

**Rozszerzony skonsolidowany raport półroczny
Grupy Kapitałowej ENEA
za I półrocze 2010 r.**

Poznań, 27 sierpnia 2010 r.

Wybrane skonsolidowane dane finansowe Grupy Kapitałowej ENEA

	w tys. PLN		w tys. EUR	
	6 miesięcy zakończonych 30.06.2010	6 miesięcy zakończonych 30.06.2009	6 miesięcy zakończonych 30.06.2010	6 miesięcy zakończonych 30.06.2009
	Stan na dzień 30.06.2010	Stan na dzień 31.12.2009	Stan na dzień 30.06.2010	Stan na dzień 31.12.2009
Przychody ze sprzedaży netto	3 917 827	3 591 926	978 429	794 955
Zysk/strata z działalności operacyjnej	393 513	423 928	98 275	93 823
Zysk/strata przed opodatkowaniem	457 583	492 337	114 276	108 963
Zysk/strata netto okresu sprawozdawczego	364 692	391 906	91 077	86 736
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	663 277	331 458	165 645	73 357
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(383 292)	(2 205 794)	(95 722)	(488 180)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(188 160)	(30 698)	(46 991)	(6 794)
Przepływy pieniężne netto, razem	91 825	(1 905 034)	22 932	(421 617)
Średnioważona liczba akcji (w szt.)	441 442 578	441 442 578	441 442 578	441 442 578
Zysk netto na akcję (w PLN na jedną akcję)	0,83	0,89	0,21	0,20
Rozwodniony zysk na akcję (w PLN / EUR)	0,83	0,89	0,21	0,20
	Stan na dzień 30.06.2010	Stan na dzień 31.12.2009	Stan na dzień 30.06.2010	Stan na dzień 31.12.2009
Aktywa razem	12 305 286	12 229 688	2 968 133	2 976 897
Zobowiązania razem	2 733 407	2 857 060	659 320	695 453
Zobowiązania długoterminowe	1 444 937	1 450 377	348 530	353 044
Zobowiązania krótkoterminowe	1 288 470	1 406 683	310 789	342 409
Kapitał własny	9 571 879	9 372 628	2 308 813	2 281 444
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	141 835	143 133
Wartość księgowa na akcję (w PLN / EUR)	21,68	21,23	5,23	5,17
Rozwodniona wartość księgowa na akcję (w PLN / EUR)	21,68	21,23	5,23	5,17

Powyższe dane finansowe za I półrocze 2010 i 2009 roku zostały przeliczone na EUR według następujących zasad:

- poszczególne pozycje aktywów i pasywów – według średniego kursu ogłoszonego na dzień 30 czerwca 2010 r. – 4,1458 PLN/EUR (na dzień 31 grudnia 2009 r. – 4,1082 PLN/EUR),
- poszczególne pozycje rachunku zysków i strat oraz rachunku przepływów pieniężnych – według kursu stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski na ostatni dzień każdego miesiąca okresu obrotowego od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r. – 4,0042 PLN/EUR (dla okresu od 1 stycznia do 30 czerwca 2009 r. – 4,5184 PLN/EUR).

**Raport niezależnego biegłego rewidenta
z przeglądu skróconego śródrocznego skonsolidowanego
sprawozdania finansowego
za okres od 1 stycznia 2010 roku do 30 czerwca 2010 roku**

Do Zarządu i Rady Nadzorczej ENEA S.A.

Przeprowadziliśmy przegląd załączonego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA S.A., dla której ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu przy ulicy Nowowiejskiego 11, jest podmiotem dominującym („Podmiot dominujący”), na które składają się: skonsolidowany bilans sporządzony na dzień 30 czerwca 2010 roku, skonsolidowane sprawozdanie z pełnego dochodu, skonsolidowane zestawienie zmian w kapitale własnym, skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych, sporządzone za okres od 1 stycznia 2010 roku do 30 czerwca 2010 roku oraz noty do skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, obejmujące informacje o przyjętej polityce rachunkowości i inne informacje objaśniające.

Za zgodność tego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego z wymogami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa”, w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską i innymi obowiązującymi przepisami, odpowiedzialny jest Zarząd i Rada Nadzorcza Podmiotu dominującego.

Naszym zadaniem było przeprowadzenie przeglądu tego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Przegląd przeprowadziliśmy stosownie do postanowień krajowych standardów rewizji finansowej, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów. Standardy te nakładają na nas obowiązek zaplanowania i przeprowadzenia przeglądu w taki sposób, aby uzyskać umiarkowaną pewność, że sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych nieprawidłowości. Przegląd przeprowadziliśmy głównie drogą analizy danych skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, wglądu w księgi rachunkowe, a także wykorzystania informacji uzyskanych od kierownictwa oraz osób odpowiedzialnych za finanse i rachunkowość Podmiotu dominującego.

Zakres i metoda przeglądu śródrocznego sprawozdania finansowego istotnie różni się od badań leżących u podstaw opinii wyrażanej o zgodności z wymagającymi zastosowania zasadami (polityką) rachunkowości rocznego sprawozdania finansowego oraz o jego rzetelności i jasności, dlatego nie możemy wydać takiej opinii o załączonym skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

Na podstawie przeprowadzonego przeglądu nie zidentyfikowaliśmy niczego, co nie pozwoliłoby stwierdzić, że skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało przygotowane, we wszystkich istotnych aspektach, zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa”, w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską.

.....
Piotr Waliński
*Kluczowy biegły rewident
przeprowadzający przegląd
Numer ewidencyjny 4254*

.....
osoby reprezentujące podmiot

.....
*podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr. ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KRBR*

Warszawa, 27 sierpnia 2010 roku

**Skrócone śródroczne skonsolidowane
sprawozdanie finansowe
Grupy Kapitałowej ENEA
za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.**

Poznań, 27 sierpnia 2010 r.

Indeks do skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skonsolidowany bilans	4
Skonsolidowane sprawozdanie z pełnego dochodu	6
Skonsolidowane zestawienie zmian w kapitale własnym	7
Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych	8
1. Informacje ogólne ENEA S.A. i Grupy Kapitałowej ENEA	9
2. Oświadczenie zgodności	10
3. Stosowane zasady rachunkowości	10
4. Nowe standardy rachunkowości i interpretacje	10
5. Ważne oszacowania i założenia	11
6. Skład Grupy Kapitałowej – wykaz jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych	11
7. Informacje dotyczące segmentów działalności	14
8. Rzeczowe aktywa trwałe	17
9. Wartości niematerialne	18
10. Nieruchomości inwestycyjne	18
11. Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych	18
12. Odpisy aktualizujące wartość należności z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych należności	18
13. Zapasy	19
14. Portfel inwestycyjny	19
15. Kapitał własny związany z płatnościami w formie akcji oraz zobowiązania z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji	19
16. Kredyty i pożyczki	21
17. Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	21
18. Odroczony podatek dochodowy	22
19. Świadectwa pochodzenia energii	22
20. Rezerwy na zobowiązania i inne obciążenia	22
21. Dywidenda	23
22. Transakcje z podmiotami powiązаныmi	24
23. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT)	25
24. Przyszłe zobowiązania wynikające z kontraktów zawartych na dzień bilansowy	28
25. Objasnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności Grupy Kapitałowej	28
26. Zobowiązania warunkowe oraz postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	28
26.1. Udzielone przez Spółkę i jednostki zależne poręczenia kredytów i pożyczek oraz gwarancje	28
26.2. Postępowania toczące się przed sądami powszechnymi	28
26.3. Postępowania arbitrażowe	29
26.4. Postępowania toczące się przed organami administracji publicznej	29
26.5. Ryzyko związane ze stanem uregulowania sytuacji prawnej nieruchomości wykorzystywanych przez Grupę	31
26.6. Ryzyko związane z partycypacją w kosztach korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych	32
27. Rozpoczęcie rozmów w sprawie nabycia Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	33
28. Działania zmierzające do nabycia podmiotu zajmującego się wydobywaniem węgla kamiennego	33
29. Zmiany w podatku akcyzowym	33
30. Negocjacje w sprawie nabycia akcji	34
31. Zdarzenia po dacie bilansu	34

Niniejsze skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Sprawozdawczości Finansowej MSR 34 *Śródroczna sprawozdawczość finansowa*, który został zatwierdzony przez Unię Europejską i zostało zatwierdzone przez Zarząd ENEA S.A.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu **Maciej Owczarek**

Członek Zarządu **Maksymilian Górniak**

Członek Zarządu **Hubert Rozpędek**

Członek Zarządu **Krzysztof Zborowski**

Poznań, 27 sierpnia 2010 r.

Skonsolidowany bilans

	Nota	Na dzień	
		30.06.2010	31.12.2009
AKTYWA			
Aktywa trwałe			
Rzeczowe aktywa trwałe	8	8 049 658	8 060 674
Użytkowanie wieczyste gruntów		28 975	28 090
Wartości niematerialne	9	43 090	47 985
Nieruchomości inwestycyjne	10	5 975	6 091
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	11	178 928	189 938
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży		43 035	39 346
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat		1 307	1 219
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe		190	1 330
		8 351 158	8 374 673
Aktywa obrotowe			
Zapasy	13	239 059	300 830
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe		929 254	925 513
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego		1 153	12 828
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności		48 202	55 734
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat		1 742 092	1 652 523
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty		994 368	902 543
		3 954 128	3 849 971
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży		-	5 044
Aktywa razem		12 305 286	12 229 688

Grupa Kapitałowa ENEA

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

	Nota	Na dzień	
		30.06.2010	31.12.2009
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał własny przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej			
Kapitał zakładowy		588 018	588 018
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną		3 632 464	3 632 464
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	15	1 144 336	1 144 336
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych		23 063	20 756
Pozostałe kapitały		(22 110)	(22 110)
Zyski zatrzymane		4 181 634	3 985 386
		9 547 405	9 348 850
Udziały mniejszości		24 474	23 778
Razem kapitał własny		9 571 879	9 372 628
ZOBOWIĄZANIA			
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty i pożyczki	16	86 946	107 056
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania		19	58
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego		2 301	2 291
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	17	782 207	791 296
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	18	85 760	112 366
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych		445 599	407 093
Rezerwy na pozostałe zobowiązania i obciążenia	20	42 105	30 217
		1 444 937	1 450 377
Zobowiązania krótkoterminowe			
Kredyty i pożyczki	16	46 403	46 609
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania		853 218	991 482
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego		1 366	1 178
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	17	42 819	41 856
Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego		51 532	71 359
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych		144 886	125 542
Zobowiązania z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji		594	618
Rezerwa na świadectwa pochodzenia energii	19	78 382	46 539
Rezerwy na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia	20	69 270	81 500
		1 288 470	1 406 683
Razem zobowiązania		2 733 407	2 857 060
Razem kapitał własny i zobowiązania		12 305 286	12 229 688

Skonsolidowany bilans należy analizować łącznie z notami objaśniającymi stanowiącymi integralną część skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Skonsolidowane sprawozdanie z pełnego dochodu

	6 miesięcy zakończonych 30.06.2010	6 miesięcy zakończonych 30.06.2009
Przychody ze sprzedaży	4 051 787	3 718 657
Podatek akcyzowy	(133 960)	(126 731)
Przychody ze sprzedaży netto	3 917 827	3 591 926
Pozostałe przychody operacyjne	23 495	37 510
Amortyzacja	(324 478)	(318 921)
Koszty świadczeń pracowniczych	(481 334)	(386 920)
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(727 754)	(712 335)
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(1 359 393)	(1 179 001)
Usługi przesyłowe	(344 837)	(333 481)
Inne usługi obce	(172 504)	(142 272)
Podatki i opłaty	(94 856)	(86 625)
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	1 016	1 157
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-	(7 517)
Pozostałe koszty operacyjne	(43 669)	(39 593)
Zysk operacyjny	393 513	423 928
Koszty finansowe	(19 357)	(24 652)
Przychody finansowe	78 927	84 292
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	4 500	8 769
Zysk przed opodatkowaniem	457 583	492 337
Podatek dochodowy	(92 891)	(100 431)
Zysk netto okresu sprawozdawczego	364 692	391 906
Inne składniki pełnego dochodu		
Wycena aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	2 848	22 097
Podatek dochodowy dotyczący innych składników pełnego dochodu	(541)	(4 204)
Inne składniki pełnego dochodu netto	2 307	17 893
Pełny dochód za okres	366 999	409 799
Z tego zysk netto:		
przypadający na akcjonariuszy Jednostki Dominującej	363 996	391 485
przypadający na udziały mniejszości	696	421
Z tego pełny dochód:		
przypadający na akcjonariuszy Jednostki Dominującej	366 303	409 378
przypadający na udziały mniejszości	696	421
Zysk netto przypisany do akcjonariuszy Jednostki Dominującej	363 996	391 485
Średnioważona liczba akcji zwykłych	441 442 578	441 442 578
Zysk netto na akcję (w zł na jedną akcję)	0,83	0,89
Zysk rozwodniony na akcję (w zł na jedną akcję)	0,83	0,89

Grupa Kapitałowa ENEA

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

Skonsolidowane zestawienie zmian w kapitale własnym

		Kapitał zakładowy (wartość nominalna)	Przeszacowanie kapitału zakładowego	Kapitał zakładowy razem	Akcje własne	Kapitał związany płatnościami w formie akcji	Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	Pozostałe kapitały	Zyski zatrzymane	Kapitał przypadający na udziały mniejszości	Razem kapitał własny
	Nota											
Stan na	01.01.2010	441 443	146 575	588 018	-	1 144 336	3 632 464	20 756	(22 110)	3 985 386	23 778	9 372 628
Pełny dochód								2 307		363 996	696	366 999
Dywidendy	21								(167 748)	(167 748)	-	(167 748)
Stan na	30.06.2010	441 443	146 575	588 018	-	1 144 336	3 632 464	23 063	(22 110)	4 181 634	24 474	9 571 879
	Nota											
Stan na	01.01.2009	441 443	146 575	588 018	(17 396)	1 144 336	3 632 464	(1 099)	(28 226)	3 675 078	31 078	9 024 253
Pełny dochód								17 893		391 485	421	409 799
Dywidendy	21								(203 281)	(203 281)	(6)	(203 287)
Stan na	30.06.2009	441 443	146 575	588 018	(17 396)	1 144 336	3 632 464	16 794	(28 226)	3 863 282	31 493	9 230 765

Skonsolidowane zestawienie zmian w kapitale własnym należy analizować łącznie z notami objaśniającymi stanowiącymi integralną część skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

	6 miesięcy zakończonych 30.06.2010	6 miesięcy zakończonych 30.06.2009
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej		
Zysk netto okresu sprawozdawczego	364 692	391 906
Korekty:		
Podatek dochodowy w rachunku zysków i strat	92 891	100 431
Amortyzacja	324 478	318 921
(Zysk)/strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(1 016)	(1 157)
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-	7 517
(Zysk)/strata na sprzedaży aktywów finansowych	(110)	(3 486)
Przychody z tytułu odsetek	(75 918)	(60 386)
Przychody z tytułu dywidend	(696)	(2 335)
Koszty z tytułu odsetek	5 522	5 404
Udział w (zyskach)/stratach jednostek stowarzyszonych	(4 500)	(8 769)
(Zyski)/straty z tytułu różnic kursowych na kredytach i pożyczkach	(2 031)	6 788
Inne korekty	2 042	(3 771)
	340 662	359 157
Podatek dochodowy zapłacony	(133 864)	(62 917)
Odsetki otrzymane	25 578	56 497
Odsetki zapłacone	(3 542)	(5 783)
Zmiany stanu kapitału obrotowego		
Zapasy	63 690	(74 639)
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	1 454	(59 295)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	(69 872)	(45 363)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	54 979	(27 976)
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	(11 977)	29 694
Zmiana stanu rezerw na świadectwa pochodzenia	31 843	(91 095)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji	(24)	(162 465)
Zmiana stanu rezerw	(342)	23 737
	69 751	(407 402)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	663 277	331 458
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej		
Nabycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych	(370 752)	(311 595)
Wpływy ze sprzedaży rzeczowych aktywów trwałych	7 194	7 526
Nabycie aktywów finansowych	(59 783)	(1 942 020)
Wpływ ze zbycia aktywów finansowych	30 083	35 478
Dywidendy otrzymane	14 321	7 801
Inne wydatki	(4 355)	(2 984)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(383 292)	(2 205 794)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej		
Otrzymane kredyty i pożyczki	841	221
Splata kredytów i pożyczek	(19 118)	(28 671)
Dywidendy wypłacone akcjonariuszom jednostki dominującej	(167 748)	-
Wydatki związane z płatnością zobowiązań leasingu finansowego	(2 124)	(1 823)
Inne korekty	(11)	(425)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(188 160)	(30 698)
Zwiększenie / (zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	91 825	(1 905 034)
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	902 543	2 620 659
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	994 368	715 625

Noty do skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

1. Informacje ogólne ENEA S.A. i Grupy Kapitałowej ENEA

Nazwa (firma):	ENEA Spółka Akcyjna
Forma prawna:	spółka akcyjna
Kraj siedziby:	Rzeczpospolita Polska
Siedziba:	Poznań
Adres:	ul. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań
Krajowy Rejestr Sądowy – Sąd Rejonowy w Poznaniu	KRS 0000012483
Numer telefonu:	(+48 61) 856 10 00
Numer faksu:	(+48 61) 856 11 17
E-mail:	enea@enea.pl
Strona internetowa:	www.enea.pl
Numer klasyfikacji statystycznej (REGON):	630139960
Numer klasyfikacji podatkowej (NIP):	777-00-20-640

Głównym przedmiotem działalności Grupy Kapitałowej ENEA („Grupa”, „Grupa Kapitałowa”) jest:

- produkcja energii elektrycznej (Elektrownia „Kozienice” S.A., Elektrownie Wodne Sp. z o.o.),
- obrót energią elektryczną (ENEA S.A.),
- dystrybucja energii elektrycznej (ENEA Operator Sp. z o.o.).

