

Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

SKONSOLIDOWANY RAPORT KWARTALNY

ZA I KWARTAŁ 2015 ROKU

Zbigniew Prokopowicz – Prezes Zarządu

Jacek Głowacki – Wiceprezes Zarządu

Michał Kozłowski – Wiceprezes Zarządu

Anna Kwarcieńska – Wiceprezes Zarządu

Warszawa, 12 maja 2015 roku

Spis treści

A. INFORMACJE WPROWADZAJĄCE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	4
1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2015 roku.....	5
2. Struktura organizacyjna Grupy	8
3. Strategia rozwoju Grupy	8
B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 31 MARCA 2015 ROKU	9
1. Informacje o zasadach przyjętych przy sporządzaniu śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	17
1.1 Czas trwania Spółki i jednostek Grupy Kapitałowej	17
1.2 Wskazanie okresów, za które prezentowane jest śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe	17
1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego	17
1.4 Przyjęte zasady przy sporządzaniu sprawozdania	17
1.5 Struktura organizacyjna Grupy	18
2. Segmenty operacyjne	18
3. Pozostałe noty	21
3.1 Przychody ze sprzedaży.....	21
3.2 Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	21
3.3 Koszty wg rodzaju	21
3.4 Pozostałe przychody operacyjne.....	22
3.5 Pozostałe koszty operacyjne	22
3.6 Przychody finansowe.....	22
3.7 Koszty finansowe.....	23
3.8 Przepływy środków pieniężnych.....	24
4. Objasnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności emitenta w prezentowanym okresie.....	25
5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki	25
6. Zmiany wielkości szacunkowych	26
7. Informację dotyczącą emisji, wykupu i spłaty dłużnych i kapitałowych papierów wartościowych	27
8. Informacje dotyczące wypłaconej (lub zadeklarowanej) dywidendy, łącznie i w przeliczeniu na jedną akcję, z podziałem na akcje zwykłe i uprzywilejowane.....	27
9. Informacje dotyczące zmian zobowiązań warunkowych lub aktywów warunkowych, które nastąpiły od czasu zakończenia ostatniego roku obrotowego.....	28
10. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej z uwzględnieniem informacji w zakresie:	29
11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi	29
12. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń i gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.	30
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	30
14. Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.....	30
15. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym	30

15.1	Ryzyko stopy procentowej.....	31
15.2	Ryzyko walutowe	31
15.3	Ryzyko związane z płynnością	32
16.	Zarządzanie kapitałem	32
17.	Wskazanie zdarzeń, które wystąpiły po dniu, na który sporządzono skrócone kwartalne sprawozdanie finansowe, nieuwjętych w tym sprawozdaniu, a mogących w znaczący sposób wpłynąć na przyszłe wyniki finansowe emitenta	32
C.	POZOSTAŁE INFORMACJE DO SKONSOLIDOWANEGO RAPORTU KWARTALNEGO	33
1.	Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w śródrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym.	34
2.	Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących.	37
3.	Stanowisko zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok, w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie kwartalnym w stosunku do wyników.....	40
4.	Opis czynników i zdarzeń, w szczególności o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na osiągnięte wyniki finansowe.....	40
5.	Wskazanie akcjonariuszy posiadających bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu emitenta na dzień przekazania raportu kwartalnego wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego.....	40
6.	Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności	40
7.	Informacje ogólne.....	40
8.	Skład osobowy Zarządu oraz Rady Nadzorczej jednostki dominującej	41
9.	Otoczenie prawne	42
9.1	Wprowadzenie	42
9.2	Podstawowe regulacje dotyczące sektora energetycznego	42
9.3	Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej	50
9.4	Służebność przesyłu	50
9.5	Korytarze przesyłowe	51
9.6	Ochrona środowiska.....	51
D.	KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA POLENERGIA S.A.	57

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

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2015 roku

Poniżej zaprezentowano łączny rachunek zysków i strat za 1 kwartał 2015 roku. Przedstawione dane porównywalne za okres 1 kwartału 2014 roku zostały sporządzone w celu prezentacji wyników Grupy przy założeniu, iż Transakcja połączenia aktywów Polish Energy Partners S.A. oraz Neutron Sp. z o.o. nastąpiła w dniu 1 stycznia 2014 roku. Opis poszczególnych aktywów Grupy Neutron wniesionych do Grupy Polenergia S.A. został przedstawiony w pkt. A.2 niniejszego Raportu.

Zaprezentowane wyniki pozwalają na pełną analizę skutków ekonomicznych przeprowadzonej Transakcji i obrazują pełną skalę działalności połączonych podmiotów wraz z danymi porównywalnymi.

Przy sporządzaniu łącznych informacji finansowych przyjęto następujące założenia :

- transakcja Zamknięcia szerzej opisana w nocie A.2 nastąpiła 1 stycznia 2014 roku;
- dla danych porównywalnych efekt alokacji ceny nabycia został rozpoznany za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2014 roku;

Wyniki Grupy Polenergia (przy założeniu że datą przejęcia był początek rocznego okresu sprawozdawczego) w tys. PLN	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.	Różnica r/r	Różnica r/r [%]	
Przychody ze sprzedaży	650 243	622 571	27 672		
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	27 546	25 898	1 648		
Przychody ze sprzedaży	677 789	648 469	29 320		
w tym Segment obrotu	490 767	475 587	15 180		
Koszt własny sprzedaży	(625 622)	(610 625)	(14 997)		
w tym Segment obrotu	(487 042)	(474 379)	(12 663)		
Zysk brutto ze sprzedaży	52 167	37 844	14 323	38%	
Pozostałe przychody operacyjne	1 204	1 971	(767)		
Koszty ogólnego zarządu	(8 045)	(8 287)	242		
Pozostałe koszty operacyjne	(1 381)	(1 135)	(246)		
EBITDA	64 696	51 245	13 451	26%	
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	603	(6 197)	6 800		A
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	143	-	143		E
Skorygowana EBITDA*	65 442	45 048	20 394	45%	
Przychody finansowe	4 212	3 391	821		
Koszty finansowe	(11 745)	(11 340)	(405)		
Zysk (Strata) brutto	36 412	22 444	13 968		
Podatek dochodowy	(9 780)	(2 202)	(7 578)		
Zysk (Strata) netto	26 632	20 242	6 390	32%	
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia	2 538	(4 262)	6 800		A
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych	(1 154)	227	(1 381)		B
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta	-	(126)	126		C
Eliminacja efektu wyceny kredytów	477	229	248		D
Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego	116	-	116		E
Skorygowany Zysk Netto*	28 609	16 310	12 299	75%	
Skorygowana EBITDA (bez segmentu obrotu)	65 442	45 662	19 780		
Skorygowana marża EBITDA (bez segmentu obrotu)	35,0%	26,4%	8,6%		

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

- A) Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (przy założeniu, że nabycie zostało rozliczone 1 stycznia 2014 roku)
- B) Niezrealizowane różnice kursowe na kredycie walutowym
- C) Niezrealizowane różnice kursowe (głównie na kredycie walutowym)
- D) Wycena kredytów metodą AMC
- E) Koszty pozyskania finansowania korporacyjnego

Połączone wyniki na poziomie skorygowanych (znormalizowanych) EBITDA oraz zysku netto prezentują istotny wzrost r/r, odpowiednio EBITDA o 20,4 mln PLN (45%) oraz zysku netto o 12,3 mln PLN (75%).

Analizując wyniki Grupy na poziomie EBITDA należy zwrócić uwagę na skokowy wzrost segmentu **energetyki wiatrowej** (o 21,8 mln PLN), który jest przede wszystkim pochodną uruchomienia nowych farm (Gawłowice, Rajgród) w drugiej połowie 2014 roku oraz lepszych wyników projektów Amon i Talia wynikających z korzystnych warunków wietrznych.

Kolejnym segmentem który zaraportował poprawę wyników był **segment obrotu**, którego EBITDA wzrosła o 2 mln PLN r/r co było przede wszystkim spowodowane optymalizacją obrotu energią w ramach grupy kapitałowej oraz koncentracją na najbardziej rentownych segmentach rynku energii i gazu.

Pozostałe segmenty utrzymały stabilne wyniki i marże zbliżone do tych osiągniętych w roku 2014.

Wynik segmentu **dystrybucji** był zgodny z oczekiwaniami i zbliżony na poziomie działalności podstawowej do wyniku 2014. Spadek był spowodowany głównie efektem pozytywnych zdarzeń będących rezultatem końcowych rozliczeń z klientami w 1 kwartale 2014 roku.

Wynik segmentu **energetyki konwencjonalnej** był zgodny z oczekiwaniami i wynikał z niższych przychodów z tytułu rekompensaty gazowej i rekompensaty kosztów osieroconych za rozwiązanie KDT dla Elektrociepłowni Nowa Sarzyna (spowodowanych niższymi cenami gazu i wyższą stratą na produkcji energii elektrycznej) częściowo skompensowanych przychodami z tytułu żółtych certyfikatów (brak w 1Q 2014 roku).

Analiza wyników na koniec 1szego kwartału wskazuje na wyraźny wzrost rentowności (na poziomie marży EBITDA). W rezultacie opisanych powyżej zdarzeń **marża EBITDA na wyniku skorygowanym** (z wyłączeniem działalności obrotu – segment ten charakteryzuje się minimalną marżą jednostkową przy bardzo wysokim wolumenie transakcji -przychody ze sprzedaży stanowiące w okresie 3 miesięcy 2015 roku ponad 70% przychodów Grupy) wzrosła w omawianym okresie o ponad 8 p.p. do **35% z 26,4%**, co było przede wszystkim spowodowane uruchomieniem nowych projektów wiatrowych.

