenie ceny nabycia:		
Wycena kontraktów długoterminowych	(681)	(681)
Skorygowana EBITDA	42 498	87 129

Skorygowany zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	1 584	36 440
(Zysk) Strata z tytułu różnic kursowych niezrealizowanych	(814)	247
(Przychody) koszty z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	663	424
Rozliczenie ceny nabycia:		
Amortyzacja	2 532	2 532
Wycena kontraktów długoterminowych	(681)	(681)
Podatek	(351)	(351)
Skorygowany ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	2 933	38 611

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2017 roku

	Noty	Za okres 3 miesięcy zakończony	
		31.03.2017	31.03.2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
I.Zysk (Strata) brutto		5 222	47 883
II.Korekty razem		10 965	172
1.Amortyzacja	3.2	24 507	26 742
2.Strata (Zysk) z tytułu różnic kursowych		(1 571)	95
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)		14 169	8 635
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej		1 975	305
5. Podatek dochodowy		(1 141)	(10 628)
6.Zmiana stanu rezerw		(610)	-
7.Zmiana stanu zapasów		6 335	(9 412)
8.Zmiana stanu należności	3.7	75 629	69 757
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	3.7	(97 899)	(76 193)
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	3.7	(10 660)	(9 131)
11. Inne korekty		231	2
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+II)		16 187	48 055
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
I. Wpływy		14	16
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		1	10
2. Z aktywów finansowych, w tym:		13	6
a) spłata udzielonych pożyczek długoterminowych		13	-
II.Wydatki		4 806	47 249
1. Nabycie rzeczowych aktywów trwałych		4 533	47 179
2. Na aktywa finansowe, w tym:		273	70
a) nabycie aktywów finansowych		273	70
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)		(4 792)	(47 233)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
I.Wpływy		9 997	45 060
1.Kredyty i pożyczki		9 747	45 060
II.Wydatki		55 254	65 400
1.Spłaty kredytów i pożyczek		41 284	53 063
2.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego		172	306
4.Odsetki		13 215	11 209
5. Inne wydatki finansowe		583	822
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)		(45 257)	(20 340)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)		(33 862)	(19 518)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:		(33 729)	(19 499)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych		133	19
F.Środki pieniężne na początek okresu		380 862	362 096
G.Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:		347 133	342 597
- o ograniczonej możliwości dysponowania	3.7	101 357	117 736
Prezentacja zewnętrznych źródeł finansowania - kredyty bankowe (sprawozdanie z przepływów środków pieniężnych)			
		31.03.2017	31.03.2016
poz. C.I.2 Wpływy z kredytów i pożyczek		9 747	45 060
poz. C.II.2 Spłaty z kredytów i pożyczek		(41 284)	(53 063)
Zmiana zewnętrznych źródeł finansowania, w tym		(31 537)	(8 003)
zaciągnięcie netto kredytów inwestycyjnych		(29 364)	26 525
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu VAT		-	(29 664)
zaciągnięcia/spłaty netto kredytu bieżącego		(2 173)	(4 864)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2017 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	Udział niekontrolujący	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 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 netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	1 584	-	1 584	(1)	1 583
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	788	-	-	(30)	758	-	758
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym										
- Podział wyniku finansowego	-	(85 033)	-	-	85 033	-	-	-	-	-
Na dzień 31 marca 2017 roku	90 887	680 777	13 207	400 447	81 312	1 584	652	1 268 866	901	1 269 767

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	Udział niekontrolujący	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2016 roku	90 887	786 134	13 207	378 069	127 720	-	281	1 396 298	953	1 397 251
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy										
- Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	36 440	-	36 440	(13)	36 427
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	34	-	-	25	59	-	59
Transakcje z właścicielami jednostki dominującej, ujęte bezpośrednio w kapitale własnym										
- Podział wyniku finansowego	-	(20 696)	-	-	20 696	-	-	-	-	-
- Wypłata dywidendy	-	-	-	(22 721)	-	-	-	(22 721)	-	(22 721)
Na dzień 31 marca 2016 roku	90 887	765 438	13 207	355 382	148 416	36 440	306	1 410 076	940	1 411 016

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 3 miesięcy zakończony 31 marca 2017 roku i zawiera porównywalne dane finansowe za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2016 roku oraz na dzień 31 grudnia 2016 roku. Rachunek zysków i strat oraz noty do rachunku zysków i strat obejmują dane za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2017 roku oraz dane porównawcze za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 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 31 marca 2017 roku.

1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Zarząd jednostki dominującej w dniu 11 maja 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 3 miesięcy od 1 stycznia do 31 marca 2017 roku i okres porównywalny od 1 stycznia do 31 marca 2016 roku, a dla bilansu na dzień 31 grudnia 2016. Śródroczne skrócone sprawozdania finansowe za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 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 2016 r. i nie zostały one zastosowane w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. Żadne spośród nowych Standardów, zmian do Standardów i Interpretacji nie będą miały istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe Grupy.

2. Segmenty operacyjne

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

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

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

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

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

Za okres 3 miesięcy zakończony 31.03.2017	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót i sprzedaż energii	Dystrybucja	Biomasa	Działalność Developerska i wdrożeńiowa	Niealokowane koszty zarządzania Grupą *)	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	34 845	69 818	572 603	22 259	9 058	2	1 357	709 942
Razem przychody	34 845	69 818	572 603	22 259	9 058	2	1 357	709 942
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	6 224	15 295	3 037	4 462	(562)	(113)	(2 803)	25 540
(Koszty) ogólnego zarządu	(1 019)	(1 480)	(2 378)	(1 378)	(292)	(74)	(1 381)	(8 002)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(12 163)	(388)	(92)	(398)	(66)	16	263	(12 828)
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	1 359	(81)	(265)	-	(1)	(7)	-	1 005
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(1 348)	(134)	(531)	(34)	(60)	(14)	494	(1 627)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	971	(354)	83	143	230	(101)	162	1 134
Wynik brutto	(5 976)	12 858	(146)	2 795	(751)	(293)	(3 265)	5 222
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(3 639)	(3 639)
Wynik netto	-	-	-	-	-	-	-	1 583
EBITDA **)	20 483	18 834	750	4 327	335	(288)	(1 262)	43 179
Aktywa segmentu	1 414 418	392 351	183 437	124 839	68 545	193 296	1 986	2 378 872
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	462 749	462 749
Aktywa razem	1 414 418	392 351	183 437	124 839	68 545	193 296	464 735	2 841 621