Na dzień 30 czerwca 2010 r. struktura akcjonariuszy Jednostki Dominującej przedstawia się następująco (podwyższenie kapitału podstawowego w wyniku emisji akcji, w ramach oferty publicznej, zarejestrowane zostało w KRS 13 stycznia 2009 r.): Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej posiada 60,43% akcji, Vattenfall AB 18,67 %, pozostali akcjonariusze 20,90%.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku statutowy kapitał zakładowy ENEA S.A. był równy 441 443 tys. zł (588 018 tys. zł po przekształceniu na MSSF UE z uwzględnieniem hiperinflacji i innych korekt) i dzielił się na 441 442 578 akcji.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku Grupa Kapitałowa składała się z jednostki dominującej ENEA S.A. („Spółka”, „Jednostka Dominująca”), 24 spółek zależnych oraz trzech spółek stowarzyszonych

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości, nie istnieją okoliczności wskazujące na zagrożenie kontynuowania działalności przez Grupę.

2. Oświadczenie zgodności

Niniejsze skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonego przez Unię Europejską (MSSF UE) MSR 34 *Śródroczna sprawozdawczość finansowa* i zostało zatwierdzone przez Zarząd ENEA S.A.

Zarząd Jednostki Dominującej wykorzystał swoją najlepszą wiedzę co do zastosowania standardów i interpretacji, jak również metod i zasad wyceny poszczególnych pozycji skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA zgodnie z MSSF UE na dzień 30 czerwca 2010 r. Przedstawione zestawienia i objaśnienia zostały ustalone przy dołożeniu należytej staranności. Niniejsze skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe podlegało przeglądowi przez biegłego rewidenta.

3. Stosowane zasady rachunkowości

Niniejsze skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone z zastosowaniem zasad rachunkowości spójnych z zasadami zastosowanymi przy sporządzeniu ostatniego rocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, za wyjątkiem zmian w standardach i interpretacjach zatwierdzonych przez UE, które obowiązują dla okresów sprawozdawczych rozpoczynających się po 1 stycznia 2010 r.

Zasady rachunkowości stosowane przez Grupę zostały przedstawione w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2009 r.

Walutą pomiaru i walutą sprawozdawczą prezentowanego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego jest złoty polski. Dane w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zostały zaprezentowane w tysiącach złotych polskich (tys. zł), o ile nie jest to wskazane inaczej.

Niniejsze skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe należy czytać łącznie ze skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy Kapitałowej ENEA za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2009 r.

4. Nowe standardy rachunkowości i interpretacje

Dla okresów rocznych rozpoczynających się po 1 stycznia 2010 r. obowiązują następujące nowe standardy, zatwierdzone przez UE, które Grupa uwzględniła przy sporządzaniu niniejszego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego:

- KIMSF 18 „Aktywa otrzymane od odbiorców”

Interpretacja została przyjęta przez Spółkę od 1 stycznia 2010 roku. Interpretacja dotyczy umów, na podstawie których jednostka otrzymuje od swojego odbiorcy rzeczowe aktywa trwałe, które następnie używa albo w celu przyłączenia klienta do sieci albo aby umożliwić mu ciągły dostęp do dóbr lub usług lub w obu tych celach. Interpretacja dotyczy również umów, na podstawie których jednostka otrzymuje od odbiorcy środki pieniężne, a środki te zostaną przeznaczone na wytworzenie lub nabycie składnika rzeczowych aktywów trwałych. Jednostka otrzymująca środki rozpoznaje składnik aktywów trwałych, jeżeli spełnia on definicję aktywa. Drugostronnie rozpoznaje się przychody. Moment rozpoznania przychodów jest zależny od szczegółowych faktów i okoliczności zawartej umowy. W wyniku zastosowania KIMSF 18 przychody Grupy w I półroczu 2010 r. wzrosły o około 35 534 tys. zł., a zysk o około 35 407 tys. zł.

5. Ważne oszacowania i założenia

Sporządzenie skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnie z MSSF UE wymaga od Zarządu przyjęcia pewnych założeń i dokonania szacunków, które wpływają na przyjęte zasady rachunkowości oraz na wielkości wykazane w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym oraz w notach do tego sprawozdania. Założenia i szacunki oparte są na najlepszej wiedzy Zarządu na temat bieżących i przyszłych zdarzeń i działań. Rzeczywiste wyniki mogą się jednak różnić od przewidywanych. Szacunki przyjęte do sporządzenia niniejszego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego są spójne z szacunkami przyjętymi przy sporządzaniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego za ostatni rok obrotowy. Wartości szacunkowe podawane w poprzednich latach obrotowych nie wywierają istotnego wpływu na bieżący okres śródroczny.

6. Skład Grupy Kapitałowej – wykaz jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych

Lp	Nazwa i adres spółki	Udział ENEA S.A. w całkowitej liczbie głosów w % 30.06.2010	Udział ENEA S.A. w całkowitej liczbie głosów w % 31.12.2009
1.	ENERGOMIAR Sp. z o.o. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	100	100
2.	BHU S.A. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	91,32	87,97
3.	Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. w likwidacji Poznań, ul. Dziadoszańska 10	100	100
4.	Hotel „EDISON” Sp. z o.o. Baranowo k/Poznania	100	100
5.	Energetyka Wysokich i Najwyższych Napięć „EWINN” Sp. z o.o. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	100	100
6.	Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	100	100
7.	COGEN Sp. z o.o. Piła, ul. Kaczorska 20	100	100
8.	EnergPartner Sp. z o.o. Poznań, ul. Warszawska 43	100	100
9.	Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych Energobud Leszno Sp. z o.o. Lipno, Gronówko 30	100	100
10.	ENERGO-TOUR Sp. z o.o. Poznań, ul. Marcinkowskiego 27	99,92	99,92

Noty przedstawione na stronach 9 – 34 stanowią integralną część niniejszego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Grupa Kapitałowa ENEA

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

11.	ENEOS Sp. z o.o. <i>Poznań, ul. Strzeszyńska 58</i>	100	100
12.	ENTUR Sp. z o.o. <i>Szczecin, ul. Malczewskiego 5/7</i>	100	100
13.	Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Sp. z o.o. <i>Inowrocław, ul. Wilkońskiego 2</i>	99,94	99,94
14.	Elektrownie Wodne Sp. z o.o. <i>Samociążek, 86-010 Koronowo</i>	100	100
15.	Zakład Usług Przewozowych ENERGOTRANS Sp. z o.o. <i>Gorzów Wlkp., ul. Energetyków 4</i>	100	100
16.	„PWE Gubin” Sp. z o.o. <i>Sękowice 100 gm. Gubin</i>	-	50
17.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. <i>Oborniki, ul. Wybudowanie 56</i>	87,99	87,99
18.	„ITSERWIS” Sp. z o.o. <i>Zielona Góra, ul. Zacisze 28</i>	100	100
19.	„Auto – Styl” Sp. z o.o. <i>Zielona Góra, ul. Zacisze 15</i>	100	100
20.	FINEA Sp. z o.o. w likwidacji <i>Poznań, ul. Warszawska 43</i>	100	100
21.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gozdnicza Sp. z o.o. <i>Gozdnica, ul. Świerczewskiego 30</i>	100	100
22.	ENEA Operator Sp. z o.o. <i>Poznań, ul. Strzeszyńska 58</i>	100	100
23.	Elektrownia „Kozienice” S.A. <i>Świerże Górne, gmina Kozienice, Kozienice 1</i>	100	100
24.	Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o. <i>64-920 Piła, ul. Kaczorska 20</i>	63,396	63,396
25.	Kozienice II Sp. z o.o. <i>Świerże Górne, gmina Kozienice, Kozienice 1</i>	100	100
26.	Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A. <i>Ostrów Wlkp., ul. Chłapowskiego 51</i>	49	49
27.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie S.A. <i>Śrem, ul. Staszica 6</i>	41,65	41,65
28.	Elektrociepłownia Białystok S.A. <i>Białystok, ul. Gen. Andersa 3</i>	30,36	30,36

Zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej w okresie objętym skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 28 stycznia 2010 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki ENTUR Sp. z o.o., postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 4 134,5 tys. zł. tj. o kwotę 100 tys. zł., poprzez utworzenie nowych 200 udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym.

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 04 lutego 2010 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Sp. z o.o., postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 17 448 tys. zł. tj. o kwotę 1 710 tys. zł., poprzez utworzenie 3 420 nowych udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym.

Noty przedstawione na stronach 9 – 34 stanowią integralną część niniejszego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 22 grudnia 2009 roku oraz w dniu 02 lutego 2010 roku podjęło Uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki BHU S.A. z siedzibą w Poznaniu, postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 14 302,5 tys. zł. tj. o kwotę 4 164,1 tys. zł., poprzez utworzenie nowych 41 641 udziałów, o wartości nominalnej 100 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je wkładem pieniężnym oraz wkładem niepieniężnym (aportem). W dniu 08 czerwca 2010 r. nastąpiło zarejestrowanie podwyższonego kapitału zakładowego w KRS.

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 22 grudnia 2009 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. z siedzibą w Gronówku, postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 5 676 tys. zł. tj. o kwotę 2 151,5 tys. zł., poprzez utworzenie 4 303 nowych udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem niepieniężnym (aportem). W dniu 02 kwietnia 2010 r. nastąpiło zarejestrowanie podwyższonego kapitału zakładowego w KRS.

Zarząd ENEA S.A. Uchwałą z dnia 15 grudnia 2009 roku wyraził zgodę na sprzedaż posiadanych przez ENEA S.A. udziałów w PWE Gubin Sp. z o.o. z siedzibą w Sękowicach. Zgodnie z umową sprzedaży udziałów z dnia 09 lutego 2010 roku dokonano transakcji zbycia udziałów.

Dnia 19 kwietnia 2010 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie postawienia z dniem 1 maja 2010 r. Spółki Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. w stan likwidacji. Powołany na stanowisko Prezesa Zarządu Spółki Pan Jacek Pałka objął funkcję likwidatora.

Dnia 11 czerwca 2010 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników podjęło decyzję o postawieniu Spółki Finea Sp. z o.o. w stan likwidacji. Likwidatorem została Pani Katarzyna Mińkowska.

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 12 kwietnia 2010 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki Eneos Sp. z o.o., postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 20 189,5 tys. zł. tj. o kwotę 630,5 tys. zł., poprzez utworzenie 1 261 nowych udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem niepieniężnym (aportem).

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 29 czerwca 2010 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. z siedzibą w Gronówku, postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 6 216 tys. zł. tj. o kwotę 540 tys. zł., poprzez utworzenie 1 080 nowych udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem niepieniężnym (aportem).

Grupa Kapitałowa ENEA

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

*(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)***7. Informacje dotyczące segmentów działalności**

Wyniki segmentów za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r. przedstawiają się następująco:

	Obrót	Dystrybucja	Wytwarzanie	Wszystkie pozostałe segmenty	Wyłączenia	Razem
Przychody ze sprzedaży netto	2 068 057	1 264 260	464 614	120 896	-	3 917 827
Sprzedaż między segmentami	153 944	-	735 596	198 469	(1 088 009)	-
Przychody ze sprzedaży netto ogółem	2 222 001	1 264 260	1 200 210	319 365	(1 088 009)	3 917 827
Koszty ogółem	(2 083 073)	(1 083 604)	(1 073 936)	(308 140)	1 071 069	(3 477 684)
Wynik segmentu	138 928	180 656	126 274	11 225	(16 940)	440 143
Nieprzypisane koszty całej Grupy (koszty zarządu)						(46 630)
Zysk operacyjny						393 513
Koszty finansowe						(19 357)
Przychody finansowe						78 927
Udział netto w z/s jednostek stowarzyszonych						4 500
Podatek dochodowy						(92 891)
Zysk netto						364 692
Udział w zysku udziałowców mniejszościowych						696

Wyniki segmentów za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2009 r. przedstawiają się następująco:

	Obrót	Dystrybucja	Wytwarzanie	Wszystkie pozostałe segmenty	Wyłączenia	Razem
Przychody ze sprzedaży netto	2 249 305	1 098 669	104 675	139 278	-	3 591 926
Sprzedaż między segmentami	138 267	-	1 104 692	201 925	(1 444 884)	-
Przychody ze sprzedaży netto ogółem	2 387 572	1 098 669	1 209 367	341 203	(1 444 884)	3 591 926
Koszty ogółem	(2 270 674)	(986 351)	(985 169)	(331 446)	1 429 292	(3 144 348)
Wynik segmentu	116 898	112 318	224 198	9 757	(15 592)	447 578
Nieprzypisane koszty całej Grupy (koszty zarządu)						(23 650)
Zysk operacyjny						423 928
Koszty finansowe						(24 652)
Przychody finansowe						84 292
Udział netto w z/s jednostek stowarzyszonych						8 769
Podatek dochodowy						(100 431)
Zysk netto						391 906
Udział w zysku udziałowców mniejszościowych						421

Noty przedstawione na stronach 9 – 34 stanowią integralną część niniejszego skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Grupa Kapitałowa ENEA

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

*(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)***Informacje dotyczące segmentów działalności (cd.)**

Pozostałe informacje dotyczące segmentów na dzień 30 czerwca 2010 r. przedstawiają się następująco:

	Obrót	Dystrybucja	Wytwarzanie	Wszystkie pozostałe segmenty	Wyłączenia	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	19 082	4 671 586	2 838 845	351 446	(75 723)	7 805 236
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	460 827	321 205	247 868	114 707	(347 038)	797 569
Razem	479 909	4 992 791	3 086 713	466 153	(422 761)	8 602 805
AKTYWA wyłączone z segmentacji						3 702 481
- w tym rzeczowe aktywa trwałe						244 422
- w tym należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe						131 875
RAZEM: AKTYWA						12 305 286
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	315 389	388 412	312 645	110 421	(347 038)	779 829
Kapitał własny i zobowiązania wyłączone z segmentacji						11 525 457
- w tym zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania						73 408
RAZEM: KAPITAŁ WŁASNY I ZOBOWIĄZANIA						12 305 286
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	-	144 192	129 266	26 339	(8 781)	291 016
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne wyłączone z segmentacji						19 102
Amortyzacja	174	179 773	125 590	17 273	(394)	322 416
Amortyzacja wyłączona z segmentacji						2 062
Odpisy aktualizujące należności na dzień 30.06.2010	82 546	11 645	54 760	5 095	-	154 046

Grupa Kapitałowa ENEA

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

*(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)***Informacje dotyczące segmentów działalności (cd.)**

Pozostałe informacje dotyczące segmentów na dzień 31 grudnia 2009 r. przedstawiają się następująco:

	Obrót	Dystrybucja	Wytwarzanie	Wszystkie pozostałe segmenty	Wyłączenia	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	19 609	4 724 365	2 832 857	340 394	(68 090)	7 849 135
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	528 425	355 886	268 461	157 840	(389 342)	921 270
Razem:	548 034	5 080 251	3 101 318	498 234	(457 432)	8 770 405
AKTYWA wyłączone z segmentacji						3 459 283
- w tym rzeczowe aktywa trwałe						211 539
- w tym należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe						5 573
RAZEM: AKTYWA						12 229 688
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	426 258	404 541	289 852	144 341	(389 342)	875 650
Kapitał własny i zobowiązania wyłączone z segmentacji						11 354 038
- w tym zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania						115 890
RAZEM: KAPITAŁ WŁASNY I ZOBOWIĄZANIA						12 229 688
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	-	412 015	302 369	80 009	(32 352)	762 041
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne wyłączone z segmentacji						70 688
Amortyzacja	353	345 190	246 344	59 964	3 381	655 232
Amortyzacja wyłączona z segmentacji						6 113
Odpisy aktualizujące należności na dzień 31.12.2009	81 976	8 971	53 916	5 769	-	150 632

Przychody segmentu są przychodami osiąganymi ze sprzedaży zewnętrznym klientom oraz transakcji z innymi segmentami, które dają się bezpośrednio przyporządkować do danego segmentu wraz z odpowiednią częścią przychodów Grupy, jaką w oparciu o racjonalne przesłanki można przypisać do tego segmentu.