Na poziomie wyniku z działalności finansowej należy zwrócić uwagę, iż pomimo uruchomienia nowych projektów udało się utrzymać koszty finansowe na poziomie z roku ubiegłego, co było w głównej mierze spowodowane spadkiem stóp procentowych oraz mniejszym saldem zadłużenia na pozostałych projektach.

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

Skorygowana EBITDA za ostatnie 12 miesięcy (od 1 kwietnia 2014 do 31 marca 2015) wyniosła 189,4 milionów PLN, co przy poziomie zadłużenia netto grupy na 31 marca 2015 wynoszącego 411 milionów PLN implikuje wskaźnik Zadłużenie netto/EBITDA na poziomie 2,2x.

Obecnie w budowie znajdują się projekty wiatrowe o łącznej mocy 98,6 MWe (FW Skurpie, FW Mycielin, rozbudowa FW Gawłowice), których uruchomienie planowane jest do końca 2015 roku. Oczekiwany wpływ na łączną sprzedaż energii elektrycznej przez Grupę wynosi około 280 GWh w skali roku.

Na kolejnej stronie przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w okresie 1 kwartału 2015 oraz 2014 roku w podziale na segmenty działalności.

Za okres zakończony 31.03.2015	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	87,6	0,3	16,3	44,4	38,4	490,8	-0,0	-	677,8
Koszty operacyjne	-67,6	-0,6	-14,6	-17,8	-33,8	-487,0	-1,1	-3,1	-625,6
w tym amortyzacja	-4,6	-	-1,0	-11,3	-1,0	-0,0	-0,3	-2,5	-20,8
Zysk brutto ze sprzedaży	20,0	-0,3	1,7	26,7	4,6	3,7	-1,1	-3,1	52,2
Koszty ogólnego zarządu	-1,8	-0,1	-0,2	-0,3	-1,0	-2,3	-2,2	-	-8,0
Pozostała działalność operacyjna	-0,4	-0,2	0,2	1,3	-0,6	-0,0	-0,5	-	-0,2
Zysk z działalności operacyjnej	17,8	-0,6	1,7	27,6	3,0	1,4	-3,8	-3,1	43,9
EBITDA	22,4	-0,6	2,7	38,9	4,0	1,4	-3,5	-0,6	64,7
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania							0,1		0,1
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								0,6	0,6
Skorygowana EBITDA	22,4	-0,6	2,7	38,9	4,0	1,4	-3,4	-	65,4
Wynik na działalności finansowej	-2,4	0,1	-0,3	-5,7	-0,5	-0,4	1,7	-	-7,5
Zysk (Strata) brutto	15,4	-0,5	1,4	22,0	2,5	0,9	-2,1	-3,1	36,4
Podatek dochodowy									-9,8
Zysk (strata) netto za okres									26,6
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									2,5
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									-1,2
Eliminacja efektu wyceny kredytów									0,5
Eliminacja kosztów pozyskania finansowania									0,1
Skorygowany Zysk Netto									28,6

Za okres zakończony 31.03.2014	Energetyka konwencjonalna	Działalność deweloperska	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót	Nieal. koszty zarządzania Grupą	Alokacja ceny nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży	94,1	0,1	18,8	20,0	33,7	475,6	-	6,2	648,5
Koszty operacyjne	-79,3	-0,2	-16,8	-9,6	-27,8	-474,4	-0,0	-2,5	-610,6
w tym amortyzacja	10,8	0,0	0,9	5,6	0,9	0,0	-	2,5	20,9
Zysk brutto ze sprzedaży	14,9	-0,1	2,0	10,4	5,9	1,2	-0,0	3,7	37,8
Koszty ogólnego zarządu	-1,5	-0,2	-	-	-1,6	-1,8	-3,1	-	-8,3
Pozostała działalność operacyjna	-0,0	-0,1	-0,2	1,1	0,5	0,0	-0,5	-	0,8
Zysk z działalności operacyjnej	13,3	-0,5	1,7	11,5	4,8	-0,6	-3,6	3,7	30,4
EBITDA	24,2	-0,5	2,7	17,1	5,8	-0,6	-3,6	6,2	51,2
Eliminacja efektu alokacji ceny nabycia								-6,2	-6,2
Skorygowana EBITDA	24,2	-0,5	2,7	17,1	5,8	-0,6	-3,6	-	45,0
Wynik na działalności finansowej	-2,0	0,3	-0,5	-5,0	-0,4	-0,3	-0,0	-	-7,9
Zysk (Strata) brutto	11,3	-0,1	1,3	6,5	4,4	-1,0	-3,6	3,7	22,4
Podatek dochodowy									-2,2
Zysk (strata) netto za okres									20,2
Eliminacja efektu Alokacji ceny nabycia									-4,3
Eliminacja efektu niezrealizowanych różnic kursowych									0,2
Eliminacja efektu przychodów z tyt. dyskonta									-0,1
Eliminacja efektu wyceny kredytów									0,2
Skorygowany Zysk Netto									16,3
Skorygowana EBITDA rdr	-1,8	-0,1	0,1	21,8	-1,8	2,0	0,2	0,0	20,4

2. Struktura organizacyjna Grupy

W dniu 27 sierpnia 2014 roku została sfinalizowana transakcja („Zamknięcie”) przewidziana w umowie inwestycyjnej z dnia 18 lipca 2014 roku pomiędzy Spółką a Capedia Holdings Limited z siedzibą w Nikozji, Cypr („Inwestor”) („Umowa”).

W ramach Zamknięcia:

1) Inwestor objął 7.266.122 akcji Spółki nowej emisji po cenie emisyjnej 33,03 zł każda i opłacił je gotówką w łącznej kwocie 240.000.009,66 zł.

2) Elektron Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objął 16.863.458 akcji Spółki nowej emisji po cenie emisyjnej 33,03 zł każda i pokrył je wkładem niepieniężnym w postaci 100% udziałów w spółce Neutron Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (podmiot zależny od Polenergia Holding S.a.r.l. z siedzibą w Luksemburgu, która z kolei kontrolowana jest przez Kulczyk Investments S.A.) o wartości 557.000.017,74 zł („Aport”);

Aport wniesiony w zamian za Akcje Aportowe („Aport”) stanowi 100% udziałów w spółce Neutron Sp. z o.o., która jest spółką holdingową posiadającą akcje lub udziały we wskazanych poniżej spółkach:

- 100% udziałów w Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. – spółka operująca elektrociepłownią opalaną gazem „Nowa Sarzyna”, posiadającą 116 MWe mocy elektrycznej oraz 70 MWt mocy cieplnej;
- 100% udziałów w Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o. – spółka prowadząca działalność w zakresie dystrybucji i obrotu gazem ziemnym oraz historycznie kogeneracji;
- 100% udziałów w Elektrownia Północ Sp. z o.o. – spółka realizująca development systemowej elektrowni węglowej docelowo o mocy ok. 1600 (2*800) MWe;
- 100% udziałów w Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. – spółka prowadząca działalność w zakresie dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej;
- 100% akcji Polenergia Obrót S.A. – spółka prowadząca działalność w zakresie handlu energią elektryczną, gazem oraz certyfikatami;
- 100% udziałów w Natural Power Association Sp. z o.o., który jest jedynym udziałowcem lub akcjonariuszem spółek: Bałtyk Północny S.A., Bałtyk Środkowy II Sp. z o.o., Bałtyk Środkowy III Sp. z o.o. – spółki prowadzące development projektu morskich farm wiatrowych o łącznej mocy do 1200 MWe, w tym 600 MWe do roku 2022, (dalej: Grupa Green);
- 100% udziałów w PPG Pipeline Projektgesellschaft mbH;
- 100% udziałów w PPG Polska Sp. z o.o. – spółki prowadzące development projektu budowy rurociągu łączącego gazociągi Polski i Niemiec;
- 20% udziałów w spółce GEO Kletnia Sp. z o.o. - spółka prowadząca development projektu farmy wiatrowej o mocy ok. 40 MW.