*) w tym rozliczenie ceny nabycia oraz pozostałe niealokowane

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

Za okres 3 miesięcy zakończony 31.03.2016	Energetyka wiatrowa	Energetyka konwencjonalna	Obrót i sprzedaż energii	Dystrybucja	Biomasa	Działalność Developerska i wdrożeńiowa	Niealokowane koszty zarządzania Grupą *)	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	53 256	83 557	538 202	31 307	14 634	2	1 547	722 505
Razem przychody	53 256	83 557	538 202	31 307	14 634	2	1 547	722 505
Zysk/(Strata) brutto ze sprzedaży	26 088	30 389	8 981	7 174	1 875	(175)	(5 435)	68 897
(Koszty) ogólnego zarządu	(1 618)	(1 707)	(2 475)	(1 055)	(295)	(217)	(1 322)	(8 689)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(10 073)	(1 580)	(23)	(344)	(104)	45	514	(11 565)
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	(82)	(111)	(49)	-	-	(63)	-	(305)
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(998)	(187)	(345)	(5)	(148)	(28)	396	(1 315)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	1 045	(408)	94	32	3	(27)	121	860
Wynik brutto	14 362	26 396	6 183	5 802	1 331	(465)	(5 726)	47 883
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(11 456)	(11 456)
Wynik netto	-	-	-	-	-	-	-	36 427
EBITDA **)	42 345	33 178	6 611	7 208	2 579	(419)	(3 692)	87 810
Aktywa segmentu	1 619 540	332 584	234 312	121 107	72 871	222 744	-	2 603 158
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	540 658	540 658
Aktywa razem	1 619 540	332 584	234 312	121 107	72 871	222 744	540 658	3 143 816

*) w tym rozliczenie ceny nabycia

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

3. Pozostałe noty

3.1 Przychody ze sprzedaży

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- przychody ze sprzedaży i dystrybucji energii	585 644	581 494
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	6 811	21 338
- przychody z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla	-	2 375
- przychody ze sprzedaży ciepła	6 526	8 768
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	615	874
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	474	18
- przychody ze sprzedaży towarów	1 485	1 584
- przychody ze sprzedaży pelletów	7 568	13 044
- przychody z najmu	63	13
- przychody netto z tytułu ograniczonej emisji CO2	344	-
- przychody z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu	24 376	37 306
- przychody netto z tytułu sprzedaży i dystrybucji gazu	75 759	55 035
- inne przychody	277	656
Przychody ze sprzedaży, razem	709 942	722 505

3.2 Koszty wg rodzaju

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- amortyzacja	24 507	26 742
- zużycie materiałów i energii	50 949	51 502
- usługi obce	14 050	13 773
- podatki i opłaty	6 677	6 238
- wynagrodzenia	7 840	9 588
- ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 225	1 478
- pozostałe koszty rodzajowe	798	879
Koszty według rodzaju, razem	106 046	110 200
- wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	586 596	552 381
- koszty sprzedaży (wielkość ujemna)	(238)	(284)
- koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(8 002)	(8 689)
Razem koszt własny sprzedaży	684 402	653 608

3.3 Pozostałe przychody operacyjne

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- odwrócenie odpisów aktualizujących wartość składników aktywów, w tym:	8	469
- odpisy aktualizujące wartość należności	8	469
- pozostałe, w tym:	1 724	1 253
- odszkodowania i dopłaty	359	12
- rozliczenie dotacji	819	1 070
- zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	52	77
- pozostałe	494	94
Pozostałe przychody operacyjne, razem	1 732	1 722

3.4 Pozostałe koszty operacyjne

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- odpisy aktualizujące wartość składników aktywów, w tym:	117	439
- należności	22	439
- rzeczowe aktywa trwałe	95	-
- pozostałe, w tym:	243	139
- kary, grzywny, odszkodowania	2	-
- przeniesione odszkodowania	-	3
- inne koszty związane z developmentem	37	82
- strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	55	-
- pozostałe	149	54
Pozostałe koszty operacyjne, razem:	360	578

3.5 Przychody finansowe

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- przychody finansowe z tytułu odsetek od lokat i pożyczek	1 898	1 095
- odsetki - leasing finansowy	35	39
- różnice kursowe, w tym:	1 433	5
- niezrealizowane	1 382	(8)
- zrealizowane	51	13
- wycena zobowiązań finansowych	14	16
- wynagrodzenie z tytułu umorzenie udziałów	-	1
- pozostałe	1	21
Przychody finansowe, razem	3 381	1 177

3.6 Koszty finansowe

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- koszty finansowe z tytułu odsetek	14 761	12 699
- różnice kursowe, w tym:	720	394
- niezrealizowane	377	297
- zrealizowane	343	97
- prowizje i inne opłaty	486	595
- wycena zobowiązań finansowych *)	833	540
- pozostałe	31	134
Koszty finansowe, razem	16 831	14 362

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

3.7 Przepływy środków pieniężnych

Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- środki zablokowane na spłatę rat kredytu	33 387	32 102
- środki pieniężne zablokowane z tytułu rozliczenia rekompensat kosztów osieroconych	64 409	77 841
- środki pieniężne zablokowane z tytułu remontów długo i średnioterminowych	3 461	4 231
- inne środki zablokowane	100	3 562
Razem	101 357	117 736

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

Zapasy:	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- bilansowa zmiana stanu zapasów	5 690	(9 412)
- ujęcie zapasów w pozycji aktywa trwałe	645	-
Zmiana stanu zapasów w rachunku przepływów pieniężnych	6 335	(9 412)