Koszty segmentu są kosztami składającymi się z kosztów sprzedaży zewnętrznym klientom oraz kosztów transakcji realizowanych z innymi segmentami w ramach Grupy, które wynikają z działalności operacyjnej danego segmentu i dają się bezpośrednio przyporządkować do tego segmentu wraz z odpowiednią częścią kosztów Grupy, które w oparciu o racjonalne przesłanki można przypisać do danego segmentu.

W transakcjach międzysegmentowych stosowane są ceny rynkowe, zapewniające poszczególnym jednostkom uzyskanie marży właściwej do samodzielnego funkcjonowania na rynku. W zakresie obrotu energią i świadczenia usług przesyłowych obowiązują ceny określone przepisami prawa energetycznego, tj. ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* oraz aktami wykonawczymi wydanymi na jej podstawie.

Uzupełniający układ sprawozdawczy – segmenty geograficzne

Grupa działa w jednym środowisku gospodarczym - na terenie Polski, w związku z tym nie wydziela segmentów geograficznych.

8. Rzeczowe aktywa trwałe

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Grupa dokonała nabycia rzeczowych aktywów trwałych na łączną kwotę 306.470 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpowiednio: 823.383 tys. zł).

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Grupa dokonała sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych w łącznej wartości netto 11.516 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpowiednio: 17.177 tys. zł).

Na dzień 30 czerwca 2010 r. łączny odpis aktualizujący wartość bilansową rzeczowych aktywów trwałych wyniósł 1.532 tys. zł (na dzień 31 grudnia 2009 r. było to odpowiednio: 16.726 tys. zł).

Test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych

Ostatni test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych związanych z dystrybucją Grupa dokonała na dzień 31 grudnia 2008 r.

W wyniku przeprowadzonego testu nie stwierdzono na dzień 31 grudnia 2008 r. utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych związanych z dystrybucją. Na dzień 31 grudnia 2009 r. nie stwierdzono przesłanek wskazujących na konieczność ponownego przeprowadzenia testu na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych związanych z dystrybucją. W IV kwartale 2010 r. Grupa dokona ponownej oceny, czy występują przesłanki wskazujące na ryzyko utraty wartości aktywów dystrybucyjnych.

9. Wartości niematerialne

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Grupa dokonała nabycia wartości niematerialnych na łączną kwotę 1.016 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpowiednio: 9.346 tys. zł).

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Grupa nie dokonała istotnych sprzedaży i likwidacji wartości niematerialnych (w okresie 12 miesięcy zakończonych 31 grudnia 2009 r. Grupa również nie dokonała istotnych sprzedaży i likwidacji wartości niematerialnych).

10. Nieruchomości inwestycyjne

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Grupa nie dokonała nabycia nieruchomości inwestycyjnych (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. Grupa dokonała nabycia nieruchomości inwestycyjnych na kwotę 163 tys. zł)

11. Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Grupa nie dokonała nabycia udziałów w jednostkach stowarzyszonych (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. Grupa dokonała nabycia udziałów w jednostkach stowarzyszonych i współkontrolowanych na łączną kwotę 5.500 tys. zł).

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Grupa dokonała sprzedaży udziałów w jednostce współkontrolowanej PWE Gubin Sp. z o.o. (na dzień 31.12.2009 r. udziały te były wykazywane w pozycji „aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży”). Zysk na sprzedaży udziałów wyniósł 545 tys. zł

12. Odpisy aktualizujące wartość należności z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych należności

	30.06.2010	31.12.2009
Odpis aktualizujący wartość należności na początek okresu	150 632	124 232
Utworzony	14 286	63 641
Rozwiązany	(10 581)	(31 462)
Wykorzystany	(291)	(5 779)
Odpis aktualizujący wartość należności na koniec okresu	154 046	150 632

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. odpis aktualizujący wartość bilansową należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności wzrósł o 3.414 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpis aktualizujący wzrósł o 26.400 tys. zł).

13. Zapasy

Na dzień 30 czerwca 2010 r. łączny odpis aktualizujący wartość bilansową zapasów wyniósł 9.312 tys. zł (na dzień 31 grudnia 2009 r. było to odpowiednio: 6.277 tys. zł).

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. odpis aktualizujący wartość bilansową wzrósł o 3.035 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpis aktualizujący wzrósł o 1.411 tys. zł).

14. Portfel inwestycyjny

W związku ze spełnieniem przez ENEA S.A. warunków niezbędnych do uwolnienia środków z tytułu emisji akcji na GPW z rachunku ESCROW, wyspecjalizowana firma finansowa zajmuje się profesjonalnym zarządzaniem środkami pieniężnymi, które na dzień 30 czerwca 2010 r. wynoszą 1 742 092 tys. zł. Przekazane środki, zgodnie z Umową, inwestowane są jedynie w bezpieczne papiery wartościowe (bony i obligacje Skarbu Państwa – o wartości 1 426 239 tys.zł.) i depozyty (lokowane w określonych przez Spółkę bankach – o wartości 315 853 tys.zł.), według struktury:

Rodzaj aktywa	Minimalne zaangażowanie	Maksymalne zaangażowanie
Instrumenty dłużne, poręczone lub gwarantowane przez Skarb Państwa oraz Narodowy Bank Polski	0%	100%
Depozyty bankowe	0%	30%

Portfel inwestycyjny jest traktowany jako aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat. Wybrana strategia ma na celu maksymalizować zysk przy minimalnym ryzyku.

15. Kapitał własny związany z płatnościami w formie akcji oraz zobowiązania z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji

Pracownicy Grupy Kapitałowej ENEA na podstawie Ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji), są uprawnieni do bezpłatnego nabycia do 15% akcji ENEA S.A. („program”).

Uprawnionymi pracownikami do bezpłatnego nabycia akcji są osoby, które były pracownikami Grupy kapitałowej ENEA SA na moment komercjalizacji przedsiębiorstwa (tj. w roku 1993 oraz 1996) oraz złożyły w ciągu 6 miesięcy od dnia komercjalizacji pisemne oświadczenie o zamiarze nabycia akcji.

Ponieważ Skarb Państwa sprzedał 10 lutego 2010 r. pierwszą akcję inwestorom na zasadach ogólnych, po upływie trzech miesięcy od tego dnia uprawnione osoby nabyły prawo do nieodpłatnego otrzymania akcji.

Zarząd ENEA S.A. Uchwałą 441/2010 z dnia 29 czerwca 2010 roku określił liczbę akcji ENEA zbywanych nieodpłatnie na rzecz uprawnionych osób, przypadających na każdą z grup stażowych wskazanych w §11 rozporządzenia Ministra Skarbu Państwa z 29 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad podziału uprawnionych pracowników na grupy, ustalanie liczby akcji przypadających na każdą z tych grup oraz tryb

nabywania akcji przez uprawnionych pracowników. Zgodnie z w/w rozporządzeniem Zarząd Spółki przekazał Ministrowi Skarbu Państwa listę uprawnionych osób wraz z ilością przydzielonych akcji. Minister Skarbu Państwa ogłosił w gazecie o zasięgu ogólnokrajowym i gazecie lokalnej o przystąpieniu do zbywania akcji pracowniczych, a następnie zawarł z uprawnionymi osobami umowy nieodpłatnego zbycia akcji.

Zarząd ENEA S.A. określił przydział 33 239 235 akcji uprawnionym osobom. Akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnione osoby nie mogą być przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych

MSSF 2 stanowi, że koszty programu powinny być rozpoznane w okresie, w którym odbywa się świadczenie pracy przez uprawnionych pracowników, a koszt świadczenia pracy powinien być ustalany na Dzień Przyznania to jest na dzień, w którym wszystkie istotne warunki przydziału akcji dla pracowników zostaną ustalone.

Wartość programu akcji pracowniczych została ustalona przez Spółkę na podstawie wyceny akcji ENEA S.A. na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego za lata obrotowe kończące się 31 grudnia 2007 r., 31 grudnia 2006 r. i 31 grudnia 2005 r. zamieszczonego w prospekcie emisyjnym ENEA S.A. Wartość tego programu oszacowano na 901 milionów złotych. Grupa Kapitałowa ENEA SA rozpoznała ten całkowity koszt programu jako korektę lat poprzednich w kapitałach najwcześniejszego prezentowanego okresu w tym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym to jest na dzień 1 stycznia 2005 r. i nie dokonywała aktualizacji tego kosztu na żaden z dni kończących późniejsze lata obrotowe.

Zdaniem Zarządu przepisy MSSF nie zawierają szczegółowych postanowień, co do zasad rozliczania programu charakteryzującego się cechami określonymi w przepisach Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji, a w szczególności nie pozwalają na jednoznaczną interpretację sytuacji, kiedy została określona łączna pula akcji programu należnych pracownikom zatrudnionym na moment komercjalizacji, a więc przed Datą Przyznania, przy braku jednoznacznego określenia ilości akcji przyznanych poszczególnym pracownikom. W takiej sytuacji pracownik świadczący pracę w kolejnych okresach, do Dnia Przyznania, prawdopodobnie otrzyma większą liczbę akcji, jednak nie nastąpi to w drodze emisji dodatkowej ilości akcji, a wyłącznie w drodze zmniejszenia ilości akcji dla pozostałych pracowników.

Ponadto zdaniem Zarządu Spółki podstawowym celem programu było przyznanie pracownikom rekompensaty za pracę świadczoną przed dniem komercjalizacji przedsiębiorstwa (a więc w przeszłości), o czym między innymi świadczy ustalenie dla programu łącznej nie podlegającej zmianie w wyniku dalszej pracy pracowników ilości przyznanych akcji.

Biorąc pod uwagę powyżej przedstawione argumenty Zarząd ENEA SA zdecydował, iż wartość programu nie będzie podlegać aktualizacji (zmianom). W efekcie wartość przedmiotowego programu na dzień 30 czerwca 2010 r. pozostała na poziomie 921 milionów złotych.

Uprawnieni Pracownicy Elektrowni "Kozienice" S.A. na podstawie ustawy z dnia 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora energetycznego, mieli określony termin do dnia 18 stycznia 2008 r. na złożenie oświadczenia o zamiarze zamiany ekwiwalentu na prawo do nieodpłatnego nabycia akcji ENEA S.A. Po uwzględnieniu złożonych oświadczeń oraz wyniku postępowania reklamacyjnego wartość akcji podlegających rozliczeniu w formie ekwiwalentu wyniosła 291.127 tys. zł

Grupa Kapitałowa ENEA

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

(514.920 tys. zł na dzień 31 grudnia 2007 r.). Zamiana wartości ekwiwalentu na prawo do akcji w wysokości 224.042 tys. zł została ujęta w kapitałach Spółki w pozycji "Kapitał związany z płatnościami w formie akcji".

Na dzień 30 czerwca 2010 r. dokonano wypłaty części ekwiwalentu Uprawnionym Pracownikom Elektrowni „Kozienice” S.A. Pozostałe zobowiązanie z tytułu ekwiwalentu wynosi na dzień 30 czerwca 2010 r. 594 tys.zł. (na dzień 31 grudnia 2009 r. zobowiązanie to wynosiło 618 tys. zł.).

16. Kredyty i pożyczki

	30.06.2010	31.12.2009
	Wartość bilansowa	Wartość bilansowa
Długoterminowe		
Kredyty bankowe	86 295	102 312
Pożyczki	651	4 744
	86 946	107 056
Krótkoterminowe		
Kredyty bankowe	37 717	37 634
Pożyczki	8 686	8 975
	46 403	46 609
Razem	133 349	153 665

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. wartość bilansowa kredytów i pożyczek spadła netto o kwotę 20.316 tys. zł. (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. wartość bilansowa kredytów i pożyczek spadła o 51.725 tys. zł).

17. Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych

	30.06.2010	31.12.2009
	Wartość bilansowa	Wartość bilansowa
Długoterminowe		
Rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu dotacji	207 021	216 061
Rozliczenie przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych	575 186	575 235
	782 207	791 296
Krótkoterminowe		
Rozliczenia międzyokresowe przychodów z tytułu dotacji	15 314	14 640
Rozliczenie przychodów z tytułu opłat przyłączeniowych	27 505	27 216
	42 819	41 856
Harmonogram rozliczenia międzyokresowego przychodów		
	30.06.2010	31.12.2009
Do jednego roku	42 819	41 856
Od jednego roku do pięciu lat	101 436	99 694
Powyżej pięciu lat	680 771	691 602
	825 026	833 152

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. wartość bilansowa rozliczenia dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych spadła netto o kwotę 8.126 tys. zł. (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. wartość bilansowa rozliczenia dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych wzrosła o 39.559 tys. zł).

18. Odroczone podatek dochodowy

Zmiany stanu rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego (po uwzględnieniu kompensaty aktywa i rezerwy) przedstawiają się w sposób następujący:

	30.06.2010	31.12.2009
Stan na początek roku	112 366	123 480
Obciążenie/(Uznanie) zysku	(26 065)	(16 240)
Obciążenie/(Uznanie) innych składników pełnego dochodu	(541)	5 126
Stan na koniec roku	85 760	112 366

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. uznanie zysku przed opodatkowaniem Grupy w wyniku zmniejszenia rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego wyniosło 26.065 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. uznanie zysku przed opodatkowaniem Grupy w wyniku zmniejszenia rezerwy wyniosło 16.240 tys. zł).

19. Świadczenia pochodzenia energii

	30.06.2010	31.12.2009
Świadczenia pochodzenia	(101 190)	(45 437)
Zaliczki na świadczenia pochodzenia	(1 872)	(1 259)
Rezerwa na koszty umorzenia świadczeń pochodzenia	181 444	93 235
Rezerwa na świadczenia pochodzenia	78 382	46 539

20. Rezerwy na zobowiązania i inne obciążenia**Rezerwa na przewidywane straty z tytułu postępowań o odszkodowania**

	30.06.2010	31.12.2009
Stan na początek okresu	87 738	81 028
Zwiększenie istniejących rezerw	1 279	21 979
Wykorzystanie rezerw	(45)	(11 407)
Zmniejszenie rezerw	(1 548)	(3 862)
Stan na dzień bilansowy	87 424	87 738

Rezerwy na zobowiązania wycenia się w uzasadnionej, wiarygodnie oszacowanej wartości. Imiennie tworzone są rezerwy na przewidywane straty związane z sądowym powództwem zgłoszonym przeciwko Grupie. Rezerwy te tworzone są w wysokości roszczenia, z uwzględnieniem ustalonego na podstawie oceny prawnej prawdopodobieństwa przegranej. Koszt ich utworzenia ujmowany jest w pozostałych kosztach operacyjnych.

Opis istotnych roszczeń oraz zobowiązania warunkowe z tego tytułu zostały przedstawione w notach 26.2, 26.4, 26.5 oraz 26.6.

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. rezerwa na przewidywane straty z tytułu postępowań o odszkodowania spadła o 314 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. wzrosła o 6.710 tys. zł).

Inne rezerwy

	30.06.2010	31.12.2009
Stan na początek okresu	23 979	36 909
Zwiększenie istniejących rezerw	35 885	67 789
Wykorzystanie rezerw	(33 829)	(68 824)
Rozwiązanie niewykorzystanej rezerwy	(2 084)	(11 895)
Stan na dzień bilansowy	23 951	23 979

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. inne rezerwy spadły o 28 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. spadły odpowiednio o 12.930 tys. zł).

Rezerwa na rekultywację składowiska

Grupa po zapełnieniu lub zamknięciu składowiska żużla i popiołu ma obowiązek dokonania rekultywacji terenu. Ze względu na fakt, iż Grupa posiada duże, niezapełnione obszary składowiska, przewidywany termin rekultywacji będzie miał miejsce w 2060 r. Przyszłe oszacowane koszty rekultywacji składowiska zostały zdyskontowane do wartości bieżącej przy użyciu stopy dyskontowej w wysokości 5,59%. Rezerwa na rekultywację składowiska aktualizowana jest na dzień 31 grudnia i 30 czerwca, chyba, że zaszły istotne zmiany w założeniach przyjętych do jej oszacowania.