3. Strategia rozwoju Grupy

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

**B. ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZA
OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY 31 MARCA 2015 ROKU**

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY BILANS
Na dzień 31 marca 2015 roku
Aktywa

	31.03.2015	31.12.2014
I. Aktywa trwale (długoterminowe)	2 043 282	1 968 359
1. Rzeczowe aktywa trwale	1 773 799	1 706 722
2. Wartości niematerialne	54 723	57 383
3. Wartość firmy jednostek podporządkowanych	184 662	184 662
4. Aktywa finansowe	14 540	7 413
5. Aktywa finansowe wycenione metodą praw własności	1 456	1 456
6. Należności długoterminowe	4 374	4 269
7. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	9 636	6 353
8. Rozliczenia międzyokresowe	92	101
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	682 603	763 935
1. Zapasy	46 045	41 113
2. Należności z tytułu dostaw i usług	130 550	109 042
3. Należności z tytułu podatku dochodowego	1 431	1 927
4. Pozostałe należności krótkoterminowe	68 184	69 251
5. Rozliczenia międzyokresowe	10 737	8 563
6. Krótkoterminowe aktywa finansowe	52 249	117 230
7. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	373 407	416 809
Aktywa razem	2 725 885	2 732 294

Pasywa

	31.03.2015	31.12.2014
I. Kapitał własny	1 355 328	1 333 984
1. Kapitał zakładowy	90 887	90 887
2. Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	802 909	802 909
3. Kapitał rezerwowowy z wyceny opcji	13 207	13 207
4. Pozostałe kapitały rezerwowe	371 621	372 427
5. Zysk z lat ubiegłych	49 334	22 188
6. Zysk netto	26 622	31 345
7. Udziały niekontrolujące	958	948
8. Różnice kursowe z przeliczenia	(210)	73
II. Zobowiązania długoterminowe	885 985	864 884
1. Kredyty bankowe i pożyczki	708 474	695 168
2. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	61 413	57 150
3. Rezerwy	2 045	2 045
4. Rozliczenia międzyokresowe	66 369	67 439
5. Pozostałe zobowiązania	47 684	43 082
III. Zobowiązania krótkoterminowe	484 572	533 426
1. Kredyty bankowe i pożyczki	75 981	91 993
2. Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	150 559	128 487
3. Zobowiązanie z tytułu podatku dochodowego	5 429	1 064
4. Pozostałe zobowiązania	230 347	285 357
5. Rezerwy	3 828	3 070
6. Rozliczenia międzyokresowe	18 428	23 455
Pasywa razem	2 725 885	2 732 294

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2015 roku

	Noty	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
Przychody ze sprzedaży	3.1	650 243	30 456
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	3.2	27 546	11 744
Przychody ze sprzedaży		677 789	42 200
Koszt własny sprzedaży	3.3	(625 622)	(29 171)
Zysk brutto ze sprzedaży		52 167	13 029
Pozostałe przychody operacyjne	3.4	1 565	1 360
Koszty sprzedaży	3.3	(361)	-
Koszty ogólnego zarządu	3.3	(8 045)	(3 119)
Pozostałe koszty operacyjne	3.5	(1 381)	(903)
Przychody finansowe	3.6	4 212	1 017
Koszty finansowe	3.7	(11 745)	(5 892)
Zysk brutto		36 412	5 492
Podatek dochodowy		(9 780)	179
Zysk netto		26 632	5 671
Zysk netto przypisany:		26 632	5 671
Akcjonariuszom jednostki dominującej		26 622	5 707
Akcjonariuszom niekontrolującym		10	(36)
– podstawowy zysk za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej		0,59	0,27
– rozwodniony zysk za okres przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej		0,59	0,27
SKORYGOWANA EBITDA			
		Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
Zysk z działalności operacyjnej		43 945	10 367
Amortyzacja		20 751	7 217
EBITDA		64 696	17 584
Koszty pozyskania finansowania		143	-
Rozliczenie ceny nabycia:			
Wycena kontraktów długoterminowych		603	-
Skorygowana EBITDA		65 442	17 584

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	26 622	5 707
(Zysk) Strata z tytułu różnic kursowych niezrealizowanych	(1 425)	280
Podatek z tytułu różnic kursowych	271	(53)
Przychody finansowe z tytułu dyskonta od sprzedaży farm wiatrowych	-	(156)
Podatek z tytułu dyskonta od sprzedaży farm wiatrowych	-	30
(Przychody) koszty z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	589	283
Podatek z tytułu (przychodów) kosztów z tytułu wyceny kredytów długoterminowych	(112)	(54)
Koszty pozyskania finansowania	143	-
Podatek	(27)	-
Rozliczenie ceny nabycia:		
Amortyzacja	2 532	-
Wycena kontraktów długoterminowych	603	-
Podatek	(597)	-
Skorygowany ZYSK NETTO przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej	28 599	6 037

Podstawową miarą zysku Grupy jest tzw. EBITDA. Grupa definiuje EBITDA jako zysk z działalności operacyjnej skorygowany o amortyzację. Poziom zysku EBITDA nie jest definiowany przez MSSF i może być wyliczany inaczej przez inne podmioty.

Zaprezentowane powyżej wyniki skorygowane przedstawiają wynik znormalizowany po eliminacji zdarzeń o charakterze niepieniężnym.

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2015 roku

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
Zysk netto za okres	26 632	5 671
Inne całkowite dochody, które mogą zostać przekwalifikowane do rachunku zysków i strat po spełnieniu określonych warunków		
- Zabezpieczenia przepływów pieniężnych	(5 005)	166
Inne całkowite dochody netto	(5 005)	166
CAŁKOWITE DOCHODY ZA OKRES	21 627	5 837
Całkowity dochód za okres:	21 627	5 837
Akcjonariuszom jednostki dominującej	21 617	5 873
Akcjonariuszom niekontrolującym	10	(36)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2015 roku

	Noty	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
I.Zysk brutto		36 412	5 492
II.Korekty razem		30 636	17 953
1.Amortyzacja	3.3	20 751	7 217
2.Strata z tytułu różnic kursowych		(2 271)	293
3.Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)		9 877	5 068
4.Strata (Zysk) z tytułu działalności inwestycyjnej		384	(27)
5. Podatek dochodowy		(4 067)	(35)
6.Zmiana stanu rezerw		540	3
7.Zmiana stanu zapasów	3.8	(4 932)	1 467
8.Zmiana stanu należności	3.8	34 342	12 012
9.Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	3.8	(20 102)	(3 507)
10.Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	3.8	(3 925)	(4 538)
11. Inne korekty		39	-
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)		67 048	23 445
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
I. Wpływy		691	33
1. Zbycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		3	33
2. Z aktywów finansowych, w tym:		688	-
a) spłata udzielonych pożyczek długoterminowych		661	-
b) odsetki		27	-
II.Wydatki		100 198	22 721
1. Nabycie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych		99 713	22 664
2. Na aktywa finansowe, w tym:		485	57
a) nabycie aktywów finansowych		15	57
b) udzielone pożyczki długoterminowe		470	-
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)		(99 507)	(22 688)

C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	33 208	6 924
1.Kredyty i pożyczki	33 208	6 924
II.Wydatki	44 470	21 523
1.Splaty kredytów i pożyczek	34 813	16 631
2.Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	223	177
3.Odsetki	8 448	4 715
4.Inne wydatki finansowe	986	-
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(11 262)	(14 599)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(43 721)	(13 842)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	(43 402)	(13 831)
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	319	11
F.Środki pieniężne na początek okresu	416 809	208 142
G.Środki pieniężne na koniec okresu, w tym:	373 407	194 311
- o ograniczonej możliwości dysponowania	3.8	102 083

Prezentacja zewnętrznych źródeł finansowania - kredyty bankowe (sprawozdanie z przepływów środków pieniężnych)	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
poz. C.I.2 Wpływy z kredytów i pożyczek	33 208	6 924
poz. C.II.2 Splaty z kredytów i pożyczek	(34 813)	(16 631)
Zmiana zewnętrznych źródeł finansowania, w tym	(1 605)	(9 707)
zaciągnięcie netto kredytów inwestycyjnych	17 495	(5 299)
zaciągnięcia/splaty netto kredytu VAT	(8 146)	(3 408)
zaciągnięcia/splaty netto kredytu bieżącego	(10 954)	(1 000)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2015 roku

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Udział niekontrolujący	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2015 roku	90 887	802 909	13 207	372 427	53 533	-	948	73	1 333 984
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy									
- Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	26 622	10	-	26 632
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	(5 005)	-	-	-	-	(5 005)
- Podział wyniku finansowego	-	-	-	4 199	(4 199)	-	-	-	-
- Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	-	-	-	-	-	-	-	(283)	(283)
Na dzień 31 marca 2015 roku	90 887	802 909	13 207	371 621	49 334	26 622	958	(210)	1 355 328

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowo z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Zysk netto	Udział niekontrolujący	Różnice kursowe z przeliczenia	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2014 roku	42 628	78 521	13 207	370 469	9 398	-	1 038	-	515 261
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy									
- Zysk netto za rok sprawozdawczy	-	-	-	-	-	5 707	(36)	-	5 671
- Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	166	-	-	-	-	166
Na dzień 31 marca 2014 roku	42 628	78 521	13 207	370 635	9 398	5 707	1 002	-	521 098

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 2015 roku i zawiera porównywalne dane finansowe za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku. Rachunek zysków i strat oraz noty do rachunku zysków i strat obejmują dane za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku oraz dane porównawcze za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2014 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 2015 roku.

1.3 Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Zarząd jednostki dominującej w dniu 12 maja 2015 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 2015 roku i okres porównywalny od 1 stycznia do 31 marca 2014 roku, a dla bilansu na dzień 31 grudnia 2014. Śródroczne skrócone sprawozdania finansowe za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2015 roku nie podlegały przeglądowi biegłego rewidenta, a dane porównywalne za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2014 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,
- świadectw pochodzenia (zielone certyfikaty) wycenionych w wartości godziwej,
- kredytów i pożyczek wycenionych w skorygowanej cenie nabycia.

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

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 polityką rachunkowości Grupy.

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 2014 roku.

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 2014 roku.

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

1.5 Struktura organizacyjna Grupy

W pierwszym kwartale zakończonym 31 marca 2015 roku nie było zmian w strukturze organizacyjnej Grupy.