Należności:	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- bilansowa zmiana stanu należności długoterminowych i krótkoterminowych netto	39 544	69 205
- zmiana stanu należności finansowych	36 085	552
Zmiana stanu należności w rachunku przepływów pieniężnych	75 629	69 757

Zobowiązania:	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- bilansowa zmiana stanu zobowiązań, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(96 322)	(63 469)
- zmiana stanu zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	156	290
- zmiana stanu z tytułu dywidend	-	(22 722)
- zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych	(2 723)	10 045
- zmiana stanu zobowiązań finansowych	990	(337)
Zmiana stanu zobowiązań w rachunku przepływów pieniężnych	(97 899)	(76 193)

Rozliczenia międzyokresowe:	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
- bilansowa zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(10 199)	5 919
- rozliczenie w czasie prowizji od kredytów	(461)	(4 668)
- niezafakturowane rzeczowe aktywa trwałe w budowie	-	(10 382)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych w rachunku przepływów pieniężnych	(10 660)	(9 131)

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

Energetyka konwencjonalna oraz Energetyka wiatrowa charakteryzuje się sezonowością.

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

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

5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki

W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2017 roku nie wystąpiły istotne zdarzenia związane z oprocentowanymi kredytami bankowymi i pożyczkami.

6. Zmiany wielkości szacunkowych

a) efektywna stopa podatkowa

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
Obciążenie z tytułu podatku w rachunku zysków i strat, w tym	3 639	11 456
Podatek bieżący	283	2 930
Podatek odroczony	3 356	8 526
Zysk brutto przed opodatkowaniem	5 222	47 883
Obciążenie podatkowe od wyniku brutto według efektywnej stawki podatkowej 19% (2016: 19%)	992	9 098
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(4)	-
Koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów:	2 705	2 269
- różnice trwałe	61	405
- aktywo z tytułu strat podatkowych w Specjalnej Strefie Ekonomicznej	247	(156)
- aktywo z tytułu pozostałych strat podatkowych	2 397	2 020
Przychody nie będące podstawą do opodatkowania:	(54)	89
- inne	(54)	89
Podatek w rachunku zysków i strat	3 639	11 456

b) zmiana stanu rezerw

Zmiana stanu rezerw krótko i długoterminowych

	31.03.2017	31.12.2016
Stan rezerw na początek okresu	28 572	6 423
- utworzenie rezerw	76	24 660
- rozwiązanie rezerw	(686)	(2 511)
Stan rezerw na koniec okresu	27 962	28 572

c) należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

W okresie zakończonym 31 marca 2017 roku odpis na nieściągalne należności z tytułu dostaw i usług wzrósł i wyniósł 2.287 tysięcy zł.

	31.03.2017	31.12.2016
Stan na początek roku	2 281	7 779
- Zwiększenie	16	382
- Wykorzystanie	(2)	(173)
- Odwrócenie odpisu	(8)	(5 707)
Stan na koniec roku	2 287	2 281

Poniżej przedstawiono analizę należności z tytułu dostaw i usług, które na dzień 31 marca 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
31.03.2017	107 099	99 748	6 224	305	87	82	653
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 I kwartału zakończonego 31 marca 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 trzech miesięcy zakończonych dnia 31 marca 2017 roku nie nastąpiła wypłata dywidendy.

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

W pierwszym kwartale 2017 roku łączna kwota otrzymanych od Kulczyk Investments poręczeń kontraktów handlowych Polenergia Obrót SA uległa zmniejszeniu i na dzień 31 marca 2017 roku wyniosła 7.682 tys. EUR.

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

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

Amon Sp. z o.o. jest stroną postępowania 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. Wartość przedmiotu sporu ustalona została jako szacunkowa wartość w/w umów do końca okresu ich obowiązywania (tj. do roku 2027) i wynosi 381.671 tys. zł. W ocenie Emitenta opisane powództwo jest w pełni zasadne i winno zostać uznane przez Sąd.

Spółka informuje też, że Amon Sp. z o.o. doręczono zostało zażalenie do próby ugodowej z wniosku Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. (wnioskodawca). Przedmiotem zażalenia jest roszczenie wnioskodawcy o zapłatę kwoty 19.331 tys. zł. Wnioskodawca powołuje się we wniosku na fakt wypowiedzenia przez siebie wskazanej powyżej umowy sprzedaży energii i praw majątkowych, co w opinii wnioskodawcy uprawnia go do dochodzenia od Amon Sp. z o.o. kar umownych. Amon Sp. z o.o. kwestionuje skuteczność wypowiedzenia umowy przez Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o., dochodząc tego w opisanym powyżej postępowaniu. Tym samym Emitent nie uznaje w całości zasadności roszczenia objętego wnioskiem o zażalenie do próby ugodowej.

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. Wartość przedmiotu sporu ustalona została jako szacunkowa wartość w/w umów do końca okresu ich obowiązywania (tj. do roku 2027) i wynosi 253.097 tys. zł. W ocenie Emitenta opisane powództwo jest w pełni zasadne i winno zostać uznane przez Sąd.

Spółka informuje też, że Talia Sp. z o.o. doręczono zostało zażalenie do próby ugodowej z wniosku Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o. (wnioskodawca). Przedmiotem zażalenia jest roszczenie wnioskodawcy o zapłatę kwoty ok. 12.846 tys. zł. Wnioskodawca powołuje się we wniosku na fakt wypowiedzenia przez siebie wskazanej powyżej umowy sprzedaży energii i praw majątkowych, co w opinii wnioskodawcy uprawnia go do dochodzenia od Talia Sp. z o.o. kar umownych. Talia Sp. z o.o. kwestionuje skuteczność wypowiedzenia umowy przez Polska Energia – Polska Kompania Handlowa Sp. z o.o., dochodząc tego w opisanym powyżej postępowaniu. Tym samym Emitent nie uznaje w całości zasadności roszczenia objętego wnioskiem o zażalenie do próby ugodowej.