Wartość rezerwy na dzień 30 czerwca 2010 r. wyniosła 9.038 tys. zł (na dzień 31 grudnia 2009 r. 7.629 tys. zł).

Rezerwa na koszt wydania lub składowania mieszanki popiołowo - żużlowej

W procesie spalania węgla Grupa uzyskuje dwa rodzaje odpadów: popiół oraz mieszankę popiołowo-żużlową. W związku z faktem, iż Grupa ponosi koszt wydania mieszanki, Grupa tworzy odpowiednią rezerwę. Przyszłe oszacowane koszty wydania lub składowania mieszanki popiołowo-żużlowej zostały zdyskontowane do wartości bieżącej przy użyciu stopy dyskontowej w wysokości 5,59%. Rezerwa na koszt wydania lub składowania mieszanki popiołowo - żużlowej aktualizowana jest na dzień 31 grudnia i 30 czerwca, chyba, że zaszły istotne zmiany w założeniach przyjętych do jej oszacowania.

Wartość rezerwy na dzień 30 czerwca 2010 r. wyniosła 2.440 tys. zł (na dzień 31 grudnia 2009 r. 4.107 tys. zł).

Rezerwa na zakup praw do emisji CO₂

Wartość rezerwy na dzień 30 czerwca 2010 r. ustalona na podstawie rynkowej ceny praw do emisji CO₂ wyniosła 2.535 tys. zł (na dzień 31 grudnia 2009 r. 11.109 tys. zł).

21. Dywidenda

W dniu 20 kwietnia 2010 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. podjęło uchwałę nr 7 w sprawie podziału zysku netto za okres sprawozdawczy od 1 stycznia 2009 r. do 31 grudnia 2009 r., zgodnie z którą przeznaczono na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy kwotę 167.748 tys. zł (dywidenda na jedną akcję wyniosła 0,38 zł). Do dnia 30 czerwca 2010 r. dywidenda została wypłacona akcjonariuszom.

ENEA S.A. na mocy Ustawy z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, dokonywała kwartalnie wpłaty z zysku (definiowanego jako zysk brutto pomniejszony o wartość

bieżącego podatku dochodowego) w wysokości 15%, która prezentowana jest jako wypłata dywidendy. Spółka przestała podlegać powyższemu obowiązkowi od końca miesiąca, w którym nastąpiła rejestracja podwyższenia kapitału w wyniku przeprowadzonej w 2008 r. publicznej emisji akcji (13 stycznia 2009), tj. od 1 lutego 2009 r.

22. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Spółki Grupy Kapitałowej objęte konsolidacją zawierają transakcje z następującymi podmiotami powiązanymi:

- Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej, objęte konsolidacją – transakcje te są eliminowane na etapie konsolidacji;
- Transakcje zawarte pomiędzy Grupą a Członkami Władz Grupy, które podzielić należy na trzy kategorie:
 - wynikające z zawartych umów o pracę z Członkami Zarządu Jednostki Dominującej oraz dotyczące powołania na Członków Rad Nadzorczych,
 - dotyczące udzielonych pożyczek z ZFŚS dla Członków Zarządu Jednostki Dominującej oraz Członków Rady Nadzorczej, będących pracownikami ENEA S.A.,
 - wynikające z innych umów o charakterze cywilno – prawnym;
- Transakcje z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa Rzeczypospolitej Polskiej.

Transakcje z członkami Władz Grupy

Tytuł	Zarząd Spółki		Rada Nadzorcza Spółki	
	01.01.2010 - 30.06.2010	01.01.2009 - 30.06.2009	01.01.2010 - 30.06.2010	01.01.2009 - 30.06.2009
Wynagrodzenia z tytułu umowy o pracę	607	551	-	-
Wynagrodzenia z tytułu powołania do organów zarządzających lub nadzorujących	-	-	208	74
Wynagrodzenie z tytułu pełnienia funkcji w radach nadzorczych jednostek zależnych	148	159	-	-
Wynagrodzenia z tytułu pozostałych świadczeń pracowniczych (ulgowa odpłatność za energię elektryczną)	91	28	-	-
RAZEM	846	738	208	74

Członkowie Zarządu oraz Rady Nadzorczej w zakresie wysokości wynagrodzeń podlegają przepisom Ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (spółki z większościowym udziałem Skarbu Państwa). Zgodnie z jej zapisami maksymalne wynagrodzenie miesięczne nie może przekroczyć sześciokrotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Wysokość nagrody rocznej nie może przekroczyć trzykrotności ich przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w roku poprzedzającym przyznanie nagrody.

Transakcje dotyczące pożyczek z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych przedstawiono w tabeli poniżej:

Organ Spółki	Stan na dzień 01.01.2010	Udzielono od dnia 01.01.2010	Splaty do dnia 30.06.2010	Stan na dzień 30.06.2010
Zarząd	21	-	(21)	-
Rada Nadzorcza	29	10	(7)	32
RAZEM	50	10	(28)	32

Organ Spółki	Stan na dzień 01.01.2009	Udzielono od dnia 01.01.2009	Splaty do dnia 31.12.2009	Stan na dzień 31.12.2009
Zarząd	42	-	(21)	21
Rada Nadzorcza	7	47	(25)	29
RAZEM	49	47	(46)	50

Inne transakcje, wynikające z umów cywilno-prawnych zawartych pomiędzy Jednostką Dominującą a Członkami Władz jednostki dotyczą wyłącznie wykorzystania samochodów służbowych dla celów prywatnych przez Członków Zarządu ENEA S.A.

Grupa zawiera również transakcje handlowe z jednostkami administracji państwowej i samorządowej oraz podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa Rzeczypospolitej Polskiej.

Przedmiotem tych transakcji są głównie:

- zakupy węgla, energii elektrycznej, praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii w zakresie energii odnawialnej oraz energii produkowanej w kogeneracji z ciepłem, usługi przesyłowej i dystrybucyjnej, które Grupa realizuje od podmiotu zależnego od Skarbu Państwa,
- sprzedaż energii elektrycznej, usługi dystrybucyjnej, przyłączenia do sieci i pozostałych powiązanych z tym opłat, którą Grupa realizuje zarówno dla organów administracji państwowej, samorządowej (sprzedaż odbiorcom końcowym) jak i spółek zależnych od Skarbu Państwa (sprzedaż hurtowa oraz detaliczna – odbiorcom końcowym),

Transakcje te przeprowadzane są na zasadach rynkowych a warunki nie odbiegają od stosowanych w transakcjach z innymi podmiotami. Grupa nie prowadzi ewidencji umożliwiającej agregowanie wartości wszystkich transakcji realizowanych ze wszystkimi instytucjami państwowymi oraz podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa.

23. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT)

Ze względu na fakt uznania przez Komisję Europejską, że kontrakty długoterminowe z państwową spółką PSE S.A. dotyczące sprzedaży mocy i energii elektrycznej są niedozwoloną pomocą publiczną, Polski Parlament przyjął ustawę zmierzającą do likwidacji wyżej wymienionych kontraktów. Zgodnie z zapisami Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej z dnia 29 czerwca 2007 r. ("Ustawa o rozwiązaniu KDT") Grupa (Elektrownia „Kozienice” S.A.), począwszy od 1 kwietnia 2008 r. uprawniona jest do otrzymania rekompensaty z tytułu ponoszenia kosztów osieroconych wynikających z przedterminowego rozwiązania

kontraktów długoterminowych. Zgodnie z tą ustawą Grupa będzie uprawniona do otrzymywania rekompensat w okresie do roku 2014.

Mechanizm rozliczeń z tytułu KDT przedstawia się następująco:

- do 31 sierpnia każdego roku spółki składają wnioski o zaliczki na poczet rozliczeń,
- do 31 lipca następnego roku Prezes URE ustala wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (korekta zaliczek),
- do 31 sierpnia roku następującego po zakończeniu okresu korygowania Prezes URE ustala wysokość korekty końcowej (dla Grupy będzie to 31 sierpnia 2015 roku).

Grupa opracowała model obliczeniowy, w oparciu o który występuje do Prezesa URE o zaliczki i roczne rozliczenia. Ustalenie należnych kwot nie jest jednoznaczne, ponieważ zależy od wielu czynników, w tym interpretacji zapisów ustawowych.

Grupa postanowiła zaliczać do przychodów wyłącznie kwoty, które wynikają z decyzji o rocznej korekcie kosztów osieroconych.

a/ rozliczenia za 2008 r.

W 2008 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. otrzymała od spółki Zarządca Rozliczeń S.A. zaliczki na poczet kosztów osieroconych w wysokości 93.132 tys. zł, z czego w sprawozdaniu finansowym roku 2008 jako przychody z tytułu rekompensaty została rozpoznana kwota 80.976 tys. zł. W dniu 5 sierpnia 2009 r. Elektrownia „Kozienice“ S.A. otrzymała Decyzję Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. ustalającą wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (tj. otrzymanych wcześniej zaliczek od spółki Zarządca Rozliczeń S.A.) dla Elektrowni "Kozienice" S.A. za rok 2008. Zgodnie z powyższą decyzją wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (tj. wysokość zaliczek do zwrotu do spółki Zarządca Rozliczeń S.A.) została ustalona na poziomie 89.537 tys. zł, co oznacza niższą wysokość przychodów z tytułu rekompensaty za rok 2008 niż rozpoznana przez Elektrownię "Kozienice" S.A. w sprawozdaniu finansowym za rok 2008 (i co za tym idzie w sprawozdaniu skonsolidowanym Grupy Kapitałowej ENEA) o kwotę 77.381 tys. zł.

Zdaniem Zarządu Elektrowni "Kozienice" S.A. oraz ENEA S.A. przyjęte przy ustalaniu Decyzji przez Prezesa URE założenia oraz interpretacja obowiązującej ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedmiotowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej są w wielu obszarach błędne lub niewłaściwie zastosowane. W związku z powyższym Elektrownia "Kozienice" S.A. złożyła w dniu 19 sierpnia 2009 r. odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W odwołaniu wystąpiono również o wstrzymanie wykonania decyzji do czasu rozstrzygnięcia sprawy. Sad Okręgowy w Warszawie - Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów postanowieniem z dnia 23 września 2009 r. postanowił wstrzymać wykonanie zaskarżonej decyzji ponad kwotę 44.768 tys. zł w pozostałej części oddalając wniosek. W związku z tym w dniu 30 września 2009 r. Zarząd Spółki podjął decyzję o dokonaniu zwrotu zaliczki w wysokości nie zawieszanej przez Sąd części kwoty wynikającej z Decyzji Prezesa URE.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

Dnia 2 października 2009 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. złożyła zażalenie na powyższe postanowienie do Sądu Apelacyjnego w Warszawie VI Wydział Cywilny. Dnia 19 maja 2010 r. Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie SOKiK z dnia 23 września 2009 r. i wstrzymał w całości wykonanie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 lipca 2009 r. w sprawie korekty rocznej kosztów osieroconych. Sąd Apelacyjny podkreślił, że SOKiK nie miał podstaw prawnych do odmowy wstrzymania wykonania decyzji w części. A zatem, skoro znalazł podstawy do wstrzymania wykonania decyzji, to powinien wstrzymać wykonanie decyzji w całości. W związku z tym postanowieniem w dniu 27 maja 2010r. Elektrownia „Kozienice” S.A. zwróciła się do Zarządcy Rozliczeń S.A. z żądaniem zwrotu kwoty 40 577 tys. zł wraz z należnymi odsetkami. Jednak Zarządca Rozliczeń przesłał do Spółki odpowiedź negatywną, uzasadniając, że podstawą zwrotu może być tylko zmiana decyzji Prezesa URE z dnia 31.07.2009 r. W dniu 5 lipca 2010 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. zwróciła się do Zarządcy Rozliczeń S.A. z ostatecznym przedsądowym wezwaniem do zapłaty kwoty 40.577 tys. zł wraz z należnymi odsetkami. Pismem z dnia 12 lipca 2010r. Zarządca Rozliczeń S.A. podtrzymał swoje wcześniejsze stanowisko w tej sprawie i odmówił zwrotu przedmiotowej kwoty.

Zarząd Elektrowni „Kozienice” S.A. podjął decyzję o nierozpoznawaniu dalszych przychodów z tytułu rekompensat, jak również o ujęciu korekty rozpoznanych w 2008 r. przychodów z tytułu rekompensat w wysokości 77.380 tys. zł. Powyższa korekta ujęta jest w sprawozdaniu z pełnego dochodu za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2009 r. w pozycji przychody ze sprzedaży (jako kwota zmniejszająca przychody ze sprzedaży). Jeśli w przyszłości Sąd wyda wyrok w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE, z którego wynikać będzie, że Elektrownia „Kozienice” S.A. zobligowana będzie do zwrotu niższej kwoty, niż wynikająca z decyzji Prezesa URE, to wpłynie to na poprawę wyniku finansowego Grupy.

b/ rozliczenia za 2009 r.

Dnia 29 lipca 2010 r. Prezes URE wydał decyzję, z której wynika iż wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 rok jaką Elektrownia „Kozienice” S.A. otrzyma od Zarządcy Rozliczeń S.A. wynosi 15 580 tys. zł. Powyższa kwota została ujęta w niniejszym skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w pozycji przychody ze sprzedaży oraz należności.

Przy założeniu, że Elektrownia „Kozienice” S.A. uzyska korzystne rozstrzygnięcia odwołania od decyzji Prezesa URE, ustalających korekty roczne za rok 2008 i 2009:

- w roku 2009 spółka korektę roczną szacuje w wysokości + 111 100 tys. zł
- w roku 2010 korektę roczną oszacowano w wysokości + 78 600 tys. zł (szacunek oparty jest na wykonaniu I półrocza 2010 oraz o plan dotyczący II półrocza 2010 roku).

Obecny brak rozstrzygnięć sądowych złożonych odwołań ogranicza możliwość określenia prawdopodobieństwa uzyskania powyższych kwot (oszacowanych na podstawie obecnego stanu wiedzy i danych) w ramach korekt rocznych kosztów osieroconych.

W związku z powyższym w sprawozdaniu finansowym została ujawniona wysokość przychodów, określona według najlepszej wiedzy Zarządu i przy zachowaniu zasady ostrożności.

24. Przyszłe zobowiązania wynikające z kontraktów zawartych na dzień bilansowy

Umowne zobowiązania zaciągnięte na dzień bilansowy, lecz jeszcze nie ujęte w bilansie wynoszą:

	30.06.2010	31.12.2009
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych	419 955	415 833
Nabycie wartości niematerialnych	20 859	12 547
	440 814	428 380

25. Objasnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności Grupy Kapitałowej

Sprzedaż energii elektrycznej w ciągu roku podlega wahaniom sezonowym. Sprzedaż energii wzrasta w miesiącach zimowych i spada w miesiącach letnich. Uzależnione jest to od temperatury otoczenia oraz długości dnia. Zakres tych wahań wyznaczają niskie temperatury oraz krótsze dni zimą oraz wyższe temperatury i dłuższe dni latem. Sezonowość sprzedaży energii w znacznie większym stopniu dotyczy drobnych odbiorców (stanowią oni 43,89 % wartości sprzedaży), aniżeli odbiorców z sektora przemysłowego.

26. Zobowiązania warunkowe oraz postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej**26.1. Udzielone przez Spółkę i jednostki zależne poręczenia kredytów i pożyczek oraz gwarancje**

W okresie sprawozdawczym Spółka lub jednostki od niej zależne nie udzieliły gwarancji lub poręczeń kredytu lub pożyczki.

26.2. Postępowania toczące się przed sądami powszechnymiPostępowania z powództwa Grupy

Postępowania wszczynane przed sądami powszechnymi z powództwa ENEA S.A. oraz ENEA Operator Sp. z o.o. dotyczą dochodzenia należności z tytułu dostarczania energii elektrycznej (tzw. sprawy za energię) oraz dochodzenia należności z innych tytułów – nielegalnego poboru energii elektrycznej, przyłączeń do sieci i innych usług specjalistycznych (tzw. sprawy za nie energię).

Postępowania wszczynane przed sądami powszechnymi z powództwa Elektrowni „Kozienice” S.A. dotyczą przede wszystkim dochodzenia należności z tytułu niedotrzymania umów spedycyjnych.

Na dzień 30 czerwca 2010 r. przed sądami powszechnymi toczy się łącznie 6.112 spraw z powództwa Grupy na łączną kwotę 40.690 tys. zł (na 31 grudnia 2009 toczyło się 6.063 spraw o łącznej wartości 38.496 tys. zł).

Wynik żadnej ze spraw nie jest istotny dla wyniku finansowego Grupy Kapitałowej.