2. Segmenty operacyjne

Dla celów zarządczych Grupa dokonała analizy mającej na celu identyfikację potencjalnych segmentów. W wyniku tej analizy wyodrębniono segment energetyka konwencjonalna polegający na produkcji ciepła i energii elektrycznej, segment działalności developerskiej i wdrożeniowej, segment energetyki wiatrowej, segment biomasy polegający na produkcji peletu z roślin energetycznych, segment dystrybucji oraz segment obrotu energią elektryczną i świadectwami pochodzenia. W poniższej tabeli przedstawiono podstawowe dane dotyczące działalności wyodrębnionych segmentów:

Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Energetyka konwencjonalna	Działalność Developerska i wdrożeniowa	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Dystrybucja	Obrót i sprzedaż energii	Niealokowane koszty zarządzania Grupą *)	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	87 602	305	16 345	44 408	38 373	490 767	(11)	677 789
Zysk(Strata) brutto ze sprzedaży	19 955	(274)	1 730	26 656	4 577	3 725	(4 202)	52 167
(Koszty) ogólnego zarządu	(1 836)	(145)	(224)	(284)	(978)	(2 330)	(2 248)	(8 045)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	(2 053)	97	(192)	(6 460)	(504)	118	1 565	(7 429)
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	(236)	50	12	1 646	-	(47)	-	1 425
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	(109)	(79)	(133)	(848)	(15)	(516)	171	(1 529)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	(367)	(166)	229	1 258	(587)	(10)	(534)	(177)
Wynik brutto	15 354	(517)	1 422	21 968	2 493	940	(5 248)	36 412
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	(9 780)	(9 780)
Wynik netto								26 632
EBITDA (Zysk (Strata) z działalności operacyjnej + amortyzacja)**	22 353	(585)	2 722	38 944	4 001	1 391	(4 130)	64 696
Aktywa segmentu	378 924	524 569	79 438	913 917	120 715	209 128	-	2 226 691
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	-	-	499 194	499 194
Aktywa razem	378 924	524 569	79 438	913 917	120 715	209 128	499 194	2 725 885

*) w tym rozliczenie ceny nabycia

**) Zysk (Strata) z działalności operacyjnej tj. Zysk (Strata) brutto ze sprzedaży - Koszty ogólnego zarządu + Pozostałe przychody operacyjne - Pozostałe koszty operacyjne

Za okres zakończony 31.03.2014 r.	Energetyka konwencjonalna	Działalność Developerska i wdrożeńiowa	Biomasa	Energetyka wiatrowa	Niealokowane	Razem
Przychody ze sprzedaży do klientów zewnętrznych	3 395	14	18 799	19 992	-	42 200
Zysk/(Strata) brutto ze sprzedaży	806	(115)	1 961	10 377	-	13 029
(Koszty) ogólnego zarządu	-	-	-	-	(3 119)	(3 119)
Przychody/(Koszty) z tytułu odsetek	287	159	(345)	(4 041)	-	(3 940)
Przychody (Koszty) finansowe ze sprzedaży farm wiatrowych	-	156	-	-	-	156
Przychody/(Koszty) finansowe z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych	-	(1)	-	(279)	-	(280)
Pozostałe Przychody/(Koszty) finansowe	-	-	(151)	(652)	(8)	(811)
Pozostałe Przychody/(Koszty) operacyjne	-	-	(213)	1 140	(470)	457
Wynik brutto	-	-	-	-	-	5 492
Podatek dochodowy	-	-	-	-	179	179
Wynik netto	-	-	-	-	-	5 671
EBITDA (Zysk/(Strata) z działalności operacyjnej + amortyzacja)*	1 469	(115)	2 671	17 148	(3 589)	17 584
Aktywa segmentu	65 417	308 977	82 197	454 863	-	911 454
Aktywa niealokowane	-	-	-	-	34 030	34 030
Aktywa razem	65 417	308 977	82 197	454 863	34 030	945 484

*) Zysk (Strata) z działalności operacyjnej tj. Zysk (Strata) brutto ze sprzedaży - Koszty ogólnego zarządu + Pozostałe przychody operacyjne - Pozostałe koszty operacyjne

3. Pozostałe noty

3.1 Przychody ze sprzedaży

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- przychody ze sprzedaży energii	565 115	9 581
- przychody ze sprzedaży ciepła	10 883	2 029
- przychody z projektów konsultacyjnych i doradczych	611	-
- przychody z refaktur i zwrotu kosztów	2	5
- przychody z usług dzierżawy i operatorskie	42	-
- przychody ze sprzedaży towarów	3	2 287
- przychody ze sprzedaży słomy	1 537	-
- przychody ze sprzedaży pelletów	14 799	16 497
- przychody z najmu	34	4
- przychody z tytułu kosztów osieroconych i kosztów gazu	39 978	-
- przychody netto z tytułu sprzedaży gazu	16 714	-
- inne przychody	525	53
Przychody ze sprzedaży, razem	650 243	30 456

3.2 Przychody z tytułu świadectw pochodzenia

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- przychody z tytułu świadectw pochodzenia	23 724	11 744
- przychody z tytułu zredukowanej emisji CO ₂	3 822	-
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia, razem	27 546	11 744

3.3 Koszty wg rodzaju

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- amortyzacja	20 751	7 217
- zużycie materiałów i energii	68 207	11 742
- usługi obce	10 654	5 768
- podatki i opłaty	3 929	1 076
- wynagrodzenia	9 549	3 214
- ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 554	403
- pozostałe koszty rodzajowe	890	52
Koszty według rodzaju, razem	115 534	29 472
- wartość sprzedanych towarów i materiałów (wartość dodatnia)	518 494	2 818
- koszty sprzedaży (wielkość ujemna)	(361)	-
- koszty ogólnego zarządu (wielkość ujemna)	(8 045)	(3 119)
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	625 622	29 171

3.4 Pozostałe przychody operacyjne

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- pozostałe, w tym:	1 565	1 360
- odszkodowania i dopłaty	400	100
- rozliczenie dotacji	1 112	1 070
- zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	-	178
- pozostałe	53	12
Pozostałe przychody operacyjne, razem	1 565	1 360

3.5 Pozostałe koszty operacyjne

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- odpisy aktualizujące wartość składników aktywów, w tym:	81	1
- należności	81	-
- zapasy	-	1
- pozostałe, w tym:	1 300	902
- kary, grzywny, odszkodowania	522	214
- inne koszty związane z developmentem	180	570
- strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	39	-
- pozostałe	559	118
Pozostałe koszty operacyjne, razem:	1 381	903

3.6 Przychody finansowe

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- przychody finansowe z tytułu odsetek od lokat i pożyczek	2 242	798
- odsetki - leasing finansowy	42	-
- różnice kursowe, w tym:	1 760	-
- niezrealizowane	1 705	-
- zrealizowane	55	-
- wycena zobowiązań finansowych*)	-	63
- przychody finansowe z tytułu dyskonta	-	156
- pozostałe	168	-
Przychody finansowe, razem	4 212	1 017

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

3.7 Koszty finansowe

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- koszty finansowe z tytułu odsetek	9 713	4 738
- różnice kursowe, w tym:	435	346
-niezrealizowane	280	280
-zrealizowane	155	66
- prowizje i inne opłaty	778	451
- wycena zobowiązań finansowych *)	589	346
- pozostałe	230	11
Koszty finansowe, razem	11 745	5 892

*) dotyczy kredytów bankowych wycenianych metodą zamortyzowanego kosztu

3.8 Przepływy środków pieniężnych

Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- środki zablokowane na spłatę rat kredytu	16 076	15 989
- środki pieniężne zablokowane z tytułu rozliczenia rekompensat kosztów osieroconych	81 091	-
- środki pieniężne zablokowane z tytułu remontów długo i średnioterminowych	4 798	-
- inne środki zablokowane	118	9
Razem	102 083	15 998

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

Zapasy:

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- bilansowa zmiana stanu zapasów	(4 932)	1 344
- ujęcie developmentu farm wiatrowych w pozycji aktywa trwałe	-	123
Zmiana stanu zapasów w rachunku przepływów pieniężnych	(4 932)	1 467

Należności:

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- bilansowa zmiana stanu należności długoterminowych i krótkoterminowych netto	(20 546)	12 679
- zmiana stanu należności inwestycyjnych	-	(667)
- zmiana stanu należności finansowych	54 888	-
Zmiana stanu należności w rachunku przepływów pieniężnych	34 342	12 012

Zobowiązania:

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- bilansowa zmiana stanu zobowiązań, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	(28 336)	(448)
- zmiana stanu zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	219	(325)
- zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych	12 464	(2 900)
- zmiana stanu zobowiązań finansowych	(4 449)	166
Zmiana stanu zobowiązań w rachunku przepływów pieniężnych	(20 102)	(3 507)

Rozliczenia międzyokresowe:

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
- bilansowa zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(8 262)	(4 538)
- rozliczenie w czasie prowizji od kredytów	578	-
- niezafakturowane rzeczowe aktywa trwałe w budowie	3 759	-
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych w rachunku przepływów pieniężnych	(3 925)	(4 538)

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

Grupa Kapitałowa Polenergia działa na rynku :

- Energetyki konwencjonalnej,
- Działalności developerskiej i wdrożeniowej,
- Biomasy,
- Energetyka wiatrowa,
- 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 decyzje o budowie farm wiatrowych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Nie można jednak wykluczyć, że rzeczywiste warunki wietrzności będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.

5. Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki

W dniu 30 stycznia 2015 r. Grupa PEP Biomasa Energetyczna Wschód Sp. z o.o. („GPBEWSCH”) podpisała z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. (PEKAO) aneks nr 9 do umowy kredytu obrotowego przedłużający ostateczny termin spłaty do dnia 31 marca 2016 r.