Dwóch lub więcej postępowań dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem łącznej wartości postępowań odrębnie w grupie zobowiązań oraz wierzytelności wraz ze stanowiskiem emitenta w tej sprawie oraz, w odniesieniu do największych postępowań w

grupie zobowiązań i grupie wierzytelności – ze wskazaniem ich przedmiotu, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania oraz stron wszczętego postępowania

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

Inne postępowania

Spółka zależna Spółki – Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Północ Sp. z o.o. dochodzi od swoich kontrahentów zapłaty, łącznie, 40 tys. zł tytułem zwrotu zapłaconych zaliczek. Sprawy w toku.

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

Spółka Eolos Polska Sp. z o.o. wniosła o zapłatę, solidarnie, od spółek zależnych Spółki: Certyfikaty Sp. z o.o. oraz Polenergia Obrót S.A. zapłatę kar umownych oraz niezapłaconych w łącznej kwocie 20,2 mln złotych z tytułu rzekomego niewykonania umów, które wygasły w dniu 5 stycznia 2016 roku. Należy wskazać, że powód wskazuje w pozwie, że jego roszczenie może być większe z uwagi na fakt, że w kolejnych latach dochodzona przez niego kara umowna ulegnie zwiększeniu. 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, a w konekwencji 4 maja 2017 roku doręczono spółkom pismo zawierające rozszerzenie powództwa o wskazaną kwotę. 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.

Sarosta Złotoryjski wydał dwie decyzje zezwalające Amon Sp. z o.o. i jedną zezwalającą Talia Sp. z o.o. na wyłączenie z produkcji rolniczej gruntów rolnych pod budowę elektrowni wiatrowych wraz z drogami dojazdowymi. Jednocześnie w tych decyzjach zostały ustalone należności za przedmiotowe wyłączenie z produkcji rolniczej użytków rolnych, w łącznej kwocie 1.705 tys. zł. wobec Amon Sp. z o.o. i w kwocie 831 tys. zł. wobec Talia Sp. z o.o. Decyzje te zyskały przymiot ostateczności, jednak Amon Sp. z o.o. i Talia Sp. z o.o. złożyły do Samorządowego Kolegium Odwoławczego w Legnicy wnioski o stwierdzenie nieważności ww. decyzji wraz z wnioskami o wstrzymanie ich wykonania. Podstawą wniosków o stwierdzenie nieważności tych decyzji jest szereg błędów proceduralnych, jakich dopuścił się Starosta Złotoryjski w postępowaniach administracyjnych, które mogą świadczyć o rażącym naruszeniu prawa przez ten organ. Stwierdzenie nieważności przedmiotowych decyzji spowoduje brak podstawy do naliczenia należności za wyłączenie użytków rolnych z produkcji rolnej i konieczność ponownego merytorycznego rozpatrzenia sprawy. Oddalenie wniosków o stwierdzenie nieważności spowoduje konieczność poddania tego rozstrzygnięcia ocenie przez sąd administracyjny, co nie będzie jednak wstrzymywało wykonania ww. decyzji. Wnioski o wstrzymanie wykonalności decyzji zostały uwzględnione przez Samorządowe Kolegium Odwoławcze.

Postępowania administracyjne i sądowno-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 9.6.

11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi

Na dzień 31 marca 2017 roku Grupa nie posiadała jednostek stowarzyszonych, w których zaistniały istotne transakcje z podmiotami powiązаныmi.

Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2017 roku wystąpiły następujące istotne transakcje z jednostkami powiązаныmi:

31.03.2017	Przychody	Koszty	Należności	Zobowiązania
Kulczyk Investments	-	296	-	40
Kulczyk Holding	-	152	-	-
Krucza Inwestycje KREH 1 Sp. z o.o. S.K.	32	650	70	-
Chmielna Inwestycje KREH2 Sp. z o.o. S.K.A.	296	-	118	-
Polenergia Holding Sarl	80	-	88	-
Polenergia Biogaz Sp. z o.o.	31	-	235	-
Polskie Biogazownie S.A.	10	-	107	-
Polskie Biogazownie -Energy Zalesie Sp. z o.o.	1	448	32	-
Ciech Sarzyna S.A.	6 090	522	1 593	213
Autostrada Eksploatacja S.A.	620	-	241	-
Polenergia International Sarl	304	-	305	-
Polenergia Usługi Sp. z o.o.	29	-	32	-
Razem	7 493	2 068	2 821	253

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 31 marca 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 31 marca 2017	Zwiększenie/zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy w tysiącach złotych
WIBOR 1M	1%	(2 191)
EURIBOR 1M	1%	(70)
WIBOR 1M	-1%	2 191
EURIBOR 1M	-1%	70

okres zakończony dnia 31 marca 2016	Zwiększenie/zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy w tysiącach złotych
WIBOR 1M	1%	(2 263)
EURIBOR 1M	1%	(86)
WIBOR 1M	-1%	2 263
EURIBOR 1M	-1%	86

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 31 marca 2017 roku

wynosi 6,7 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
31 marzec 2017 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(67)
	- 0,01 PLN/EUR	67
31 marzec 2016 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(81)
	- 0,01 PLN/EUR	81

W okresie zakończonym 31 marca 2017 roku, Grupa zrealizowała 1.005 tys. zł przychodów finansowych z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych.

W okresie 31 marca 2017 – 30 czerwca 2017 roku wahania kursu PLN w stosunku do EUR mogą mieć wpływ na wielkość niezrealizowanych różnic kursowych. Wynik na niezrealizowanych różnicach kursowych na dzień 30 czerwca 2017 roku zależy będzie głównie od relacji kursu z dnia 30 czerwca 2017 roku do kursu z dnia 31 marca 2017 roku, przy czym odpowiednio aprecjacja/deprecjacja złotego w stosunku do EUR będzie mieć dodatni/ujemny wpływ na zysk netto w wysokości około 67 tys. zł na każdy grosz różnicy w stosunku do kursu z dnia 31 marca 2017 roku (4,2684 PLN/EUR).