Postępowania przeciwko Grupie

Postępowania przeciwko Grupie wszczynane są zarówno z powództwa osób fizycznych, jak i prawnych. Dotyczą one m.in. kwestii takich jak: odszkodowania za przerwy w dostawach energii, ustalenie, czy miał miejsce nielegalny pobór energii oraz odszkodowania za korzystanie przez Grupę z nieruchomości, na których znajdują się urządzenia elektroenergetyczne. Za szczególnie istotne Grupa uznaje powództwa dotyczące bezumownego korzystania z nieruchomości nie będących własnością Grupy (nota 26.5).

Postępowania przeciwko Elektrowni "Kozienice" S.A. dotyczą m.in. kwestii takich jak: roszczenia wynikające z umowy na sprzedaż popiołów lotnych (żądanie zapłaty przez Elektrownię „Kozienice” S.A. naliczonych przez kupującego opłat za przekroczenie czasu załadunku). W wyniku zawartej ugody zobowiązanie zostało uregulowane w dniu 2 kwietnia 2010 r. Postępowania sądowe prowadzone przeciwko Elektrowni "Kozienice" S.A. dotyczą również roszczeń firmy Gospodarstwo Ogrodnicze w Ryczywole Kamila Lewek Wiśniewska Jacek Pospieszyl spółka cywilna, gdzie przedmiotem sporu są roszczenia wynikające z pozwu o naprawienie szkody poprzez zapłatę 5 082 tys. zł. spowodowanej ruchem zakładu należącego do Elektrowni znajdującego się na gruncie sąsiadującym z gruntem Gospodarstwa Ogrodniczego oraz wniosku firmy Centrum Konsultingu Menedżerskiego Gordion Sp. z o.o o zawiązanie do próby ugodowej - kwota roszczenia 2.695 tys. zł. Na posiedzeniu pojednawczym w dniu 17.06.2010r do zawarcia ugody nie doszło.

Na dzień 30 czerwca 2010 r. przed sądami powszechnymi toczyło się łącznie 467 spraw przeciwko Grupie na łączną kwotę 32.808 tys. zł (odpowiednio na 31 grudnia 2009 toczyło się 351 spraw o łącznej wartości 25.102 tys. zł). Rezerwy związane z tymi sprawami sądowymi prezentowane są w nocie 20.

26.3. Postępowania arbitrażowe

Na dzień 30 czerwca 2010 r. nie toczyły się żadne postępowania przed organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych.

26.4. Postępowania toczące się przed organami administracji publicznej

Decyzją Prezesa UOKiK z dnia 12 września 2008 r. kończąca postępowanie w sprawie obciążania odbiorców energii dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 roku, ENEA S.A. została zobowiązana do zapłaty kary pieniężnej w wysokości 160 tys. złotych. Spółka złożyła odwołanie od przedmiotowej decyzji w dniu 30 września 2008 r. Dnia 31 sierpnia 2009 r. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów obniżył karę pieniężną nałożoną na Spółkę do kwoty 10 tys. zł. W dniu 25 września 2009 roku ENEA złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie apelację od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wnosząc o uchylenie decyzji w całości. W dniu 27 kwietnia 2010 r. Sąd uchylił wyrok i skierował sprawę do ponownego rozpatrzenia.

Decyzją Prezesa UOKiK z dnia 30 września 2008 r. kończąca postępowanie w sprawie nadużywania pozycji dominującej poprzez rażące naruszanie terminów wydawania warunków przyłączenia oraz określanie zakresu wpływu projektowanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny, ENEA Operator Sp. z o.o. została zobowiązana do zapłaty kary pieniężnej w wysokości 11.626 tys. złotych. Od przedmiotowej decyzji ENEA Operator Sp. z o.o. złożyła odwołanie. Do dnia sporządzenia niniejszego skróconego śródrocznego

skonsolidowanego sprawozdania finansowego odwołanie nie zostało rozpatrzone. Na dzień 30 czerwca 2010 r. Grupa utworzyła rezerwę na powyższą karę w pełnej wysokości.

W dniu 27 listopada 2008 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w 2006 roku i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 7.594 tys. zł. W dniu 17 grudnia 2008 roku ENEA złożyła odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 15 grudnia 2009 roku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał korzystny dla ENEA wyrok, zmieniając decyzję Prezesa URE z dnia 27 listopada 2008 roku i umarzając postępowanie administracyjne. Do przedmiotowej decyzji Sądu Prezes URE wniósł apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Na dzień 30 czerwca 2010 r. Grupa utworzyła rezerwę na powyższą karę w pełnej wysokości.

W dniu 28 grudnia 2009 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w I półroczu 2007 roku i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 2.150 tys. zł. W dniu 19 stycznia 2010 roku ENEA odwołała się od decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na dzień 30 czerwca 2010 r. Grupa utworzyła rezerwę na powyższą karę w pełnej wysokości.

W dniu 11 lutego 2009 Elektrownia Kozienice złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2008 r. w kwocie 694,6 mln zł. Naczelnik Urzędu Celnego po rozpatrzeniu wniosku Spółki wydał w dniu 26 sierpnia 2009 r. decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do czerwca 2006 r., w dniu 10 listopada 2009 roku decyzje odmawiające, obejmujące okres od miesiąca lipca 2006 roku do miesiąca grudnia 2006 roku włącznie oraz w dniu 12 listopada 2009 roku decyzje odmawiające zwrotu tego podatku za okres od miesiąca stycznia 2007 roku do miesiąca grudnia 2007 roku włącznie. Jednocześnie Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał w dniu 26 sierpnia 2009 roku decyzje określające zobowiązanie podatkowe w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do czerwca 2006 r., w dniu 10 listopada 2009 roku decyzje obejmujące okres od lipca 2006 roku do grudnia 2006 roku włącznie oraz w dniu 12 listopada 2009 roku decyzje obejmujące okres od stycznia 2007 roku do grudnia 2007 roku, przyjmując jako zobowiązanie podatkowe kwoty wykazane przez Spółkę w deklaracjach pierwotnych przed złożeniem korekt i wniosku o zwrot nadpłaty. Spółka w złożyła odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie od powyższych decyzji. Odnośnie nadpłaty za rok 2008 Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające nadpłatę w podatku akcyzowym od energii elektrycznej, ale tylko wytworzonej ze źródeł odnawialnych za poszczególne miesiące 2008r. w łącznej kwocie 2,6 mln zł. Natomiast w zakresie wynikającym z niezgodności polskich przepisów podatkowych z przepisami wspólnotowymi wydał decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty, określając na nowo zobowiązanie podatkowe w kwotach pomniejszych o akcyzę od energii ze źródeł odnawialnych za wskazany okres. Według stanu na 30.06.2010r. Elektrownia Kozienice S.A. wniosła od powyższych decyzji odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie. Ponadto Elektrownia Kozienice S.A. w dniu 24 listopada 2009 r. złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym od energii elektrycznej za styczeń 2009 r. i luty 2009 r. w kwocie 34,6 mln zł. Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające nadpłatę w podatku akcyzowym od energii elektrycznej, ale tylko wytworzonej ze źródeł odnawialnych za poszczególne miesiące styczeń i luty 2009 r. w łącznej kwocie 247 tys. zł. Natomiast w

zakresie wynikającym z niezgodności polskich przepisów podatkowych z przepisami wspólnotowymi wydał decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty, określając na nowo zobowiązanie podatkowe w kwotach pomniejszych o akcyzę od energii ze źródeł odnawialnych za wskazany okres.

Ze względu na charakter działalności Grupy na dzień 30 czerwca 2010 r. toczyło się wiele innych postępowań przed organami administracji publicznej.

Zdecydowana większość spośród tych postępowań wszczynana jest na wniosek Grupy, która występuje do stosownych organów administracyjnych m.in. o:

- wszczęcie egzekucji administracyjnej w celu odzyskania należności za nielegalny pobór energii elektrycznej,
- uzyskanie pozwolenia na budowę zarówno nowych obiektów, jak i modernizację istniejących,
- uzyskanie zezwolenia na zajęcia pasa drogowego przez urządzenia elektroenergetyczne,
- ustalenie stawek opłat za użytkowanie wieczyste gruntów,
- wydzielenie gruntów pod urządzenia elektroenergetyczne.

Część postępowań ma również charakter postępowań skargowych wnoszonych do organów administracji rządowej i samorządowej czy sądów administracyjnych w związku z decyzjami wydanymi w wyżej wskazanych sprawach.

Wynik tych postępowań nie powinien mieć istotnego wpływu na zysk netto Grupy.

Charakter działalności ENEA Operator Sp. z o.o. (działanie na rynku regulowanym w warunkach monopolu) powoduje, iż w stosunku do Spółki toczy się również szereg postępowań wszczynanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na wniosek odbiorców energii elektrycznej, których Grupa obsługuje.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jako centralny organ administracji rządowej powołany do regulowania działalności przedsiębiorstw energetycznych rozstrzyga spory dotyczące odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy świadczenia usług przesyłowych oraz ustalenia treści w/w umów.

Na dzień 30 czerwca 2010 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prowadził przeciwko Grupie szereg postępowań wyjaśniających i administracyjnych.

Wynik tych postępowań nie powinien mieć istotnego wpływu na zysk netto Grupy.

26.5. Ryzyko związane ze stanem uregulowania sytuacji prawnej nieruchomości wykorzystywanych przez Grupę

Ryzyko związane ze stanem uregulowania sytuacji prawnej nieruchomości wykorzystywanych przez Grupę wynika z faktu, że Grupa nie dla wszystkich obiektów posiada tytuł prawny do korzystania z gruntów, na których są usytuowane sieci przesyłowe oraz związane z nimi urządzenia. W przyszłości Grupa może być zobowiązana do ponoszenia kosztów z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości.

Brak uregulowanego stanu prawnego nieruchomości powoduje zagrożenie powstania dodatkowych kosztów związanych z żądaniem wypłaty odszkodowań za tzw. bezumowne korzystanie z gruntu, czynszu dzierżawnego lub wyjątkowo, w pojedynczych przypadkach z żądaniem związanymi ze zmianą lokalizacji obiektu (przywrócenie gruntu do stanu pierwotnego).

Roszczenia kierowane w stosunku do Grupy mają w tym przypadku charakter roszczeń o zapłatę (odszkodowanie za bezumowne korzystanie z nieruchomości, za zmniejszenie wartości nieruchomości, za utracone korzyści) oraz roszczeń o zaniechanie naruszeń posiadania (żądanie usunięcia urządzenia).

Rozstrzygnięcia zapadające w tych sprawach są o tyle istotne, że w znaczący sposób wpływają zarówno na kształtowanie postępowania Grupy wobec osób zgłaszających roszczenia przedsądowe w związku z urządzeniami zlokalizowanymi na ich nieruchomościach w przeszłości, jak i na sposób regulowania stanu prawnego tych urządzeń w przypadku nowych inwestycji.

Grupa utworzyła rezerwę na wszystkie zgłoszone roszczenia właścicieli nieruchomości, przy których znajdują się sieci przesyłowe i urządzenia z nimi związane uwzględniając najbardziej właściwy, w ocenie Zarządu szacunek nakładów niezbędnych do uregulowania roszczenia. Grupa nie tworzy rezerwy na potencjalne nie zgłoszone roszczenia właścicieli gruntów wykorzystywanych bezumownie. Potencjalne kwoty roszczeń z tego tytułu mogą być istotne dla Grupy, biorąc pod uwagę powierzchnię gruntów bezumownie wykorzystywanych, przez które przebiegają sieci przesyłowe Grupy oraz związane z nimi urządzenia. Grupa nie posiada ewidencji oraz znajomości ich statusu prawnego i w związku z tym nie jest w stanie wiarygodnie oszacować maksymalnej kwoty potencjalnych roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z obcych gruntów.

26.6. Ryzyko związane z partycypacją w kosztach korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych

Z powodu braku uregulowań prawnych na dzień 30 czerwca 2010 r. nie zostały ujęte w księgach rezerwy na potencjalne roszczenia z tytułu korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych stanowiących własność Grupy. W dniu 29 listopada 2006 r. odbyło się spotkanie zainicjowane przez Ministra Środowiska z udziałem przedstawicieli Lasów Państwowych, Ministerstwa Skarbu Państwa, PSE-Operator Sp. z o.o. oraz reprezentującego interes spółek dystrybucyjnych Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Propozycja Lasów Państwowych zmierzająca do zawierania umów dzierżawy terenów pod liniami nie została przyjęta i uznano za konieczne wypracowanie rozwiązania systemowego na gruncie stosownych zmian legislacyjnych. Oszacowanie wartości rezerwy na partycypowanie w kosztach Lasów Państwowych z tytułu podatku od nieruchomości od gruntów Skarbu Państwa na dzień dzisiejszy nie jest możliwe. Biorąc pod uwagę powierzchnię gruntów, ewentualne zobowiązania z tego tytułu mogą być istotne.

Niezależnie od wspomnianych powyżej działań w celu systemowego uregulowania stosunków prawnych nieruchomości Lasów Państwowych, pojedyncze nadleśnictwa zgłosiły roszczenia wobec Grupy o odszkodowania z tytułu bezumownego korzystania z gruntów przez Grupę. Roszczenia te są ujęte w rezerwie, o której mowa w notcie 20.

27. Rozpoczęcie rozmów w sprawie nabycia Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.

W 2008 roku Jednostka Dominująca rozpoczęła rozmowy z zarządcą masy upadłości Elektrim S.A. w sprawie nabycia 45,95% akcji Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. (ZE PAK). Złożenie przez Grupę oferty wiązało się jednak ze spełnieniem szeregu warunków, w tym między innymi przeprowadzenia satysfakcjonującego badania stanu prawnego, finansowego, podatkowego, technicznego, środowiskowego i operacyjnego ZE PAK i jego grupy kapitałowej, uzgodnienia wszystkich warunków umowy sprzedaży oraz satysfakcjonującego rozwiązania kwestii roszczeń złożonych przez wierzycieli Elektrim S.A. do akcji ZE PAK. Po przeprowadzeniu analizy due diligence spółki, ENEA S.A. zrezygnowała z udziału w dalszym etapie przetargu ogłoszonego przez Ministerstwo Skarbu Państwa.

28. Działania zmierzające do nabycia podmiotu zajmującego się wydobywaniem węgla kamiennego

Spółka prowadziła działania zmierzające do nabycia zorganizowanej części przedsiębiorstwa Kopalni Węgla Kamiennego „Brzeszcze – Silesia” Ruch II Silesia i złożyła dotychczasowemu właścicielowi niewiążącą ofertę nabycia. Na dzień sporządzenia niniejszego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Zarząd ENEA S.A. podjął decyzję o odstąpieniu od procesu nabycia części przedsiębiorstwa Kompanii Węglowej S.A. pod nazwą Ruch II Silesia KWK „Brzeszcze-Silesia”. ENEA S.A. nie wyklucza dalszych rozmów i ustanowienia nowych ram współpracy z Kompanią Węglową, która jest właścicielem kopalni KWK Silesia. W przypadku kopalni KWK Silesia proces decyzyjny jest kontynuowany, a ENEA S.A. rozważa możliwości innych form inwestycji.

29. Zmiany w podatku akcyzowym

Z dniem 1 marca 2009 r. weszła w życie nowelizacja Ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o podatku akcyzowym. Nowe regulacje w zakresie podatku akcyzowego spowodowane są koniecznością dostosowania polskich przepisów do uregulowań UE. Zgodnie z tą nowelizacją obowiązek podatkowy w zakresie podatku akcyzowego powstaje w momencie dostarczenia energii odbiorcom finalnym (wcześniej w momencie wytworzenia energii elektrycznej). W związku z tym począwszy od 1 marca 2009 r. podmiotem zobowiązanym do zapłaty akcyzy jest ENEA S.A. (wcześniej Elektrownia „Kozienice S.A.”)

Jednocześnie w dniu 12 lutego 2009 r. Europejski Trybunał Sprawiedliwości wydał wyrok orzekający, że wcześniej obowiązujące polskie przepisy określające moment powstania obowiązku podatkowego w akcyzie od energii elektrycznej były sprzeczne z regulacjami Dyrektywy energetycznej UE.

W dniu 11 lutego 2009 Elektrownia Kozienice złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2008 r. w kwocie 694,6 mln zł. Ponadto Spółka w dniu 24 listopada 2009 r. złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym od energii elektrycznej za styczeń 2009 r. i luty 2009 r. w kwocie 34,6 mln zł. Postępowania administracyjne związane z tą sprawą zostały opisane szczegółowo w notcie 26.4.

Ze względu na niepewność co do rozstrzygnięcia sprawy wnioskowany zwrot podatku akcyzowego nie został ujęty w niniejszym skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym.