W dniu 6 marca 2015 r. Grupa PEP – Farma Wiatrowa 1 Sp. z o.o. („FW1”), Grupa PEP – Farma Wiatrowa 4 Sp. z o.o. („FW4”), oraz Grupa PEP – Farma Wiatrowa 6 Sp. z o.o. („FW6”), zawarły z Bankiem Ochrony Środowiska SA aneks do umowy kredytowej z dnia 4 października 2013 r. dotyczący rozszerzenia projektów Gawłowice (FW1) oraz Skurpie (FW 4) o dodatkowe trzy turbiny wiatrowe każdy.

6. Zmiany wielkości szacunkowych

a) efektywna stopa podatkowa

	Za okres zakończony 31.03.2015 r.	Za okres zakończony 31.03.2014 r.
Obciążenie z tytułu podatku w rachunku zysków i strat, w tym	9 780	(179)
Podatek bieżący	8 903	(10)
Podatek odroczony	877	(169)
Zysk brutto przed opodatkowaniem	36 412	5 492
Obciążenie podatkowe od wyniku brutto według efektywnej stawki podatkowej 19% (2014: 19%)	6 918	1 043
Korekty dotyczące bieżącego podatku dochodowego z lat ubiegłych	(41)	-
Koszty nie stanowiące kosztów uzyskania przychodów:	2 821	(133)
- różnice trwałe	153	(220)
- aktywo z tytułu strat podatkowych w Specjalnej Strefie Ekonomicznej	(134)	(363)
- aktywo z tytułu pozostałych strat podatkowych	2 802	450
Przychody nie będące podstawą do opodatkowania:	-	1 089
- rezerwa na podatek odroczony od przychodów spółek SKA	-	1 089
Podatek w rachunku zysków i strat	9 780	(179)

b) zmiana stanu rezerw

Zmiana stanu rezerw krótko i długoterminowych

	31.03.2015	31.12.2014
Stan rezerw na początek okresu	5 115	2 135
- utworzenie rezerw	738	3 344
- rozwiązanie rezerw	20	(183)
- wykorzystanie rezerw	-	(181)
Stan rezerw na koniec okresu	5 873	5 115

c) należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności

W okresie zakończonym 31 marca 2015 roku odpis na nieściągalne należności z tytułu dostaw i usług wzrósł wyniósł 8.934 tysięcy zł.

	31.03.2015	31.12.2014
Stan na początek roku	8 853	925
- Zwiększenie	81	8 282
- Wykorzystanie	-	(354)
Stan na koniec roku	8 934	8 853

Poniżej przedstawiono analizę należności z tytułu dostaw i usług, które na dzień 31 marca 2015 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
31.03.2015	130 550	127 083	2 812	85	72	146	352
31.12.2014	109 042	101 112	6 904	266	116	197	447

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. Informację dotyczącą 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 2015 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 2015 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 2015 roku nie nastąpiła zmiana zobowiązań warunkowych. Poniższa tabela zawiera otrzymane w tym okresie gwarancje.

Podmiot odpowiedzialny/wystawca gwarancji lub poręczenia	Podstawa	Wartość	Okres
Siemens sp. z o.o./ Siemens Aktiengesellschaft	Umowa dostawy turbin – FW Skurpie	Aktualna wartość kontraktu – rozszerzenie projektu o trzy turbiny wiatrowe	20.11.2020
VESTAS Poland Sp. z o.o. / VESTAS Northern Europe A/S	Umowa dostawy turbin – FW Mycielin	Aktualna wartość kontraktu	30.04.2018
SGS Polska sp. z o.o./ Societe Generale Corporate & Investment Banking	Kontakt dotyczący pełnienia funkcji Inżyniera Kontraktu – rozszerzenie projektu FW Skurpie	28.000,00 PLN	do 08.02.2016
		8.400,00 PLN	do 09.02.2018
Konsorcjum ERBUD SA & PBDI SA/ Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeniowe Ergo Hestia	Kontrakt dotyczący prac budowlanych – rozszerzenie projektu FW Skurpie	341.064,84 PLN	03.02.2016
Electrum sp. z o.o. /PKO Bank Polski SA	Kontrakt dotyczący prac elektrycznych – rozszerzenie projektu FW Skurpie	123.713,4 PLN 61.856,70 PLN	do 14.01.2016 do 15.01.2019
Konsorcjum ERBUD SA & PBDI SA/ Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeniowe Ergo Hestia	Kontrakt dotyczący prac budowlanych – budowa FW Mycielin	7.254.899, 00 PLN	02.05.2016
Siemens sp. z o.o./ Siemens Aktiengesellschaft	Umowa dostawy turbin – FW Gawłowice	Aktualna wartość kontraktu – rozszerzenie projektu o trzy turbiny wiatrowe	20.02.2020
URS Polska Sp. z o.o./ AIG Europe Ltd	Kontakt dotyczący pełnienia funkcji Inżyniera Kontraktu - budowa FW Mycielin	145.000,00 PLN	do 03.03.2016
		43.500,00 PLN	do 12.03.2018
Electrum sp. z o.o. /PKO Bank Polski SA	Kontrakt dotyczący prac elektrycznych – rozszerzenie projektu FW Gawłowice	61.487,7 PLN	do 16.04.2019
		30.743,85 PLN	do 16.04.2019
Konsorcjum ERBUD SA & PBDI SA/ Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeniowe Ergo Hestia	Kontrakt dotyczący prac budowlanych – rozszerzenie projektu FW Gawłowice	450.435,74 PLN	07.03.2016

SGS Polska sp. z o.o./ Societe Generale Corporate & Investment Banking	Kontakt dotyczący pełnienia funkcji Inżyniera Kontraktu - budowa FW Gawłowice	28.000,00 PLN	do 24.03.2016
		8.400,00 PLN	do 26.03.2018

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

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

Nie wystąpiły postępowania dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

Dwu 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, 160 tysięcy zł tytułem zwrotu zapłaconych zaliczek. Sprawy w toku. Ponadto, wspomniana spółka dochodzi zapłaty należności w kwocie ok. 420 tysięcy zł.

Ponadto, spółka zależna Spółki – Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Wschód Sp. z o.o. jest stroną szeregu niewielkich sporów sądowych, których łączna wartość nie przekracza kwoty 100 tysięcy zł.

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

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

Ponadto spółka zależna Spółki – 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 Elektrownia Północ Sp. z o.o. postępowanie o zapłatę kary umownej za naruszenie umowy o wartości sporu wynoszącej 100 tysięcy zł.

11. Informacje dotyczące znaczących transakcji z podmiotami powiązаныmi

Na dzień 31 marca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku Grupa nie posiadała jednostek stowarzyszonych, w których zaistniały istotne transakcje z podmiotami powiązаныmi.

Za okres 3 miesięcy zakończony 31 marca 2015 roku wystąpiły następujące istotne transakcje z jednostkami powiązаныmi:

	Przychody	Koszty	Należności	Zobowiązania
Ciech Sarzyna S.A.	7 955	711	2 596	299
Krucza Inwestycje KREH 1 Sp. z o.o. S.K.	-	430	-	-
Polenergia Holding Sarl	125	-	183	-

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 2015 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 Ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz Rozporządzeń związanych z tą Ustawą
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych i żółtych certyfikatów
- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Rajgród i Gawłowice
- ewentualne wahania cen gazu ziemnego, biomasy i dostępności tych surowców
- kondycja finansowa klientów Spółki
- możliwość pozyskania finansowania na projekty
- poziom kursu EUR.

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 tj. kontrakty terminowe typu forward, których celem jest zarządzanie ryzykiem walutowym oraz typu swap, których celem jest zarządzanie ryzykiem zmiany stóp procentowych.

Zasadą stosowaną przez Grupę obecnie i przez cały okres objęty sprawozdaniem jest nieprowadzenie obrotu instrumentami finansowymi.

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.

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).

okres zakończony dnia 31 marca 2015	Zwiększenie/zmniejszenie o punkty procentowe	Wpływ na wynik finansowy brutto w okresie kolejnych 3 miesięcy w tysiącach złotych
WIBOR 1M	1%	(1 528)
EURIBOR 1M	1%	(97)
WIBOR 1M	-1%	1 528
EURIBOR 1M	-1%	97
okres zakończony dnia 31 marca 2014		
WIBOR 1M	1%	(699)
EURIBOR 1M	1%	(121)
WIBOR 1M	-1%	699
EURIBOR 1M	-1%	121

15.2 Ryzyko walutowe

Ryzyko walutowe w Grupie sprowadza się do ryzyka związanego z wahaniami kursu EUR w odniesieniu do otwartej pasywnej pozycji walutowej w ramach transakcji lokat walutowych, zobowiązań inwestycyjnych oraz zaciągniętych kredytów inwestycyjnych. Pozycja ta na dzień 31 marca 2015 roku wynosi 9,5 mln EUR.

Pozycja ta nie jest zabezpieczana w celu wyeliminowania wahań kursu walutowego, ponieważ dotyczy wyceny bilansowej aktywów i pasywów denominowanych w walucie obcej.

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

	Wzrost/ spadek kursu waluty	Wpływ na wynik finansowy
31 marzec 2015 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(95)
	- 0,01 PLN/EUR	95
31 marzec 2014 - EUR	+ 0,01 PLN/EUR	(112)
	- 0,01 PLN/EUR	112

W okresie zakończonym 31 marca 2015 roku, Grupa zrealizowała 1.425 tysięcy zł przychodów finansowych z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych.