15.3 Ryzyko kredytowe

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

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

31.03.2017	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	54 128	354 808	440 775	581 980	1 431 691
Pozostałe zobowiązania	168 758	1 252	12 406	-	182 416
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	125 652	-	-	-	125 652

31.12.2016	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	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

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 31 marca 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.

	31.03.2017	31.12.2016
Oprocentowane kredyty i pożyczki	1 083 959	1 116 653
Minus środki pieniężne i ich ekwiwalenty	(347 133)	(380 862)
Zadłużenie netto	736 826	735 791
Kapitał własny	1 269 767	1 267 426
Kapitał razem	1 269 767	1 267 426
Kapitał i zadłużenie netto	2 006 593	2 003 217
Wskaźnik dźwigni	37%	37%

17. Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieujętych 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 11 maja 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 31 marca		Zmiana
	2017	2016	
Przychody ze sprzedaży	709,9	722,5	(12,6)
EBITDA	43,2	87,8	(44,6)
Skorygowana EBITDA	42,5	87,1	(44,6)
Zysk/Strata Netto	1,6	36,4	(34,8)
Skorygowany zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, niezreal. różnic kursowych, odpisów aktualizujących, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	2,9	38,6	(35,7)

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

a) Na poziomie EBITDA (wynik gorszy o 44,6 mln PLN):

- Niższy wynik segmentu energetyki konwencjonalnej (o 14,3 mln PLN), wynikający z aktualizacji (w pierwszym kwartale 2016) prognoz cen energii elektrycznej, węgla, gazu i CO₂ dla lat 2016-2020, co spowodowało zmianę alokacji przychodów z rekompensaty kosztów osieroconych (KO) w całym okresie systemu rekompensat: 2008-2020;
Zgodnie z Polityką Rachunkowości ENS, zmiany w alokacji KO dotyczące poprzednich lat (2008-2015), roku zostały ujęte w pierwszym kwartale 2016, stąd relatywnie wysoki wynik operacyjny w tego okresu w porównaniu z pierwszym kwartałem 2017;
- Niższy wynik segmentu energetyki odnawialnej (o 21,9 mln PLN) spowodowany przede wszystkim gorszymi warunkami wietrznymi oraz niższą ceną zielonych certyfikatów, jak również wyższymi kosztami podatku od nieruchomości na części projektów wiatrowych, których wpływ został częściowo skompensowany przez oszczędności na serwisie technicznym w dwóch farmach w efekcie renegotjacji umowy serwisowej;
- Gorszy wynik segmentu obrotu (o 5,9 mln PLN) obciążony przede wszystkim spadkiem wyceny portfela certyfikatów. Efekt ten został tylko częściowo skompensowany przez lepsze wyniki w obszarze handlu gazem i energią i w nowym segmencie handlu CO₂ ;
- Niższy wynik segmentu dystrybucji (o 2,9 mln PLN) wynikający z rozwiązania rezerwy na rozliczenia z kontrahentem, która wpłynęła na wysoki poziom wyniku segmentu w pierwszym kwartale 2016 roku;
- Gorszy wynik segmentu biomasy (o 2,2 mln PLN) wynikającym głównie z niższego wolumenu sprzedaży;
- Niższe koszty segmentu developmentu (o 0,1 mln PLN) będące efektem zaostrożonej dyscypliny kosztowej;
- Niższe (o 2,4 mln PLN) koszty niealokowane zarządzania Grupą;

b) Na poziomie skorygowanej EBITDA (wynik gorszy o 44,6 mln PLN):

- Wpływ EBITDA opisany powyżej (wynik gorszy o 44,6 mln PLN);

c) Zysk netto za pierwszy kwartał 2017 roku wyniósł 1,6 mln PLN wobec 36,4 mln PLN w analogicznym okresie roku poprzedniego (wynik gorszy o 34,8 mln PLN), na co wpływ miały:

- Wpływ EBITDA (wynik gorszy o 44,6 mln PLN);

- Niższa amortyzacja z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (o 2,2 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);
 - Wyższe przychody finansowe (o 2,2 mln PLN), w wyniku wyższych odsetek od depozytów oraz dodatnich różnic kursowych;
 - Wyższe koszty finansowe (o 2,5 mln PLN) wynikające w szczególności z wyższych kosztów z tytułu odsetek i prowizji (o 2,0 mln PLN) będących rezultatem kapitalizacji części kosztów finansowych dotyczących projektu Mycielín ze względu na fazę rozruchu w analogicznym okresie 2016 roku (zgodnie z przyjętymi zasadami rachunkowości) – w 2017 roku wszystkie koszty finansowe były rozpoznane bezpośrednio w rachunku wyników;
 - Niższy podatek dochodowy (o 7,8 mln PLN) wynikający z niższego wyniku brutto;
- d) Na poziomie skorygowanego zysku netto rozpoznano dodatkowo korekty wynikające z alokacji ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych oraz wyceny kredytu metodą zamortyzowanego kosztu, wskutek czego skorygowany zysk netto za pierwszy kwartał 2017 roku wyniósł 2,9 mln PLN wobec 38,6 mln PLN w analogicznym okresie roku poprzedniego (wynik gorszy o 35,7 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.

Niższy wynik operacyjny ENS za I kwartał 2017 w stosunku do I kwartału 2016 wynika 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.

EL Mercury

Wynik operacyjny w zakończonym kwartale był wyższy od ubiegłorocznego ze względu na wyższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej, niższe ceny certyfikatów zielonych oraz praw do emisji CO₂.

EC Zakrzów

W dniu 16 czerwca 2016 roku została sfinalizowana transakcja sprzedaży przez Spółkę projektu tj, sprzedaż aktywów energetycznych składających się na EC Zakrzów oraz 2 spółek celowych.

ENERGETYKA WIATROWA

Łączne wyniki segmentu wiatr były niższe niż ubiegłoroczne.