30. Negocjacje w sprawie nabycia akcji

W dniu 28 czerwca 2010 r. Minister Skarbu Państwa z siedzibą w Warszawie, działając w imieniu Skarbu Państwa zgodnie z Ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji (Dz. U. z 2002 r. nr 171, poz. 1397, ze zmianami) o szczegółowym trybie zbywania akcji Skarbu Państwa (Dz. U. z 2009 r. nr 34, poz. 264), zaprosił inwestorów do negocjacji w sprawie kupna 51% akcji ENEA S.A. Skarb Państwa chce sprzedać 225.135.940 akcji o wartości nominalnej 1 złoty każda. Skarb Państwa ma obecnie 60,43% akcji Spółki, ale 9,43% stanowią akcje pracownicze.

Termin składania pisemnych odpowiedzi na publiczne zaproszenie do negocjacji w sprawie nabycia akcji przez potencjalnych inwestorów, którzy odebrali Memorandum Inwestycyjne upływa 28 lipca 2010 roku. Dnia 23 lipca Minister Skarbu Państwa poinformował, że termin składania odpowiedzi został przedłużony do dnia 13 sierpnia 2010 r.

31. Zdarzenia po dacie bilansu

Dnia 1 lipca 2010 r. nastąpiło połączenie spółek zależnych ENEA S.A.: Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku (spółka przejmująca) oraz Energopartner Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu (spółka przejmowana). W wyniku połączenia powstał jeden podmiot pod firmą Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku.

Wybrane jednostkowe dane finansowe

	w tys. PLN		w tys. EUR	
	6 miesięcy zakończone 30.06.2010	6 miesięcy zakończone 30.06.2009	6 miesięcy zakończone 30.06.2010	6 miesięcy zakończone 30.06.2009
	Przychody ze sprzedaży netto	3 247 871	3 523 286	811 116
Zysk/strata z działalności operacyjnej	95 650	89 927	23 887	19 902
Zysk/strata przed opodatkowaniem	348 135	232 136	86 942	51 376
Zysk/strata netto okresu sprawozdawczego	317 969	199 461	79 409	44 144
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	56 064	(308 071)	14 001	(68 181)
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 125)	(1 948 233)	(531)	(431 178)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(169 183)	(1 474)	(42 251)	(326)
Przepływy pieniężne netto, razem	(115 244)	(2 257 778)	(28 781)	(499 685)
Średnioważona liczba akcji (w szt.)	441 442 578	441 442 578	441 442 578	441 442 578
Zysk netto na akcję (w PLN na jedną akcję)	0,72	0,45	0,18	0,10
Rozwodniony zysk na akcję (w PLN / EUR)	0,72	0,45	0,18	0,10

	Stan na dzień 30.06.2010	Stan na dzień 31.12.2009	Stan na dzień 30.06.2010	Stan na dzień 31.12.2009
Aktywa razem	10 937 465	10 914 041	2 638 204	2 656 648
Zobowiązania razem	954 796	1 081 593	230 304	263 277
Zobowiązania długoterminowe	122 946	122 662	29 656	29 858
Zobowiązania krótkoterminowe	831 850	958 931	200 649	233 419
Kapitał własny	9 982 669	9 832 448	2 407 899	2 393 371
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	141 835	143 133
Wartość księgowa na akcję (w PLN / EUR)	22,61	22,27	5,45	5,42
Rozwodniona wartość księgowa na akcję (w PLN / EUR)	22,61	22,27	5,45	5,42

Powyższe dane finansowe za I półrocze 2010 i 2009 roku zostały przeliczone na EUR według następujących zasad:

- poszczególne pozycje aktywów i pasywów – według średniego kursu ogłoszonego na dzień 30 czerwca 2010 r. – 4,1458 PLN/EUR (na dzień 31 grudnia 2009 r. – 4,1082 PLN/EUR),
- poszczególne pozycje rachunku zysków i strat oraz rachunku przepływów pieniężnych – według kursu stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski na ostatni dzień każdego miesiąca okresu obrotowego od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r. – 4,0042 PLN/EUR (dla okresu od 1 stycznia do 30 czerwca 2009 r. – 4,5184 PLN/EUR).

**Raport niezależnego biegłego rewidenta
z przeglądu skróconego śródrocznego jednostkowego
sprawozdania finansowego
za okres od 1 stycznia 2010 roku do 30 czerwca 2010 roku**

Do Zarządu i Rady Nadzorczej ENEA S.A.

Przeprowadziliśmy przegląd załączonego skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego spółki ENEA S.A. („Spółka”) z siedzibą w Poznaniu, przy ul. Nowowiejskiego 11, na które składają się: jednostkowy bilans sporządzony na dzień 30 czerwca 2010 roku, jednostkowe sprawozdanie z pełnego dochodu, jednostkowe zestawienie zmian w kapitale własnym, jednostkowy rachunek przepływów pieniężnych, sporządzone za okres od 1 stycznia 2010 roku do 30 czerwca 2010 roku oraz noty do jednostkowego sprawozdania finansowego, obejmujące informacje o przyjętej polityce rachunkowości i inne informacje objaśniające.

Za zgodność tego skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego z wymogami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa”, w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską i innymi obowiązującymi przepisami, odpowiedzialny jest Zarząd i Rada Nadzorcza Spółki.

Naszym zadaniem było przeprowadzenie przeglądu tego skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego.

Przegląd przeprowadziliśmy stosownie do postanowień krajowych standardów rewizji finansowej, wydanych przez Krajową Radę Biegłych Rewidentów. Standardy te nakładają na nas obowiązek zaplanowania i przeprowadzenia przeglądu w taki sposób, aby uzyskać umiarkowaną pewność, że sprawozdanie finansowe nie zawiera istotnych nieprawidłowości. Przegląd przeprowadziliśmy głównie drogą analizy danych skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego, wglądu w księgi rachunkowe, a także wykorzystania informacji uzyskanych od kierownictwa oraz osób odpowiedzialnych za finanse i rachunkowość Spółki.

Zakres i metoda przeglądu śródrocznego sprawozdania finansowego istotnie różni się od badań leżących u podstaw opinii wyrażanej o zgodności z wymagającymi zastosowania zasadami (polityką) rachunkowości rocznego sprawozdania finansowego oraz o jego rzetelności i jasności, dlatego nie możemy wydać takiej opinii o załączonym skróconym śródrocznym jednostkowym sprawozdaniu finansowym.

Na podstawie przeprowadzonego przeglądu nie zidentyfikowaliśmy niczego, co nie pozwoliłoby stwierdzić, że skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe zostało przygotowane we wszystkich istotnych aspektach, zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Rachunkowości 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa” w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską.

.....
Piotr Waliński
Kluczowy biegły rewident
przeprowadzający przegląd
Numer ewidencyjny 4254

.....
osoby reprezentujące podmiot

.....
podmiot uprawniony do badania
sprawozdań finansowych wpisany
na listę podmiotów uprawnionych
pod nr ewidencyjnym 73
prowadzoną przez KRBR

Warszawa, 27 sierpnia 2010 roku

**Skrócone śródroczne jednostkowe
sprawozdanie finansowe
ENEA S.A.
za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.**

Poznań, 27 sierpnia 2010 r.

Indeks do skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego

Jednostkowy bilans.....	4
Jednostkowe sprawozdanie z pełnego dochodu	6
Jednostkowe zestawienie zmian w kapitale własnym	7
Jednostkowy rachunek przepływów pieniężnych.....	9
Noty do jednostkowego sprawozdania finansowego.....	10
1. Informacje ogólne ENEA S.A.	10
2. Oświadczenie zgodności	11
3. Stosowane zasady rachunkowości	11
4. Nowe standardy rachunkowości i interpretacje	11
5. Ważne oszacowania i założenia.....	11
6. Skład Grupy Kapitałowej – wykaz jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych.....	12
7. Informacje dotyczące segmentów działalności	15
8. Rzeczowe aktywa trwałe.....	19
9. Wartości niematerialne	20
10. Inwestycje w jednostkach zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych.....	20
11. Odpisy aktualizujące wartość należności z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych należności	21
12. Portfel inwestycyjny	21
13. Kapitał własny związany z płatnościami w formie akcji oraz zobowiązania z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji.....	22
14. Odroczone podatki dochodowe.....	23
15. Świadczenia pochodzenia energii.....	24
16. Rezerwy na zobowiązania i inne obciążenia.....	24
17. Dywidenda.....	24
18. Transakcje z podmiotami powiązаныmi.....	25
19. Przyszłe zobowiązania wynikające z kontraktów zawartych na dzień bilansowy	27
20. Objaśnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności Spółki	28
21. Zobowiązania warunkowe oraz postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.....	28
21.1. Udzielone przez Spółkę poręczenia kredytów i pożyczek oraz gwarancje	29
21.2. Postępowania toczące się przed sądami powszechnymi	30
21.3. Postępowania arbitrażowe.....	30
21.4. Postępowania toczące się przed organami administracji publicznej	30
21.5. Ryzyko związane ze stanem uregulowania sytuacji prawnej nieruchomości wykorzystywanych przez Spółkę	31
21.6. Ryzyko związane z partycypacją w kosztach korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych	32
22. Rozpoczęcie rozmów w sprawie nabycia Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	33
23. Działania zmierzające do nabycia podmiotu zajmującego się wydobywaniem węgla kamiennego.....	33
24. Negocjacje w sprawie nabycia akcji	33
25. Zdarzenia po dacie bilansu.....	33

Niniejsze skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Sprawozdawczości Finansowej MSR 34 *Śródroczna sprawozdawczość finansowa*, który został zatwierdzony przez Unię Europejską i zostało zatwierdzone przez Zarząd ENEA S.A.

Członkowie Zarządu

Prezesa Zarządu **Maciej Owczarek**

Członek Zarządu **Maksymilian Górniak**

Członek Zarządu **Hubert Rozpędek**

Członek Zarządu **Krzysztof Zborowski**

Poznań, 27 sierpnia 2010 r.

Jednostkowy bilans

	Stan na dzień	
	30.06.2010	31.12.2009
AKTYWA		
Aktywa trwałe		
Rzeczowe aktywa trwałe	225 652	211 217
Użytkowanie wieczyste gruntów	1 834	3 213
Wartości niematerialne	4 452	1 405
Inwestycje w jednostkach zależnych, stowarzyszonych i współzależnych	7 851 195	7 844 884
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	46 216	27 366
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	4 748	3 866
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 307	1 219
	8 135 404	8 093 170
Aktywa obrotowe		
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	873 791	850 247
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	-	11 090
Aktywa finansowe wycenione w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 742 092	1 652 523
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	186 178	301 422
	2 802 061	2 815 282
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży		5 589
RAZEM AKTYWA	10 937 465	10 914 041

	Stan na dzień	
	30.06.2010	31.12.2009
PASYWA		
KAPITAŁ WŁASNY		
Kapitał zakładowy	588 018	588 018
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	4 627 673	4 627 673
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	1 144 336	1 144 336
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	(3 847)	(3 847)
Kapitał rezerwowy	892 198	754 841
Zyski zatrzymane	2 734 291	2 721 427
Razem kapitał własny	9 982 669	9 832 448
ZOBOWIĄZANIA		
Zobowiązania długoterminowe		
Kredyty i pożyczki	-	-
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	4 800	5 882
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	32 449	33 194
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	85 697	83 586
	122 946	122 662
Zobowiązania krótkoterminowe		
Kredyty i pożyczki	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	647 935	836 574
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	2 873	2 845
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	2 251	2 244
Zobowiązania z tytułu bieżącego podatku dochodowego	10 963	-
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	11 172	8 701
Zobowiązania z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji	594	618
Rezerwa na świadczenia pochodzenia energii	113 167	65 611
Rezerwy na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia	42 895	42 338
	831 850	958 931
Razem zobowiązania	954 796	1 081 593
RAZEM KAPITAŁ WŁASNY I ZOBOWIĄZANIA	10 937 465	10 914 041

Jednostkowe sprawozdanie z pełnego dochodu

	Za okres	
	6 miesięcy zakończone 30.06.2010	6 miesięcy zakończone 30.06.2009
Przychody ze sprzedaży	3 385 427	3 615 407
Podatek akcyzowy	(137 556)	(92 121)
Przychody ze sprzedaży netto	3 247 871	3 523 286
Pozostałe przychody operacyjne	3 938	14 686
Amortyzacja	(8 772)	(7 116)
Koszty świadczeń pracowniczych	(26 380)	(11 523)
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	(2 065)	(1 388)
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	(2 045 132)	(2 272 753)
Usługi przesyłowe i dystrybucyjne	(991 247)	(1 068 567)
Inne usługi obce	(61 520)	(56 824)
Podatki i opłaty	(5 286)	(5 139)
Zysk/ (Strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	(349)	727
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-	(7 517)
Pozostałe koszty operacyjne	(15 408)	(17 945)
Zysk operacyjny	95 650	89 927
Koszty finansowe	(3 001)	(4 753)
Przychody finansowe	61 598	68 065
Przychody z tytułu dywidend	193 888	78 897
Zysk przed opodatkowaniem	348 135	232 136
Podatek dochodowy	(30 166)	(32 675)
Zysk netto okresu sprawozdawczego	317 969	199 461
 Inne składniki pełnego dochodu :		
Wycena aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	-	-
Podatek dochodowy dotyczący innych składników pełnego dochodu	-	-
Inne składniki pełnego dochodu netto	-	-
Pełny dochód	317 969	199 461
Zysk przypadający na akcjonariuszy spółki	317 969	199 461
Średnioważona liczba akcji zwykłych	441 442 578	441 442 578
Zysk netto na akcję (w zł na jedną akcję)	0,72	0,45
Zysk rozwodniony na akcję (w zł na jedną akcję)	0,72	0,45

Jednostkowe zestawienie zmian w kapitale własnym

	Kapitał zakładowy (wartość nominalna)	Przeszacowa- nie kapitału zakładowego	Kapitał zakładowy razem	Akcje własne	Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	Kapitał rezerwowy	Zyski zatrzymane	Razem kapitał własny
Stan na 01.01.2010	441 443	146 575	588 018	-	4 627 673	1 144 336	(3 847)	754 841	2 721 427	9 832 448
Zysk całkowity									317 969	317 969
Dywidendy									(167 748)	(167 748)
Podział wyniku finansowego								137 357	(137 357)	-
Zmiana wartości godziwej programu akcji pracowniczych										
Emisja akcji										
Akcje własne nabyte w ramach opcji stabilizacyjnej										
Stan na 30.06.2010	441 443	146 575	588 018	-	4 627 673	1 144 336	(3 847)	892 198	2 734 291	9 982 669

ENE A S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

	Kapitał zakładowy (wartość nominalna)	Przeszacowa- nie kapitału zakładowego	Kapitał zakładowy razem	Akcje własne	Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną akcji	Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	Kapitał rezerwowy	Zyski zatrzymane	Razem kapitał własny
Stan na 01.01.2009	441 443	146 575	588 018	(17 396)	4 627 673	1 144 336	(3 847)	754 425	2 619 709	9 712 918
Zysk całkowity									199 461	199 461
Dywidendy									(203 281)	(203 281)
Podział wyniku finansowego								416	(416)	-
Zmiana wartości godziwej programu akcji pracowniczych										
Emisja akcji										
Akcje własne nabyte w ramach opcji stabilizacyjnej										
Stan na 30.06.2009	441 443	146 575	588 018	(17 396)	4 627 673	1 144 336	(3 847)	754 841	2 615 473	9 709 098

Jednostkowe zestawienie zmian w kapitale własnym należy analizować łącznie z notami objaśniającymi stanowiącymi integralną część skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego

Jednostkowy rachunek przepływów pieniężnych

	6 miesięcy zakończone 30.06.2010	6 miesięcy zakończone 30.06.2009
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej		
Zysk netto okresu sprawozdawczego	317 969	199 461
Korekty:		
Podatek dochodowy w rachunku zysków i strat	30 166	32 675
Amortyzacja	8 772	7 116
Koszty świadczeń z tytułu płatności w formie akcji	-	-
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	349	748
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-	7517
(Zysk) / strata na sprzedaży aktywów finansowych	746	(92)
Przychody z tytułu odsetek	(61 598)	(50 775)
Przychody z tytułu dywidend	(193 888)	(78 897)
Koszty z tytułu odsetek	3 001	2 782
(Zyski) / straty z tytułu różnic kursowych dotyczących kredytów i pożyczek	-	-
	(212 452)	(78 926)
Podatek dochodowy zapłacony	(32 267)	(45 717)
Odsetki otrzymane	11 213	49 605
Odsetki zapłacone	(888)	(2 782)
Zmiany stanu kapitału obrotowego		
Zapasy	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	109 862	(48 243)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	(188 919)	(132 931)
Zobowiązania z tytułu świadczeń pracowniczych	4 582	(5 499)
Rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych	(1 125)	(1 107)
Zmiana stanu rezerw na świadectwa pochodzenia	47 556	(78 357)
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji	(24)	(162 465)
Zmiana stanu rezerw	557	(1 110)
	(27 511)	(429 712)
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	56 064	(308 071)
Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej		
Nabycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych	(24 842)	3 658
Wpływy ze sprzedaży rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych	853	-
Wpływ ze zbycia aktywów finansowych	5 589	-
Nabycie aktywów finansowych	(42 300)	(1 936 520)
Nabycie jednostek zależnych, stowarzyszonych i jednostki spółkontrolowanej	(5 336)	(23 249)
Dywidendy otrzymane	63 804	7 801
Inne wydatki / wpływy z działalności inwestycyjnej	107	77
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 125)	(1 948 233)
Przepływy pieniężne z działalności finansowej		
Dywidendy wypłacone	(167 748)	-
Wydatki związane z płatnością zobowiązań leasingu finansowego	(1 435)	(1 474)
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	(169 183)	(1 474)
Zwiększenie / (zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	(115 244)	(2 257 778)
Stan środków pieniężnych na początek okresu sprawozdawczego	301 422	2 321 386
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	186 178	63 608

Noty do jednostkowego sprawozdania finansowego**1. Informacje ogólne ENEA S.A.**

Nazwa (firma):	ENEA Spółka Akcyjna
Forma prawna:	spółka akcyjna
Kraj siedziby:	Rzeczpospolita Polska
Siedziba:	Poznań
Adres:	ul. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań
Krajowy Rejestr Sądowy – Sąd Rejonowy w Poznaniu	KRS 0000012483
Numer telefonu:	(+48 61) 856 10 00
Numer faksu:	(+48 61) 856 11 17
E-mail:	enea@enea.pl
Strona internetowa:	www.enea.pl
Numer klasyfikacji statystycznej (REGON):	630139960
Numer klasyfikacji podatkowej (NIP):	777-00-20-640

ENEA S.A, działając pod nazwą Energetyka Poznańska S.A, została wpisana w dniu 21 maja 2001 roku do Krajowego Rejestru Sądowego w Sądzie Rejonowym w Poznaniu pod numerem KRS 0000012483.