W okresie 31 marca 2015 – 30 czerwca 2015 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 2015 roku zależy głównie od relacji kursu z dnia 30 czerwca 2015 roku do kursu z dnia 31 marca 2015 roku, przy czym odpowiednio aprecjacja/deprecjacja złotego w stosunku do EUR będzie mieć dodatni/ujemny wpływ na zysk netto

w wysokości około 95 tysięcy PLN na każdy grosz różnicy w stosunku do kursu z dnia 31 marca 2015 roku (4,0890 PLN/EUR).

15.3 Ryzyko związane z płynnością

Tabela poniżej przedstawia zobowiązania finansowe Grupy na 31 marca 2015 roku i 31 grudnia 2014 roku wg daty zapadalności na podstawie umownych niezdykontowanych płatności

31.03.2015	Poniżej 3 miesiące	Od 3 do 12 miesiące	Od 1 roku do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Oprocentowane kredyty i pożyczki	43 359	77 060	419 142	497 926	1 037 487
Pozostałe zobowiązania	229 712	708	47 611	-	278 031
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	150 555	-	4	-	150 559

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 2015 roku i w roku zakończonym 31 grudnia 2014 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.

	31.03.2015	31.12.2014
Oprocentowane kredyty i pożyczki	784 455	787 161
Minus środki pieniężne i ich ekwiwalenty	(373 407)	(416 809)
Zadłużenie netto	411 048	370 352
Kapitał własny	1 355 328	1 333 984
Kapitał razem	1 355 328	1 333 984
Kapitał i zadłużenie netto	1 766 376	1 704 336
Wskaźnik dźwigni	23%	22%

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

Do dnia sporządzenia niniejszego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, to znaczy do dnia 12 maja 2015 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 2015	Okres od 1 stycznia do 31 marca 2014	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	677,8	42,2	635,6
EBITDA z efektem rozliczenia ceny nabycia	64,7	17,6	47,1
Skorygowana EBITDA nie uwzględniająca efektu rozliczenia ceny nabycia oraz kosztów pozyskania finansowania	65,4	17,6	47,9
Zysk netto	26,6	5,7	20,9
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia	29,2	5,7	23,5
Zysk netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, kosztów pozyskania finansowania, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta.	28,6	6,0	22,6

Na wynik za pierwszy kwartał 2015 roku w porównaniu do wyniku za analogiczny okres roku poprzedniego wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (wynik lepszy o 47,1 mln PLN):

- Skokowo wyższy wynik segmentu energetyki odnawialnej (o 21,8) spowodowany przede wszystkim udziałem farm Gawłowice i Rajgród, które zostały oddane do użytkowania w 2 połowie 2014 roku;
- Wyższa EBITDA (o 20,9 mln PLN) segmentu energetyki konwencjonalnej co jest związane z ujęciem wyniku wniesionej do Grupy w 2 połowie 2014 roku Elektrociepłowni Nowa Sarzyna;
- Wyższe koszty segmentu developmentu (o 0,5 mln PLN) związane z ujęciem w 1 kwartale kosztów projektów budowy morskich farm wiatrowych oraz gazociągu Bernau-Szczecin (wniesionych do Grupy w 2 połowie 2014 roku) oraz zwiększonymi nakładami na development farm wiatrowych na lądzie;
- Wyższe (o 0,5 mln PLN) koszty niealokowane zarządzania Grupą co jest związane z ujęciem w tym segmencie negatywnego efektu rozliczenia ceny nabycia (-0,6 mln PLN);
- Udział w wynikach 2015 roku wniesionych w drugiej połowie 2014 roku segmentów dystrybucji i obrotu (spółki PE-Dystrybucja, PE-Kogeneracja, PE-Obrót) – ich łączny udział w EBITDA wyniósł 5,4 mln PLN;

b) Na poziomie zysku netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta. (wynik lepszy o 22,6 mln PLN):

- Wpływ EBITDA z wyłączeniem efektu rozliczenia ceny nabycia oraz kosztów pozyskania finansowania (wynik lepszy o 47,9 mln PLN);
- Wyższa amortyzacja z wyłączeniem amortyzacji dot. rozliczenia ceny nabycia (o 11,0 mln PLN) wynikająca z uruchomienia nowych projektów wiatrowych oraz uwzględnienia wniesionych aktywów;
- Wyższe przychody z tytułu odsetek (o 1,5 mln PLN) wynikające z wyższego salda środków pieniężnych;
- Wyższe koszty z tytułu odsetek i prowizji (o 5,3 mln PLN) wynikające z uwzględnienia kosztów obsługi kredytów wniesionych aktywów oraz uruchomienia nowych projektów wiatrowych;
- Niższe przychody z tytułu dyskonta (o 0,2 mln PLN)
- Wyższy podatek dochodowy (10,4 mln PLN)
- Pozostałe czynniki (efekt dodatni 0,1 mln PLN).

c) Na poziomie Zysku Netto (wynik lepszy o 20,9 mln PLN):

- Wpływ Zysku Netto zysku netto z eliminacją efektu rozliczenia ceny nabycia, efektu niezrealizowanych różnic kursowych, wyceny kredytów oraz wyceny dyskonta (wynik lepszy o 22,6 mln PLN);
- Pozytywny wpływ z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych (o 1,7 mln PLN);
- Negatywny wpływ wyceny kredytów (o 0,3 mln PLN) – przede wszystkim w wyniku wyceny kredytów zaciągniętych na realizację projektów Gawłowice i Rajgród (ujmowanych od 2 połowy 2014 roku),
- Koszty związane z rozliczeniem ceny nabycia (wpływ negatywny 3,1 mln PLN);
- Dodatni wpływ podatku dochodowego od ww. zdarzeń (0,4 mln PLN);
- Koszty pozyskanie finansowania i inne (minus 0,4 mln PLN).

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

ENERGETYKA KONWENCJONALNA

ENS

Działalność operacyjna obiektu w pierwszym kwartale 2015 roku przebiegała zgodnie z planem.

EL Mercury

Wynik operacyjny w bieżącym okresie był wyższy od ubiegłorocznego ze względu na wyższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej spowodowany zwiększeniem podaży gazu koksującego dostarczanego przez WZK Victoria.

EC Zakrzów

Wynik operacyjny (w konsekwencji także wynik EBITDA) w bieżącym okresie był zbliżony do osiągniętego w analogicznym okresie 2014.

ENERGETYKA WIATROWA

Farma Wiatrowa Puck

W pierwszych 3 miesiącach 2015 roku produkcja energii elektrycznej była nieznacznie niższa niż w analogicznym okresie 2014 roku ze względu na lepsze warunki wietrzne co przełożyło się na wyższy wynik operacyjny.

Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

W okresie pierwszego kwartału 2015 roku produkcja energii elektrycznej w obu farmach była wyższa niż osiągnięta w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Farmy Wiatrowe Gawłowice i Rajgród

Farmy wiatrowe Gawłowice i Rajgród rozpoczęły działalność w 2 połowie 2014 roku skąd wynik 1szego kwartału 2015 jest głównym czynnikiem wzrostu EBITDA Grupy Polenergia.

DYSTRYBUCJA

W pierwszym kwartale 2015 roku działalność operacyjna Polenergia Dystrybucja oraz Polenergia Kogeneracja przebiegała zgodnie z planem. Spółki zostały wniesione do Grupy w 2 połowie 2014 roku.

OBRÓT I SPRZEDAŻ ENERGII

Działalność operacyjna segmentu przebiegała bez zakłóceń. Spółka Polenergia Obrót została wniesiona do Grupy w 2 połowie 2014 roku.

BIOMASA ENERGETYCZNA

Łączne wyniki segmentu uległy poprawie w stosunku do analogicznego okresu 2014 roku (wzrost wyniku EBITDA o 0,2 mln PLN). Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje dla poszczególnych zakładów:

Biomasa Energetyczna Północ

Zakład w Sępólnie Krajeńskim osiągnął zbliżone wyniki w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Wolumen sprzedaży produkcji własnej pelletu był na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego. Rentowność operacyjna zakładu uległa poprawie głównie w wyniku spadku cen surowca (słomy) oraz niższego kosztu serwisu technicznego.

Biomasa Energetyczna Południe

Zakład w Ząbkowicach Śląskich osiągnął zbliżone wyniki w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Wolumen sprzedaży produkcji własnej pelletu był na poziomie zbliżonym do ubiegłorocznego. Pomimo spadku średnich cen sprzedaży, rentowność operacyjna zakładu była zbliżona do poziomu ubiegłorocznego głównie w wyniku niższego kosztu surowca.

Biomasa Energetyczna Wschód

Zakład w Zamościu osiągnął nieznacznie wyższe wyniki w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Wolumen sprzedaży produkcji własnej pelletu był wyższy od ubiegłorocznego. Rentowność operacyjna zakładu uległa poprawie głównie w wyniku spadku cen surowca, wyższego wolumenu sprzedaży oraz niższego kosztu serwisu technicznego.

DZIAŁALNOŚĆ DEVELOPERSKA I WDROŻENIOWA

Farmy wiatrowe on-shore

W pierwszym kwartale 2015 Spółka, tak jak w okresach poprzednich, kontynuowała swoje wysiłki w obszarze rozbudowy portfela farm wiatrowych.

Całkowite portfolio projektów w fazie developmentu wynosi obecnie ok. 1,000 MW, których ukończenie planowane jest na lata 2014-2021. W chwili obecnej projekty o łącznej mocy 135,8 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową, warunki przyłączenia i pozwolenia na budowę, projekty o łącznej mocy 342,32 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową oraz warunki przyłączenia, projekt o łącznej mocy 51 - miejscowy plan zabudowy i warunki przyłączenia, projekt o łącznej mocy 69 MW - miejscowy plan zabudowy, projekt o mocy 9 MW - warunki przyłączenia i decyzję środowiskową, projekt o mocy 18 MW - warunki przyłączenia.