Niższy wynik EBITDA jest skutkiem przede wszystkim niższych cen zielonych certyfikatów oraz wyższego kosztu podatku od nieruchomości, którego negatywny wpływ został częściowo skompensowany przez niższe koszty serwisu technicznego. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych farm:

Farma Wiatrowa Puck

Produkcja energii elektrycznej w farmie (22 MW) była niższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, co w połączeniu z niższymi cenami zielonych certyfikatów przełożyło się na gorszy wynik operacyjny farmy wiatrowej.

Dodatkowo na niższy wynik operacyjny wpływ miały dodatkowe koszty serwisu technicznego wynikające z wymiany uszkodzonej przekładni.

Podatek od nieruchomości został utrzymany na niezmiennym poziomie ze względu na pozytywną interpretację gminy.

Prowadzone są rozmowy z bankami aby zreprofilować zadłużenie.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

Produkcja energii elektrycznej w obu farmach (odpowiednio 34 MW i 24 MW) była niższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego, niższe były też ceny zielonych certyfikatów. Negatywny wpływ powyższych został częściowo skompensowany przez oszczędności poczynione na serwisie technicznym.

W dalszym ciągu Polska Kompania Handlowa nie realizuje umów zakupu zielonych certyfikatów wskutek czego obie farmy wiatrowe są zmuszone do sprzedaży zielonych certyfikatów po cenach rynkowych.

Kontynuowane są negocjacje z konsorcjum banków aby zrestrukturyzować zadłużenie.

Grupa nie może wykluczyć, że ze względu na sytuację rynkową oraz przebieg negocjacji z konsorcjum banków, Amon Sp. z o.o. oraz Talia Sp. z o.o. będą musiały wykorzystać w obecnym roku obrotowym środki zgromadzone w ramach rezerwy obsługi długu.

Farmy Wiatrowe Gawłowice, Skurpie i Rajgród

Wyniki operacyjne farm wiatrowych Gawłowice (48,3 MW), Skurpie (43,7MW) i Rajgród (25,3 MW) były niższe niż osiągnięte w analogicznym okresie 2016 roku ze względu na niższy wolumen generacji oraz niższy poziom cen rynkowych zielonych certyfikatów, jak również wyższe koszty związane z podatkiem od nieruchomości.

Prowadzone są rozmowy z konsorcjum banków aby zreprofilować zadłużenie.

Farma Wiatrowa Mycielin

Wyniki operacyjne farmy wiatrowej Mycielin (48 MW) niższe od osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego ze względu na niższy wolumen generacji oraz niższy poziom cen rynkowych zielonych certyfikatów oraz wyższe koszty związane z podatkiem od nieruchomości.

Po dacie bilansowej, to jest 21 kwietnia 2017 roku złamała się i przewróciła jedna z turbin wchodzących w skład Farmy Wiatrowej Mycielin. Uszkodzone części spadły na teren w bezpośrednim sąsiedztwie turbiny. Zdarzenie nie wywołało szkód na osobach lub w mieniu osób trzecich. W związku z zaistniałym zdarzeniem na Farmie Wiatrowej Mycielin, Polenergia wspólnie z odpowiednimi służbami oraz dostawcą i gwarantem technologii firmą Vestas, podjęła czynności zabezpieczające miejsce zdarzenia. Awaria wiatraka nie spowodowała żadnej szkody osobowej ani uszkodzenia mienia osób trzecich. Aby wykluczyć prawdopodobieństwo kolejnych zdarzeń, Spółka poleciła wykonawcy urządzeń firmie Vestas, sprawdzenie bezpieczeństwa pozostałych turbin wiatrowych. Należy podkreślić, że uszkodzona turbina wiatrowa jest w okresie gwarancji Vestas i Vestas ponosi pełną odpowiedzialność za utrzymanie turbin wiatrowych wchodzących w skład Farmy Wiatrowej Mycielin.

Prowadzone są rozmowy z konsorcjum banków aby zreprofilować zadłużenie.

DYSTRYBUCJA

W pierwszym kwartale 2017 roku działalność operacyjna Polenergia Dystrybucja oraz Polenergia Kogeneracja przebiegała zgodnie z planem. Wynik EBITDA Polenergii Dystrybucji jest nieznacznie niższy (2%) w porównaniu do pierwszego kwartału 2016 z powodu nieznacznie wyższych kosztów operacyjnych. Wynik EBITDA Polenergii Kogeneracji jest znacząco niższy z powodu wysokiej bazy w roku 2016 (zdarzenia jednorazowe).

OBRÓT I SPRZEDAŻ ENERGII

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

BIOMASA ENERGETYCZNA

Łączne wyniki segmentu były niższe od osiągniętych w pierwszym kwartale 2016 roku. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych zakładów:

Biomasa Energetyczna Północ

W pierwszym kwartale 2017 wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego. W wyniku spadku wolumenu rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej.

Biomasa Energetyczna Południe

W pierwszym kwartale 2017 wolumen sprzedaży peletu był na poziomie niższym od ubiegłorocznego, głównie w wyniku wygaśnięcia kontraktu sprzedaży peletu do EDF, który obowiązywał do końca sierpnia 2016. W wyniku spadku wolumenu rentowność operacyjna zakładu była niższa od ubiegłorocznej.

Biomasa Energetyczna Wschód

W pierwszym kwartale 2017 wolumen sprzedaży peletu był na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego. Niższa marża wynikała ze spadku średnich cen sprzedaży została częściowo zniwelowana przez niższe koszty serwisu technicznego. W rezultacie, w pierwszym kwartale zakład odnotował wyniki operacyjne niższe od ubiegłorocznych.

DZIAŁALNOŚĆ DEWELOPERSKA I WDROŻENIOWA

Farmy wiatrowe on-shore

W chwili obecnej Spółka ma w swoim portfelu projekty o łącznej mocy 267 MW gotowe do budowy (posiadają pozwolenie na budowę). Projekty te są gotowe do udziału w procesie aukcyjnym (prekwalifikacja).

Development 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.

Obydwa projekty otrzymały Decyzje Środowiskowe wydane przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku – dla spółki Bałtyk Środkowy III wydana w lipcu 2016, natomiast dla spółki Bałtyk Środkowy II wydana w kwietniu 2017.