Na dzień 30 czerwca 2010 r. struktura akcjonariuszy ENEA S.A. przedstawia się następująco (podwyższenie kapitału podstawowego w wyniku emisji akcji, w ramach oferty publicznej, zarejestrowane zostało w KRS 13 stycznia 2009 r.): Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej posiada 60,43% akcji, Vattenfall AB 18,67%, pozostali akcjonariusze 20,90%.

Na dzień 30 czerwca 2010 roku statutowy kapitał zakładowy ENEA S.A. był równy 441 443 tys, zł (588 018 tys. zł po przekształceniu na MSSF UE z uwzględnieniem hiperinflacji i innych korekt) i dzielił się na 441 442 578 akcji.

Głównym przedmiotem działalności ENEA S.A. („ENEA” „Spółka”) jest obrót energią elektryczną.

ENEA S.A. jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej ENEA. Grupa w skład której na dzień 30 czerwca 2010 r. wchodzi również 24 spółek zależnych, 3 spółki stowarzyszone.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej w dającej się przewidzieć przyszłości, nie istnieją okoliczności wskazujące na zagrożenie kontynuowania działalności przez ENEA S.A.

2. Oświadczenie zgodności

Niniejsze skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z wymogami Międzynarodowego Standardu Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonego przez Unię Europejską (MSSF UE) MSR 34 *Śródroczna sprawozdawczość finansowa* i zostało zatwierdzone przez Zarząd ENEA S.A.

Zarząd Spółki wykorzystał swoją najlepszą wiedzę co do zastosowania standardów i interpretacji, jak również metod i zasad wyceny poszczególnych pozycji skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego ENEA S.A. zgodnie z MSSF UE na dzień 30 czerwca 2010 r. Przedstawione zestawienia i objaśnienia zostały ustalone przy dołożeniu należytej staranności. Niniejsze skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe podlegało przeglądowi przez biegłego rewidenta.

3. Stosowane zasady rachunkowości

Niniejsze skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe zostało sporządzone z zastosowaniem zasad rachunkowości spójnych z zasadami zastosowanymi przy sporządzeniu ostatniego rocznego jednostkowego sprawozdania finansowego, za wyjątkiem zmian w standardach i interpretacjach zatwierdzonych przez UE, które obowiązują dla okresów sprawozdawczych rozpoczynających się po 1 stycznia 2010 r.

Zasady rachunkowości stosowane przez Spółkę zostały przedstawione w jednostkowym sprawozdaniu finansowym ENEA S.A. za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2009 r.

Walutą pomiaru i walutą sprawozdawczą prezentowanego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego jest złoty polski. Dane w jednostkowym sprawozdaniu finansowym zostały zaprezentowane w tysiącach złotych polskich (tys. zł), o ile nie jest to wskazane inaczej.

Niniejsze skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe należy czytać łącznie z jednostkowym sprawozdaniem finansowym ENEA S.A. za rok obrotowy 31 grudnia 2009 r.

4. Nowe standardy rachunkowości i interpretacje

Dla okresów rocznych rozpoczynających się po 1 stycznia 2010 r. nastąpiły zmiany w obowiązujących standardach zatwierdzonych przez UE, jednak zmiany te nie miały żadnego wpływu na sporządzenie niniejszego skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego.

5. Ważne oszacowania i założenia

Sporządzenie skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego zgodnie z MSSF UE wymaga od Zarządu przyjęcia pewnych założeń i dokonania szacunków, które wpływają na przyjęte zasady rachunkowości oraz na wielkości wykazane w skróconym śródrocznym jednostkowym sprawozdaniu finansowym oraz w notach do tego sprawozdania. Założenia i szacunki oparte są na najlepszej wiedzy Zarządu na temat bieżących i przyszłych zdarzeń i działań. Rzeczywiste wyniki mogą się jednak różnić

od przewidywanych. Szacunki przyjęte do sporządzenia skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego są spójne z szacunkami przyjętymi przy sporządzaniu jednostkowego sprawozdania finansowego za ostatni rok obrotowy. Wartości szacunkowe podawane w poprzednich latach obrotowych nie wywierają istotnego wpływu na bieżący okres śródroczny.

6. Skład Grupy Kapitałowej – wykaz jednostek zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych

	Nazwa i adres spółki	Udział ENEA S.A. w całkowitej liczbie głosów w % 30.06.2010	Udział ENEA S.A. w całkowitej liczbie głosów w % 31.12.2009
1.	ENERGOMIAR Sp. z o.o. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	100	100
2.	BHU S.A. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	91,32	87,97
3.	Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. w likwidacji Poznań, ul. Dziadoszańska 10	100	100
4.	Hotel „EDISON” Sp. z o.o. Baranowo k/Poznania	100	100
5.	Energetyka Wysokich i Najwyższych Napięć „EWiNN” Sp. z o.o. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	100	100
6.	Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	100	100
7.	COGEN Sp. z o.o. Piła, ul. Kaczorska 20	100	100
8.	EnergoPartner Sp. z o.o. Poznań, ul. Warszawska 43	100	100
9.	Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych Energobud Leszno Sp. z o.o. Lipno, Gronówko 30	100	100
10.	ENERGO-TOUR Sp. z o.o. Poznań, ul. Marcinkowskiego 27	99,92	99,92
11.	ENEOS Sp. z o.o. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	100	100
12.	ENTUR Sp. z o.o. Szczecin, ul. Malczewskiego 5/7	100	100
13.	Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrawiskowe ENERGETYK Sp. z o.o. Inowrocław, ul. Wilkońskiego 2	99,94	99,94
14.	Elektrownie Wodne Sp. z o.o. Samociążek, 86-010 Koronowo	100	100
15.	Zakład Usług Przewozowych ENERGOTRANS Sp. z o.o. Gorzów Wlkp., ul. Energetyków 4	100	100
16.	„PWE Gubin” Sp. z o.o. Sękowice 100 gm. Gubin	0	50
17.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Oborniki, ul. Wybudowanie 56	87,99	87,99
18.	„IT Serwis” Sp. z o.o. Zielona Góra, ul. Zacisze 28	100	100
19.	„Auto – Styl” Sp. z o.o. Zielona Góra, ul. Zacisze 15	100	100
20.	FINEA Sp. z o.o. w likwidacji Poznań, ul. Warszawska 43	100	100
21.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej –Gozdnica Sp. z o.o. Gozdnica, ul. Świerczewskiego 30	100	100
22.	ENE A Operator Sp. z o.o. Poznań, ul. Strzeszyńska 58	100	100
23.	Elektrownia „Kozienice” S.A. Świerże Górne, gmina Kozienice, Kozienice 1	100	100
24.	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. 64-920 Piła, ul. Kaczorska 20	63,396	63,396

25.	Kozienice II Sp. z o.o. <i>Świerże Górze, gmina Kozienice, Kozienice 1</i>	80,56	80,56
26.	Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A. <i>Ostrów Wlkp., ul. Chłapowskiego 51</i>	49	49
27.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie S.A. <i>Śrem, ul. Staszica 6</i>	41,65	41,65
28.	Elektrociepłownia Białystok S.A. <i>Białystok, ul. Gen. Andersa 3</i>	30,36	30,36

Zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej ENEA S.A. w okresie objętym śródrocznym sprawozdaniem finansowym

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 28 stycznia 2010 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki ENTUR Sp. z o.o., postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 4 134,5 tys. zł. tj. o kwotę 100 tys. zł., poprzez utworzenie nowych 200 udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym.

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 04 lutego 2010 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Sp. z o.o., postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 17 448 tys. zł. tj. o kwotę 1 710 tys. zł., poprzez utworzenie 3 420 nowych udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem pieniężnym.

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 22 grudnia 2009 roku oraz w dniu 02 lutego 2010 roku podjęło Uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki BHU S.A. z siedzibą w Poznaniu postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 14 302,5 tys. zł. tj. o kwotę 4 164,1 tys. zł., poprzez utworzenie nowych 41 641 udziałów, o wartości nominalnej 100 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je wkładem pieniężnym oraz wkładem niepieniężnym (aportem). W dniu 08 czerwca 2010 r. nastąpiło zarejestrowanie podwyższonego kapitału zakładowego w KRS.

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 22 grudnia 2009 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. z siedzibą w Gronówku postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 5 676 tys. zł. tj. o kwotę 2 151,5 tys. zł., poprzez utworzenie 4 303 nowych udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki objęła ENEA S.A. i pokryła je w całości wkładem niepieniężnym (aportem). W dniu 02 kwietnia 2010 r. nastąpiło zarejestrowanie podwyższonego kapitału zakładowego w KRS.

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

Zarząd ENEA S.A. Uchwałą z dnia 15 grudnia 2009 roku wyraził zgodę na sprzedaż posiadanych przez ENEA S.A. udziałów w PWE Gubin Sp. z o.o. z siedzibą w Sękowicach. Zgodnie z umową sprzedaży udziałów z dnia 09 lutego 2010 roku dokonano transakcji zbycia udziałów.

Dnia 19 kwietnia 2010 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie postawienia z dniem 01 maja 2010 r. Spółki Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. w stan likwidacji. Powołany na stanowisko Prezesa Zarządu Spółki Pan Jacek Pałka objął funkcję likwidatora.

Dnia 11 czerwca 2010 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników podjęło decyzję o postawieniu Spółki Finea Sp. z o.o. w stan likwidacji. Likwidatorem została Pani Katarzyna Mińkowska.

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 12 kwietnia 2010 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki Eneosp. z o.o., postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 20 189,5 tys. zł. tj. o kwotę 630,5 tys. zł., poprzez utworzenie 1 261 nowych udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki obejmie ENEA S.A. i pokryje je w całości wkładem niepieniężnym (aportem).

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników w dniu 29 czerwca 2010 roku podjęło Uchwałę nr 1 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. z siedzibą w Gronówku, postanowiło podwyższyć kapitał zakładowy Spółki do kwoty 6 216 tys. zł. tj. o kwotę 540 tys. zł., poprzez utworzenie 1 080 nowych udziałów, o wartości nominalnej 500 zł. każdy. Nowo utworzone udziały w kapitale zakładowym Spółki obejmie ENEA S.A. i pokryje je w całości wkładem niepieniężnym (aportem).

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

*(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)***7. Informacje dotyczące segmentów działalności**

Wyniki segmentów za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r. przedstawiają się następująco:

	Obrót	Wytwarzanie	Wszystkie pozostałe segmenty	Wyłączenia	Razem
Przychody ze sprzedaży netto *	3 219 918		27 953		3 247 871
Sprzedaż między segmentami	-	1 522	-	(1 522)	
Przychody ze sprzedaży netto ogółem	3 219 918	1 522	27 953	(1 522)	3 247 871
Koszty ogółem **	(3 080 173)	(1 385)	(25 555)	1 522	(3 105 591)
Wynik segmentu	139 745	137	2 398	-	142 280
Nieprzypisane koszty zarządu					(46 630)
Zysk operacyjny					95 650
Koszty finansowe					(3 001)
Przychody finansowe					61 598
Przychody z tytułu dywidend					193 888
Podatek dochodowy					(30 166)
Zysk netto					317 969

* - w pozycji przychodów ze sprzedaży netto w segmencie Obrót ujęto również przychody netto ze sprzedaży usług dystrybucji w kwocie 991 172 tys.zł., które w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy ENEA zostały wyodrębnione w segmencie Dystrybucja

** - w pozycji koszty ogółem:

- ujęto koszty ze sprzedaży usług dystrybucji w kwocie 991 247 tys.zł., które w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy ENEA zostały wyodrębnione w segmencie Dystrybucja
- ujęto również pozostałe przychody i pozostałe koszty operacyjne

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

Wyniki segmentów za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2009 r. przedstawiają się następująco:

	Obrót	Wszystkie pozostałe segmenty	Razem
Przychody ze sprzedaży netto *	3 497 078	26 208	3 523 286
Sprzedaż między segmentami	-	-	-
Przychody ze sprzedaży netto ogółem	3 497 078	26 208	3 523 286
Koszty ogółem **	(3 383 931)	(25 777)	(3 409 708)
Wynik segmentu	113 147	431	113 578
Nieprzypisane koszty zarządu			(23 651)
Zysk operacyjny			89 927
Koszty finansowe			(4 753)
Przychody finansowe			68 065
Przychody z tytułu dywidend			78 897
Podatek dochodowy			(32 675)
Zysk netto			199 461

* - w pozycji przychodów ze sprzedaży netto w segmencie Obrót ujęto również przychody netto ze sprzedaży usług dystrybucji w kwocie 1 068 459 tys.zł., które w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy ENEA S.A. zostały wyodrębnione w segmencie Dystrybucja

** - w pozycji koszty ogółem:

- ujęto koszty ze sprzedaży usług dystrybucji w kwocie 1 068 567 tys.zł., które w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy ENEA S.A. zostały wyodrębnione w segmencie Dystrybucja
- ujęto również pozostałe przychody i pozostałe koszty operacyjne

ENE A S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

*(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)***Informacje dotyczące segmentów działalności (cd.)**

Pozostałe informacje dotyczące segmentów na dzień 30 czerwca 2010 r. przedstawiają się następująco:

<u>Stan na 30.06.2010</u>	Obrót	Wytwarzanie	Wszystkie pozostałe segmenty	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	19 082	25 220	132 966	177 268
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	735 296	-	6 620	741 916
Razem:	754 378	25 220	139 586	919 184
AKTYWA wyłączone z segmentacji				10 018 281
- w tym rzeczowe aktywa trwałe				48 384
- w tym należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe				131 875
RAZEM: AKTYWA				10 937 465
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	589 858	-	5 146	595 004
Kapitał własny i zobowiązania wyłączone z segmentacji				10 342 461
- w tym zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania				52 931
RAZEM: KAPITAŁ WŁASNY I ZOBOWIĄZANIA				10 937 465
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	-	24 814	3 206	28 020
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne wyłączone z segmentacji				430
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych	174	668	7685	8527
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych wyłączona z segmentacji				245
Odpis aktualizujący należności na dzień 30.06.2010	82 546	-	733	83 279

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010 r.