W dniu 7 stycznia 2015 roku zawarto z Siemens Sp. z o.o. aneks do umowy dostawy i instalacji dotyczący poszerzenia zakresu prac dla FW Skurpie o dostawę i instalację dodatkowych 3 turbin wiatrowych o mocy 2,3 MW każda (łącznie 6,9 MW). W wyniku realizacji Aneksu moc zainstalowana Farmy Wiatrowej Skurpie osiągnie z końcem 2015 roku 43,7 MW.

W dniu 9 lutego 2015 roku zawarto z Vestas-Poland Sp. z o.o. umowę dostawy i instalacji turbin wiatrowych oraz umowę na serwis i dostępność turbin wiatrowych dla farmy wiatrowej Mycielin (48 MW).

W dniu 11 lutego 2015 zawarto umowę z konsorcjum spółek Erbud S.A. oraz Przedsiębiorstwo Budownictwa Drogowo-Inżynieryjnego S.A. w zakresie budowy farmy wiatrowej Mycielin.

W dniu 6 marca 2015 roku zawarto z EBRD oraz BOŚ aneks do dokumentacji finansowej z dnia 4 października 2013 roku. Na jego podstawie wartość udzielonego przez EBRD finansowania uległa zwiększeniu o kwotę 32,2 mln złotych, a wartość finansowania udzielonego przez BOŚ uległa zwiększeniu o kwotę 26,3 mln złotych. Finansowanie zostanie przeznaczone na rozbudowę projektów Gawłowice i Skurpie (2 * 6,9 MW).

W dniu 2 kwietnia 2015 roku Spółka (jako tzw. sponsor) oraz jej spółka zależna (jako kredytobiorca) Polenergia – Farma Mycielin Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością zawarły z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju (ang. European Bank for Reconstruction and Development), Bank of China (Luxemburg) SA, Oddział w Polsce, Alior Bank SA oraz Bankiem Ochrony Środowiska SA – jako kredytodawcami („Kredytodawcy”) oraz Bankiem Zachodnim WBK SA – jako agentem, Umowę Kredytową. Na jej mocy zostanie udzielony kredyt inwestycyjny w łącznej kwocie 257,8 milionów złotych przeznaczony na finansowanie budowy farmy wiatrowej Mycielin.

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.

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

Budowa gazociągu Bernau - Szczecin

Grupa rozważa budowę gazociągu Bernau - Szczecin łączącego systemy gazociągów Polski i Niemiec. Dzięki planowanej przepustowości 3-5 mld m³ gazu rocznie będzie on stanowił realny element dywersyfikacji dostaw gazu do Polski pozwalając na import gazu z Niemiec jak również eksport gazu sprowadzonego do Polski za pośrednictwem budowanego obecnie gazoportu LNG w Świnoujściu.

Szacunkowy termin rozpoczęcia działalności operacyjnej tej inwestycji to 2020 rok.

Rozwój projektu Elektrowni Północ

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

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

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

Zarząd podtrzymuje swoją prognozę wyników na rok 2015 ogłoszoną w komunikacie bieżącym w dniu 11 marca 2015 roku i informuje, że następujący procent prognozy został wykonany w okresie 3 miesięcy zakończonych 31 marca 2015 roku:

Pozycja [mln PLN]	Prognoza 2015 (cały rok)	Wykonanie 1Q 2015	% wykonania po 1Q
Skorygowana EBITDA	204,0	65,4	32 %
Skorygowany Zysk Netto	72,4	28,6	40 %

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

Lp	Akcjonariusz	Liczba akcji	Liczba głosów	Udział
1	Kulczyk Investment S.A.*	29 811 757	29 811 757	65,60%
2	China - Central and Eastern Europe Investment Co-operation Fund SCS SICAV-SIF**	7 266 122	7 266 122	15,99%
3	Generali OFE	2 943 731	2 943 731	6,48%
4	Aviva OFE	3 060 872	3 060 872	6,74%
5	Pozostali	2 361 065	2 361 065	5,20%
Razem		45 443 547	45 443 547	100,00%

*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 2015 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 2015 roku:

Zbigniew Prokopowicz	Prezes Zarządu
Jacek Głowacki	Wiceprezes Zarządu
Anna Kwarciańska	Wiceprezes Zarządu
Michał Kozłowski	Wiceprezes Zarządu

Skład osobowy Rady Nadzorczej jednostki dominującej na dzień 31 marca 2015 roku:

Tomasz Mikołajczak	Przewodniczący Rady Nadzorczej
Łukasz Rędziniak	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Marek Gabryjelski	Członek Rady Nadzorczej
Mariusz Nowak	Członek Rady Nadzorczej
Arkadiusz Jastrzębski	Członek Rady Nadzorczej
Rafał Andrzejewski	Członek Rady Nadzorczej

9. Otoczenie prawne

9.1 Wprowadzenie

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

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

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

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

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

9.2 Podstawowe regulacje dotyczące sektora energetycznego

Podstawowym aktem prawnym regulującym funkcjonowanie sektora energetycznego w Polsce jest Prawo Energetyczne oraz akty wykonawcze do tej ustawy. Prawo Energetyczne określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy

właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Celem Prawa Energetycznego jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

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

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

9.2.1 Regulator polskiego sektora energetycznego

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

Do zakresu działania Prezesa URE należy, w szczególności:

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

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

9.2.2 Koncesje

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

- wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła,
- obrotu energią elektryczną lub ciepłą.

Koncesji udziela Prezes URE na wniosek podmiotu, który spełnia określone w ustawie warunki i jednocześnie nie zachodzą określone w ustawie przesłanki uniemożliwiające wydanie koncesji. Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 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 Przyłączanie do sieci

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

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

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby 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.

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.

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.

Sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w przepisach wykonawczych do Prawa Energetycznego, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania sprzedawcy z urzędu, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na jej wytwarzanie (lub zostało wpisane do stosownego rejestru w przypadku działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej z biogazu rolniczego). Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym ogłoszonej przez Prezesa URE. Cena ogłoszona przez Prezesa URE w 2014 roku wynosi 181,55 PLN/MWh.

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

9.2.7 Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców

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

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

Powyższy obowiązek nie dotyczy energii elektrycznej:

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

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

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

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

9.2.8 Zapasy paliw

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

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

9.2.9 Przepisy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych oraz kogeneracji

Energia ze źródeł odnawialnych

Zgodnie z Prawem Energetycznym sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w stosownym rozporządzeniu, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy, oferowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało koncesję na jej wytwarzanie (lub zostało wpisane do stosownego rejestru w przypadku działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu rolniczego lub wytwarzaniu energii elektrycznej z biogazu rolniczego). Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, corocznie ogłaszanej przez Prezesa URE. Cena ogłoszona przez Prezesa URE w 2014 roku wynosi 181,55 PLN/MWh.

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 również zobowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie Prawa Energetycznego, 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 określonego w Prawie Energetycznym jest uiszczenie stosownej opłaty zastępczej. Jednostkowa opłata zastępcza (dla 1 MWh) jest corocznie waloryzowana wskaźnikiem inflacji i publikowana przez Prezesa URE. Opublikowana w 2014 roku przez Prezesa URE jednostkowa opłata zastępcza wynosi 300,03 PLN/MWh.

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

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

W przypadku nieprzestrzegania obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa 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.

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

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

Ustawa OZE przewiduje utrzymanie obecnego systemu wsparcia dla źródeł OZE w postaci zielonych certyfikatów dla instalacji, które zostaną oddane do użytku przed wejściem w życie rozdziału 4. Ustawy OZE, tj. 1 stycznia 2016 roku. Jednocześnie w celu utrzymania cen certyfikatów na wysokim poziomie, mechanizmy zawarte w Ustawie OZE winny powodować obniżanie się nadwyżki podaży na rynku certyfikatów poprzez zwiększenie popytu (wyższy obowiązek umorzenia certyfikatów), ograniczenie podaży (zmniejszenie wsparcia dla współspalania biomasy i dla elektrowni wodnych) oraz ograniczenie możliwości uiszczenia opłaty zastępczej w przypadku, gdy ceny certyfikatów będą niższe niż 75% wartości opłaty zastępczej.

Ponadto, wszystkie instalacje funkcjonujące w starym systemie certyfikатовym będą miały możliwość przejścia na nowy system aukcyjny, który będzie jedynym dostępnym systemem wsparcia dla instalacji uruchomionych po 1 stycznia 2016 roku. Podstawowym założeniem nowego systemu jest 15 letni

okres wsparcia dla instalacji OZE, które wygrają aukcje poprzez zagwarantowaną dopłatę różnicy pomiędzy ceną energii określoną w drodze aukcji, a ceną rynkową.

Zgodnie z Ustawą OZE system zielonych certyfikatów jest dostępny dla wszystkich projektów wiatrowych oddanych przed wejściem w życie przed 1 stycznia 2016 r. Prawa 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 będzie 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 osieroczone

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 nastęrcza pewne wątpliwości. Z jednej strony wyłącza generalną zasadę przynależności urządzeń trwale związanych z gruntem do tego gruntu, z drugiej jednak nie może być interpretowane jako decydujące o przejściu własności urządzeń na przedsiębiorcę w momencie przyłączenia urządzeń przesyłowych do przedsiębiorstwa. Kwestia ta nadal musi być uregulowana wprost przez zainteresowane strony.