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 i ewentualną sprzedaż udziałów tak, aby maksymalizować wartość dla akcjonariuszy.

Rozwój projektu Elektrowni Północ

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

Grupa zakłada sprzedaż tego projektu.

Elektrownia biomasowa

W zakresie rozwoju outsourcingu i wytwarzania energii w oparciu o biomasę, Grupa przygotowuje do realizacji projekt budowy i eksploatacji elektrowni biomasowej o mocy 31 MW, przyłączonej do sieci energetycznej. Projekt otrzymał ostateczne pozwolenie na budowę. Ponadto, opracowany został projekt budowlany linii wyprowadzającej moc i złożony został wniosek o wydanie dla niej PnB. Dodatkowo, złożony został wniosek o wydanie Pozwolenia Zintegrowanego dla opisywanej elektrowni. Emitent uzależnia realizację projektu także od nabycia prawa własności nieruchomości, na której ma być zlokalizowana elektrownia. Nieruchomość stanowi obecnie własność gminną. Grupa zakłada partycypację tego projektu w aukcjach.

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 I kwartale zakończonym 31 marca 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 31 marca 2017 roku:

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

Skład osobowy Rady Nadzorczej jednostki dominującej na dzień 31 marca 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-Królikowska	Członek Rady Nadzorczej
Dawid Jakubowicz	Członek Rady Nadzorczej
Orest Nazaruk	Członek Rady Nadzorczej

9. Otoczenie prawne

9.1 Wprowadzenie

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

- Prawo Energetyczne oraz akty wykonawcze do tej ustawy;
- Ustawa KDT;
- 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 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 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii; Dz.U.2015.478 z dnia 2015.04.03
- 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 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 □

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 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 dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru przedsiębiorstwo energetyczne wydaje warunki przyłączenia, które są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania 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 Przepisy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych oraz kogeneracji

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

Obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z 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 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 dniu 26 października 2016 roku ogłoszone zostało rozporządzenie Ministra Energii, które stanowi, że w 2017 roku obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z biogazu rolniczego będzie wynosił 0,6 proc. sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym i 15,4 proc. w przypadku świadectw pochodzenia dla energii produkowanej z innych OZE.

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

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.

Docelowa pula energii na którą będzie organizowana aukcja będzie ustalana pięciokrotnie dla 3-letnich okresów. Ministerstwo Gospodarki co roku wyznaczy cenę referencyjną dla każdej technologii biorąc pod uwagę średnie nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne dla standardowych projektów. Brane pod uwagę będą wyłącznie oferty, których cena jest równa lub niższa niż cena referencyjna dla danej technologii. Wszystkie technologie będą mogły uczestniczyć w tych samych aukcjach.

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 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 stosownej ustawie (zmieniającej Prawo Energetyczne).

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

9.2.10 Koszty osierocone

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

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

Na podstawie Ustawy KDT wytwórcy będący stronami KDT, zabezpieczających określony strumień przychodów w okresie obowiązywania KDT, mogli dobrowolnie rozwiązać powyższe umowy w zamian za objęcie tych wytwórców systemem wypłaty rekompensat z tytułu powstałych kosztów osieroconych związanych z rozwiązaniem KDT. Zgodnie z Ustawą KDT „koszty osierocone” to wydatki wytwórcy niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy

długoterminowej, wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 r. na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej.

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

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

9.3 Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej

Zgodnie z ogólną zasadą zawartą w przepisach Kodeksu Cywilnego urządzenia trwale związane z gruntem stanowią część składową gruntu i tym samym stanowią własność właściciela gruntu. Wyjątkiem od tej reguły jest art. 49 KC, zgodnie z którym (w brzmieniu przed rokiem 2008) urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania wody, pary, gazu, prądu elektrycznego oraz inne urządzenia podobne nie należą do części składowych nieruchomości, jeżeli 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 nastrocza pewne wątpliwości. Z jednej strony wyłącza generalną zasadę przynależności urządzeń trwale związanych z gruntem do tego gruntu, z drugiej jednak nie może być interpretowane jako decydujące o przejściu własności urządzeń na przedsiębiorcę w momencie przyłączenia urządzeń przesyłowych do przedsiębiorstwa. Kwestia ta nadal musi być uregulowana wprost przez zainteresowane strony.

9.4 Służebność przesyłu

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

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

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

Pewną niedogodnością związaną z ustanawianiem służebności przesyłu jest konieczność uzyskania służebności od wszystkich właścicieli działek, przez które przebiega linia energetyczna, czyli nierzadko znaczącej liczby osób.

9.5 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.

9.5.1 Prawo Ochrony Środowiska

Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie dotyczące ochrony środowiska jest Prawo Ochrony Środowiska. Określa on zasady ochrony środowiska oraz warunki korzystania z jego zasobów, w szczególności: (i) zasady ustalania warunków wprowadzania substancji lub energii do środowiska, (ii) zasady ustalania kosztów korzystania ze środowiska, (iii) obowiązki organów administracji publicznej oraz instytucji ochrony środowiska oraz (iv) odpowiedzialności za szkody spowodowane oddziaływaniem na środowisko lub negatywne oddziaływanie na środowisko i sankcje za nieprzestrzeżenie ww. zasad.

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

Z kolei etap eksploatacji instalacji może wymagać uzyskania tzw. pozwoleń sektorowych lub pozwoleń 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 uzyskania 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.

9.5.2 Ustawa OOS

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

Zgodnie z Ustawą OOS, uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest wymagane w przypadku realizacji planowanych przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko lub przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Powyższe przedsięwzięcia (w zakresie ich możliwego oddziaływania na środowisko) zostały szczegółowo określone w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 roku w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (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.

9.5.3 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.

9.5.4 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 wystąpieniu 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.

9.5.5 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.

9.5.6 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.

9.5.7 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).

9.5.8 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.

9.5.9 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.