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

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

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

9.5 Korytarze przesyłowe

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

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

9.6 Ochrona środowiska

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

2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej (Dz. U. UE L 327 z dnia 22 grudnia 2000 r.), (viii) dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. U. UE L 275 z dnia 25 października 2003 r.).

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

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

9.6.1 Prawo Ochrony Środowiska

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

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

Z kolei etap eksploatacji instalacji może wymagać uzyskania tzw. pozwoleń sektorowych lub pozwolenia zintegrowanego - zbiorczo określającego warunki emisji poszczególnych substancji lub energii oraz warunki oddziaływania na środowisko (wymaganego dla instalacji, której funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w niej działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości; w przemyśle energetycznym pozwolenie zintegrowane jest wymagane dla instalacji spalającej paliwa o mocy nominalnej ponad 50 MWt), oraz wymagać ponoszenia opłat środowiskowych (tj. opłat za korzystanie ze środowiska). Zgodnie bowiem z Prawem Ochrony Środowiska eksploatacja instalacji powodująca: (i) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, (ii) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, (iii) wytwarzanie odpadów, będzie co do zasady wymagała 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.

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

9.6.2 Ustawa OOŚ

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

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

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

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

9.6.3 Obszary Natura 2000

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

Przepisy prawne dot. obszarów Natura 2000 przewidują szereg ograniczeń w zakresie realizacji inwestycji na obszarach Natura 2000 lub w ich otoczeniu. Co do zasady zabrania się bowiem

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

9.6.4 Ustawa o Zapobieganiu Szkodom w Środowisku

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

Ustawa nakłada na podmiot korzystający ze środowiska m.in. następujące obowiązki: (i) obowiązek podejmowania działań zapobiegawczych w przypadku wystąpienia bezpośredniego zagrożenia szkodą w środowisku, (ii) obowiązek podejmowania działań naprawczych lub działań w celu ograniczenia szkody w środowisku, zapobieżenia kolejnym szkodom i negatywnym skutkom dla zdrowia ludzi lub dalszemu osłabieniu funkcji elementów przyrodniczych w przypadku wystąpienia szkody w środowisku, (iii) informowania organu ochrony środowiska o bezpośrednim zagrożeniu szkodą w środowisku lub 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.

9.6.5 Ustawa o Ochronie Przyrody

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

9.6.6 Prawo Wodne

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

9.6.7 Ustawa o Odpadach

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

Stosownie do Ustawy o Odpadach, w zakresie sposobów postępowania z odpadami obowiązuje określona hierarchia działań. W pierwszej kolejności powinno się zapobiegać powstawaniu odpadów lub ograniczać ilość odpadów i ich negatywne oddziaływanie na życie i zdrowie ludzi oraz na

środowisko. Odpady, których powstaniu nie udało się zapobiec, powinny zostać poddane odzyskowi. Odpady zaś, których poddanie odzyskowi nie było możliwe powinny zostać unieszkodliwione. W zakresie gospodarowania odpadami obowiązuje ponadto tak zwana „zasada bliskości”. Zgodnie z „zasadą bliskości” odpady powinny być co do zasady w pierwszej kolejności poddawane przetwarzaniu w miejscu ich powstania. Odpady, które zaś nie mogą zostać przetworzone w miejscu ich powstania powinny zostać, uwzględniając hierarchię sposobów postępowania z odpadami oraz najlepszą dostępną technikę lub technologię, przekazane do najbliższych położonych miejsc, w których mogą zostać przetworzone.

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

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

9.6.8 Ustawa o Ochronie Gruntów Rolnych i Leśnych

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

9.6.9 Emisja CO₂

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

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

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

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

Zasadniczo system obejmuje emisję gazów cieplarnianych z instalacji, w której jest prowadzona działalność powodująca ich emisję oraz która spełnia wartości progowe odniesione do zdolności

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

W odniesieniu do darmowych alokacji uprawnień, Komisja Europejska decyzją z dnia 22 stycznia 2014 r. 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.

D. KWARTALNA INFORMACJA FINANSOWA POLENERGIA S.A.

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY BILANS
na dzień 31 marca 2015 roku
A k t y w a

	31.03.2015	31.12.2014
I. Aktywa trwałe (długoterminowe)	1 336 188	1 253 065
Rzeczowe aktywa trwałe	2 531	2 761
Wartości niematerialne	1 165	1 252
Nieruchomości inwestycyjne	2 680	2 803
Aktywa finansowe	1 319 549	1 236 903
Należności długoterminowe	3 138	3 203
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	7 125	6 143
II. Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	209 436	285 943
Zapasy	17 500	17 500
Należności z tytułu dostaw i usług	9 644	18 688
Pozostałe należności krótkoterminowe	804	3 516
Rozliczenia międzyokresowe	3 591	4 449
Krótkoterminowe aktywa finansowe	23 813	25 343
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	154 084	216 447
A k t y w a r a z e m	1 545 624	1 539 008

P a s y w a

	31.03.2015	31.12.2014
I. Kapitał własny	1 258 307	1 263 111
Kapitał zakładowy	90 887	90 887
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	802 909	802 909
Kapitał rezerwowy z wyceny opcji	13 207	13 207
Pozostałe kapitały rezerwowe	372 199	372 199
Zysk (strata) z lat ubiegłych	(16 091)	-
Strata netto	(4 804)	(16 091)
II. Zobowiązania długoterminowe	2 732	2 846
Kredyty bankowe i pożyczki	1 000	1 000
Rezerwy	1 187	1 187
Pozostałe zobowiązania	545	659
III. Zobowiązania krótkoterminowe	284 585	273 051
Kredyty bankowe i pożyczki	264 287	259 264
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	658	1 033
Pozostałe zobowiązania	10 176	1 702
Rezerwy	2 042	2 042
Rozliczenia międzyokresowe	7 422	9 010
P a s y w a r a z e m	1 545 624	1 539 008

ŚRÓDROCZNY SKRÓCONY JEDNOSTKOWY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku

	Za okres zakończony 31.03.2015	Za okres zakończony 31.03.2014
Przychody ze sprzedaży	6 357	1 348
Koszt własny sprzedaży	(4 948)	(104)
Zysk brutto ze sprzedaży	1 409	1 244
Pozostałe przychody operacyjne	26	155
Koszty ogólnego zarządu	(3 672)	(3 117)
Pozostałe koszty operacyjne	(560)	(35)
Przychody finansowe	2 144	818
Koszty finansowe	(5 133)	(5 497)
Strata brutto	(5 786)	(6 432)
Podatek dochodowy	982	1 409
Strata netto	(4 804)	(5 023)

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITYCH DOCHODÓW
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku

	Za okres zakończony 31.03.2015	Za okres zakończony 31.03.2014
Strata netto za okres	(4 804)	(5 023)
Inne całkowite dochody	-	-
CAŁKOWITY DOCHÓD ZA OKRES	(4 804)	(5 023)

**ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku**

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowý z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Strata netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2015 roku	90 887	802 909	13 207	372 199	(16 091)	-	1 263 111
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy							
Zysk netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(4 804)	(4 804)
Na dzień 31 marca 2015 roku	90 887	802 909	13 207	372 199	(16 091)	(4 804)	1 258 307

	Kapitał zakładowy	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Kapitał rezerwowý z wyceny opcji	Pozostałe kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane	Strata netto	Kapitał własny ogółem
Na dzień 1 stycznia 2014 roku	42 628	78 521	13 207	372 199	(12 790)	-	493 765
Całkowite dochody za okres sprawozdawczy							
Strata netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	-	-	(5 023)	(5 023)
Na dzień 31 marca 2014 roku	42 628	78 521	13 207	372 199	(12 790)	(5 023)	488 742

ŚRÓDROCZNE SKRÓCONE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres 3 miesięcy zakończony dnia 31 marca 2015 roku

	Za okres zakończony 31.03.2015	Za okres zakończony 31.03.2014
A.Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
I.Strata brutto	(5 786)	(6 432)
II.Korekty razem	14 442	10 206
Amortyzacja	442	288
Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)	4 487	5 023
Strata z tytułu działalności inwestycyjnej	32	-
Zmiana stanu rezerw	-	3
Zmiana stanu zapasów	-	(1 285)
Zmiana stanu należności	9 974	8 785
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	237	(1 528)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	(730)	(1 080)
III.Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	8 656	3 774
B.Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
I. Wpływy	10 373	4 798
1. Z aktywów finansowych, w tym:	8 526	-
- spłata udzielonych pożyczek długoterminowych	7 961	-
- odsetki	27	-
- inne wpływy z aktywów finansowych	538	-
2. Inne wpływy inwestycyjne	1 847	4 798
II.Wydatki	81 240	12 138
1. Nabywanie wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	32	406
2. Na aktywa finansowe, w tym:	81 208	11 732
- nabywanie aktywów finansowych	74 592	11 732
- udzielone pożyczki długoterminowe	6 616	-
III.Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	(70 867)	(7 340)
C.Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
I.Wpływy	-	-
II.Wydatki	152	173
1. Płatności zobowiązań z tytułu umów leasingu finansowego	152	173
III.Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej(I-II)	(152)	(173)
D.Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	(62 363)	(3 739)
E.Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	(62 363)	(3 739)
F.Środki pieniężne na początek okresu	216 447	34 703
G.Środki pieniężne na koniec okresu (F+/- E), w tym:	154 084	30 964
- o ograniczonej możliwości dysponowania	50	9