9.6 Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych

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

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

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

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

Wskazane powyżej zapisy uniemożliwiły Spółce kontynuację dewelopementu szeregu projektów farm wiatrowych, co skutkowało koniecznością dokonania odpisów 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. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania 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 Wojewódzkich Sądów Administracyjnych. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania wydane zostały 4 wyroki (dla 3 projektów) oddalające skargi poszczególnych spółek zależnych Spółki, natomiast 3 skargi nie zostały jeszcze rozpatrzone. W odniesieniu do niekorzystnych dla Grupy

rozstrzygnięć Wojewódzkich Sądów Administracyjnych, Spółka przewiduje wniesienie skarg kasacyjnych, po otrzymaniu uzasadnień.

Jednocześnie w ramach równoległych czynności dwa projekty otrzymały pozytywną interpretację zezwalającą na ustalenie aktualnej wyceny rynkowej elektrowni wiatrowej jako podstawy opodatkowania, a 4 projekty - negatywną. W odniesieniu do interpretacji negatywnych Spółka widzi podstawę ich zaskarżenia do Wojewódzkich Sądów Administracyjnych ze względu na błędne, w przekonaniu Spółki, uzasadnienie prawne i stosowne skargi będą składane.

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.

D. KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA SPÓŁKI POLENERGIA S.A.

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY BILANS
na dzień 31 marca 2017 roku
Aktywa

	31.03.2017	31.12.2016
I. Aktywa trwale (długoterminowe)	1 064 940	1 055 369
Rzeczowe aktywa trwale	1 482	1 631
Wartości niematerialne	664	734
Aktywa finansowe	1 052 044	1 042 709
Należności długoterminowe	2 780	2 854
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	7 965	7 434
Rozliczenia międzyokresowe	5	7
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	235 967	227 227
Zapasy	10 362	10 362
Należności z tytułu dostaw i usług	12 227	21 295
Pozostałe należności krótkoterminowe	1 751	315
Rozliczenia międzyokresowe	1 776	2 125
Krótkoterminowe aktywa finansowe	26 879	25 866
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	182 972	167 264
Aktywa razem	1 300 907	1 282 596

Pasywa

	31.03.2017	31.12.2016
I. Kapitał własny	1 215 100	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	18 167	(85 033)
II. Zobowiązania długoterminowe	65 240	65 292
Kredyty bankowe i pożyczki	57 000	57 000
Rezerwy	21	21
Pozostałe zobowiązania	8 219	8 271
III. Zobowiązania krótkoterminowe	20 567	20 371
Kredyty bankowe i pożyczki	14 101	13 386
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	144	441
Pozostałe zobowiązania	1 485	1 090
Rezerwy	717	717
Rozliczenia międzyokresowe	4 120	4 737
Pasywa razem	1 300 907	1 282 596

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2017 roku

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
Przychody ze sprzedaży	4 243	6 062
Przychody ze sprzedaży	4 243	6 062
Koszt własny sprzedaży	(3 880)	(5 061)
Zysk (Strata) brutto ze sprzedaży	363	1 001
Pozostałe przychody operacyjne	-	109
Koszty ogólnego zarządu	(2 540)	(3 146)
Pozostałe koszty operacyjne	(34)	6
Przychody finansowe	20 803	1 188
w tym dywidenda	18 900	-
Koszty finansowe	(956)	(4 858)
Zysk (Strata) brutto	17 636	(5 700)
Podatek dochodowy	531	856
Zysk (Strata) netto	18 167	(4 844)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2017 roku

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
Zysk/(strata) netto za okres	18 167	(4 844)
Inne całkowite dochody	-	-
CAŁKOWITY DOCHÓD ZA OKRES	18 167	(4 844)

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 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	Zysk 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	-	-	-	-	-	-	18 167	18 167
Podział wyniku finansowego	-	(85 033)	-	-	-	85 033	-	-
Na dzień 31 marca 2017 roku	90 887	680 405	13 207	349 478	89 782	(26 826)	18 167	1 215 100

	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	-	-	-	-	-	-	(4 844)	(4 844)
Podział wyniku finansowego	-	(20 696)	-	-	-	20 696	-	-
Wypłata dywidendy	-	-	-	(22 721)	-	-	-	(22 721)
Na dzień 31 marca 2016 roku	90 887	765 438	13 207	349 478	-	-	(4 844)	1 214 166

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2017 roku**

Za okres 3 miesięcy zakończony

	31.03.2017	31.03.2016
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I. Zysk (Strata) brutto	17 636	(5 700)
II.Korekty razem	(10 869)	14 603
Amortyzacja	227	413
Straty z tytułu różnic kursowych	-	(8)
Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	(18 859)	4 417
Strata z tytułu działalności inwestycyjnej	202	20
Zmiana stanu należności	7 706	12 609
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	121	(1 268)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(266)	(1 580)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	6 767	8 903
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	18 995	-
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	1	-
2. Z aktywów finansowych, w tym:	18 994	-
- dywidendy i udziały w zyskach	18 900	-
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	13	-
- odsetki	81	-
II.Wydatki	9 981	10 510
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	9	289
2. Na aktywa finansowe, w tym:	9 972	10 221
- nabycie aktywów finansowych	9 972	10 221
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	9 014	(10 510)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	-	-
II.Wydatki	73	200
1. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	73	200
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(73)	(200)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	15 708	(1 807)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	15 708	(1 799)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	-	8
F.Środki pieniężne na początek okresu	167 264	41 417
G.Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- E), w tym:	182 972	39 618
- o ograniczonej możliwości dysponowania	18	12

KOSZTY WG RODZAJU

	Za okres 3 miesięcy zakończony	
	31.03.2017	31.03.2016
amortyzacja	227	413
zużycie materiałów i energii	56	107
usługi obce	2 099	2 075
podatki i opłaty	167	22
wynagrodzenia	3 342	4 800
ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	506	717
pozostałe koszty rodzajowe	23	73
Koszty według rodzaju, razem	6 420	8 207
Koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(2 540)	(3 146)
Razem koszt własny sprzedaży	3 880	5 061