*(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)***Informacje dotyczące segmentów działalności (cd.)**

Pozostałe informacje dotyczące segmentów na dzień 31 grudnia 2009 r. przedstawiają się następująco:

<u>Stan na 31.12.2009</u>	Obrót	Wszystkie pozostałe segmenty	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	19 609	131 335	150 944
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	840 691	6 694	847 385
Razem:	860 300	138 029	998 329
AKTYWA wyłączone z segmentacji			9 915 712
- w tym rzeczowe aktywa trwałe			60 273
- w tym należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe			2 862
RAZEM: AKTYWA			10 914 041
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	776 385	5 630	782 015
Kapitał własny i zobowiązania wyłączone z segmentacji			10 132 026
- w tym zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania			54 559
RAZEM: KAPITAŁ WŁASNY I ZOBOWIĄZANIA			10 914 041
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	-	20 488	20 488
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne wyłączone z segmentacji			8 966
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych	353	12 308	12 661
Amortyzacja środków trwałych i wartości niematerialnych wyłączona z segmentacji			625
Odpis aktualizujący należności na dzień 31.12.2009	81 970	653	82 623

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

Przychody segmentu są przychodami osiąganymi ze sprzedaży zewnętrznym klientom oraz transakcji z innymi segmentami, które dają się bezpośrednio przyporządkować do danego segmentu wraz z odpowiednią częścią przychodów Spółki, jaką w oparciu o racjonalne przesłanki można przypisać do tego segmentu.

Koszty segmentu są kosztami składającymi się z kosztów sprzedaży zewnętrznym klientom oraz kosztów transakcji realizowanych z innymi segmentami w ramach Grupy, które wynikają z działalności operacyjnej danego segmentu i dają się bezpośrednio przyporządkować do tego segmentu wraz z odpowiednią częścią kosztów Spółki, które w oparciu o racjonalne przesłanki można przypisać do danego segmentu.

W transakcjach międzysegmentowych stosowane są ceny rynkowe, zapewniające poszczególnym jednostkom uzyskanie marży właściwej do samodzielnego funkcjonowania na rynku. W zakresie obrotu energią i świadczenia usług przesyłowych obowiązują ceny określone przepisami prawa energetycznego, tj. ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* oraz aktami wykonawczymi wydanymi na jej podstawie.

Uzupełniający układ sprawozdawczy – segmenty geograficzne

Spółka działa w jednym środowisku gospodarczym - na terenie Polski, w związku z tym nie wydziela segmentów geograficznych.

8. Rzeczowe aktywa trwałe

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Spółka dokonała nabycia rzeczowych aktywów trwałych na łączną kwotę 28 450 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpowiednio: 29 454 tys. zł).

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Spółka dokonała sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych w łącznej wartości netto 9 181 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpowiednio: 5 870 tys. zł).

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Spółka dokonała zmniejszenia rzeczowych aktywów trwałych poprzez wniesienia aportem do spółki BHU Sp. z o.o. oraz do spółki ENERGOBUD Leszno Sp. o.o. aktywów o łącznej wartości księgowej netto 2 549 tys. zł.

Na dzień 30 czerwca 2010 r. łączny odpis aktualizujący wartość bilansową rzeczowych aktywów trwałych wyniósł 770 tys. zł (na dzień 31 grudnia 2009 r. było to odpowiednio: 15 998 tys. zł).

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

*(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)***Test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych**

Na dzień 31 grudnia 2009 r. Spółka przeprowadziła test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych. Na podstawie przeprowadzonego testu nie stwierdzono na dzień 31 grudnia 2009 r. utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych.

9. Wartości niematerialne

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Spółka nie dokonała nabycia wartości niematerialnych (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpowiednio: 0 tys. zł.)

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. nastąpiło przeniesienie wartości niematerialnych i prawnych ze środków trwałych w budowie w wysokości 2 632 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpowiednio: 773 tys. zł.).

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Spółka nie dokonała sprzedaży i likwidacji wartości niematerialnych (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpowiednio: 0 tys. zł).

15 stycznia 2010 r. ENEA S.A. nabyła Elektrownię biogazową w Liszkowie, w wyniku różnicy między ceną nabycia a wartością godziwą przyjętych aktywów netto powstała dodatnia wartość firmy, w wysokości 668 tys. zł.

10. Inwestycje w jednostkach zależnych, stowarzyszonych i współkontrolowanych

	30.06.2010	31.12.2009
Wartość brutto		
Stan na początek okresu	7 877 256	7 793 965
Nabycie inwestycji	7 301	89 291
Przeniesienie do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży		(6 000)
Stan na koniec okresu	7 884 557	7 877 256
Odpis aktualizujący		
Stan na początek okresu	(32 372)	(13 724)
Utworzenie odpisu	(990)	(19 365)
Rozwiązanie odpisu		717
Stan na koniec okresu	(33 362)	(32 372)
Wartość netto na początek okresu	7 844 884	7 780 241
Wartość netto na koniec okresu	7 851 195	7 844 884

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Spółka dokonała nabycia udziałów i akcji w jednostkach zależnych BHU S.A. w Poznaniu, Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Sp. z o.o. w Inowrocławiu, ENERGOBUD Leszno Sp. o.o. z siedzibą w Gronówku i ENTUR Sp. z o.o. w Szczecinie na łączną kwotę 7 301 tys. zł. (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. Spółka dokonała nabycia udziałów w jednostkach zależnych na łączną kwotę 89 291 tys. zł).

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. Spółka dokonała sprzedaży udziałów w jednostce współkontrolowanej PWE Gubin Sp. z o.o. (na dzień 31.12.2009 r. udziały te były wykazywane w pozycji „aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży”).

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. oraz w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009r. Spółka nie dokonała sprzedaży inwestycji w jednostkach stowarzyszonych.

11. Odpisy aktualizujące wartość należności z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych należności

	30.06.2010	31.12.2009
Odpis aktualizujący wartość należności na początek okresu	82 623	93 519
Utworzony	7 126	12 544
Rozwiązany	(6 463)	(23 452)
Wykorzystany	(7)	12
Odpis aktualizujący wartość należności na koniec okresu	83 279	82 623

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. odpis aktualizujący wartość bilansową należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych należności zwiększył się o 656 tys. zł (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. odpis aktualizujący zmalał o 10 896 tys. zł.)

12. Portfel inwestycyjny

W związku ze spełnieniem przez ENEA S.A. warunków niezbędnych do uwolnienia środków z tytułu emisji akcji na GPW z rachunku ESCROW, wyspecjalizowana firma finansowa zajmuje się profesjonalnym zarządzaniem środkami pieniężnymi, które na dzień 30 czerwca 2010 r. wynoszą 1 742 092 tys. zł. Przekazane środki, zgodnie z Umową, inwestowane są jedynie w bezpieczne papiery wartościowe (bony i obligacje Skarbu Państwa – o wartości 1 426 239 tys. zł.) i depozyty (lokowane w określonych przez Spółkę bankach – o wartości 315 853 tys. zł.), według struktury:

Rodzaj aktywa	Minimalne zaangażowanie	Maksymalne zaangażowanie
Instrumenty dłużne, poręczone lub gwarantowane przez Skarb Państwa oraz Narodowy Bank Polski	0%	100%
Depozyty bankowe	0%	30%

Portfel inwestycyjny jest traktowany jako aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

Wybrana strategia ma na celu maksymalizować zysk przy minimalnym ryzyku.

13. Kapitał własny związany z płatnościami w formie akcji oraz zobowiązania z tytułu ekwiwalentu prawa do nieodpłatnego nabycia akcji

Pracownicy Grupy Kapitałowej ENEA na podstawie Ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji (Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji), są uprawnieni do bezpłatnego nabycia do 15% akcji ENEA S.A. („program”).

Uprawnionymi pracownikami do bezpłatnego nabycia akcji są osoby, które były pracownikami Grupy kapitałowej ENEA SA na moment komercjalizacji przedsiębiorstwa (tj. w roku 1993 oraz 1996) oraz złożyły w ciągu 6 miesięcy od dnia komercjalizacji pisemne oświadczenie o zamiarze nabycia akcji.

Ponieważ Skarb Państwa sprzedał 10 lutego 2010 r. pierwszą akcję inwestorom na zasadach ogólnych, po upływie trzech miesięcy od tego dnia uprawnione osoby nabyły prawo do nieodpłatnego otrzymania akcji.

Zarząd ENEA S.A. Uchwałą 441/2010 z dnia 29 czerwca 2010 roku określił liczbę akcji ENEA zbywanych nieodpłatnie na rzecz uprawnionych osób, przypadających na każdą z grup stażowych wskazanych w §11 rozporządzenia Ministra Skarbu Państwa z 29 stycznia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad podziału uprawnionych pracowników na grupy, ustalanie liczby akcji przypadających na każdą z tych grup oraz tryb nabywania akcji przez uprawnionych pracowników. Zgodnie z w/w rozporządzeniem Zarząd Spółki przekazał Ministrowi Skarbu Państwa listę uprawnionych osób wraz z ilością przydzielonych akcji. Minister Skarbu Państwa ogłosi w gazecie o zasięgu ogólnokrajowym i gazecie lokalnej o przystąpieniu do zbywania akcji pracowniczych, a następnie zawarł z uprawnionymi osobami umowy nieodpłatnego zbycia akcji.

Zarząd ENEA S.A. określił przydział 33 239 235 akcji uprawnionym osobom. Akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnione osoby nie mogą być przedmiotem obrotu przed upływem dwóch lat od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych.

MSSF 2 stanowi, że koszty programu powinny być rozpoznane w okresie, w którym odbywa się świadczenie pracy przez uprawnionych pracowników, a koszt świadczenia pracy powinien być ustalany na Dzień Przyznania to jest na dzień, w którym wszystkie istotne warunki przydziału akcji dla pracowników zostaną ustalone.

Wartość programu akcji pracowniczych została ustalona przez Spółkę na podstawie wyceny akcji ENEA S.A. na dzień sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego za lata obrotowe kończące się 31 grudnia 2007 r., 31 grudnia 2006 r. i 31 grudnia 2005 r. zamieszczonego w prospekcie emisyjnym ENEA S.A. Wartość tego programu oszacowano na 901 milionów złotych. Grupa Kapitałowa ENEA SA rozpoznała ten całkowity koszt programu jako korektę lat poprzednich w kapitałach najwcześniejszego prezentowanego okresu w tym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym to jest na dzień 1 stycznia 2005 r. i nie dokonywała aktualizacji tego kosztu na żaden z dni kończących późniejsze lata obrotowe.

Zdaniem Zarządu przepisy MSSF nie zawierają szczegółowych postanowień, co do zasad rozliczania programu charakteryzującego się cechami określonymi w przepisach Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, a w szczególności nie pozwalają na jednoznaczną interpretację sytuacji, kiedy została określona łączna pula akcji

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

programu należnych pracownikom zatrudnionym na moment komercjalizacji, a więc przed Datą Przyznania, przy braku jednoznacznego określenia ilości akcji przyznanych poszczególnym pracownikom. W takiej sytuacji pracownik świadczący pracę w kolejnych okresach, do Dnia Przyznania, prawdopodobnie otrzyma większą liczbę akcji, jednak nie nastąpi to w drodze emisji dodatkowej ilości akcji, a wyłącznie w drodze zmniejszenia ilości akcji dla pozostałych pracowników.

Ponadto zdaniem Zarządu Spółki podstawowym celem programu było przyznanie pracownikom rekompensaty za pracę świadczoną przed dniem komercjalizacji przedsiębiorstwa (a więc w przeszłości), o czym między innymi świadczy ustalenie dla programu łącznej nie podlegającej zmianie w wyniku dalszej pracy pracowników ilości przyznanych akcji.

Biorąc pod uwagę powyżej przedstawione argumenty Zarząd ENEA SA zdecydował, iż wartość programu nie będzie podlegać aktualizacji (zmianom). W efekcie wartość przedmiotowego programu na dzień 30 czerwca 2010 r. pozostała na poziomie 921 milionów złotych.

Uprawnieni Pracownicy Elektrowni "Kozienice" S.A. na podstawie ustawy z dnia 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora energetycznego, mieli określony termin do dnia 18 stycznia 2008 r. na złożenie oświadczenia o zamiarze zamiany ekwiwalentu na prawo do nieodpłatnego nabycia akcji ENEA S.A. Po uwzględnieniu złożonych oświadczeń oraz wyniku postępowania reklamacyjnego wartość akcji podlegających rozliczeniu w formie ekwiwalentu wyniosła 291.127 tys. zł (514.920 tys. zł na dzień 31 grudnia 2007 r.). Zamiana wartości ekwiwalentu na prawo do akcji w wysokości 224.042 tys. zł została ujęta w kapitałach Spółki w pozycji "Kapitał związany z płatnościami w formie akcji".

Na dzień 30 czerwca 2010 r. dokonano wypłaty części ekwiwalentu Uprawnionym Pracownikom Elektrowni „Kozienice” S.A. Pozostałe zobowiązanie z tytułu ekwiwalentu wynosi na dzień 30 czerwca 2010 r. 594 tys.zł. (na dzień 31 grudnia 2009 r. zobowiązanie to wynosiło 618 tys. zł.).

14. Odroczone podatek dochodowy

Zmiany stanu aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego (po uwzględnieniu kompensaty aktywa i rezerwy) przedstawiają się w sposób następujący:

	30.06.2010	31.12.2009
Stan na początek okresu	(27 336)	(39 701)
Obciążenie / (Uznanie) zysku	(18 850)	12 335
Obciążenie/ (Uznanie) innych składników pełnego dochodu	-	-
Stan na koniec okresu	(46 216)	(27 366)

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. obciążenie zysku przed opodatkowaniem Spółki w wyniku zmniejszenia aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego wyniosło 18 850 tys. zł.(w okresie

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. uznanie zysku przed opodatkowaniem Spółki w wyniku zwiększenia aktywa wynosiło 12 335 tys. zł.)

15. Świadczenia pochodzenia energii

	30.06.2010	31.12.2009
Świadczenia pochodzenia	(71 743)	(26 218)
Zaliczki na świadczenia pochodzenia	(537)	(1 259)
Rezerwa na koszty umorzenia świadczeń pochodzenia	185 447	93 088
Rezerwa na świadczenia pochodzenia energii	113 167	65 611

16. Rezerwy na zobowiązania i inne obciążenia**Rezerwa na przewidywane straty z tytułu postępowań o odszkodowania**

	30.06.2010	31.12.2009
Stan na początek okresu	42 338	42 268
Zwiększenie istniejących rezerw	1 226	3 898
Zmniejszenie rezerw	(669)	(3 828)
Stan na dzień bilansowy	42 895	42 338

Inne rezerwy

	30.06.2010	31.12.2009
Stan na początek okresu	-	1 609
Zwiększenie istniejących rezerw	-	315
Zmniejszenie rezerw	-	(1 924)
Stan na dzień bilansowy	-	-

Rezerwy na zobowiązania wycenia się w uzasadnionej, wiarygodnie oszacowanej wartości. Imiennie tworzone są rezerwy na przewidywane straty związane z sądowym powództwem zgłoszonym przeciwko Spółce. Rezerwy te tworzone są w wysokości roszczenia, z uwzględnieniem ustalonego na podstawie oceny prawnej prawdopodobieństwa przegranej. Koszt ich utworzenia ujmowany jest w pozostałych kosztach operacyjnych. Opis istotnych roszczeń oraz zobowiązania warunkowe z tego tytułu zostały przedstawione w nocie 21.2.

W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2010 r. rezerwa na przewidywane straty z tytułu postępowań o odszkodowania zwiększyła się o 557 tys. zł. (w okresie 12 miesięcy zakończonym 31 grudnia 2009 r. rezerwa na przewidywane straty z tytułu postępowań sądowych i inne rezerwy zmniejszyły się o 1 539 tys. zł.)

17. Dywidenda

W dniu 20 kwietnia 2010 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. podjęło uchwałę nr 7 w sprawie podziału zysku netto za okres sprawozdawczy od 1 stycznia 2009 r. do 31 grudnia 2009 r., zgodnie z którą przeznaczono na wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy kwotę 167.748 tys. zł (dywidenda na jedną akcję wyniosła 0,38 zł). Do dnia 30 czerwca 2010 r. dywidenda została wypłacona akcjonariuszom.

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

ENEA S.A. na mocy Ustawy z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, dokonywała kwartalnie wpłaty z zysku (definiowanego jako zysk brutto pomniejszony o wartość bieżącego podatku dochodowego) w wysokości 15%, która prezentowana jest jako wypłata dywidendy. Spółka przestała podlegać powyższemu obowiązkowi od końca miesiąca, w którym nastąpiła rejestracja podwyższenia kapitału w wyniku przeprowadzonej w 2008 r. publicznej emisji akcji (13 stycznia 2009), t.j. od 1 lutego 2009 r.

18. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Spółka zawiera transakcje z następującymi podmiotami powiązanymi:

(i) Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej ENEA S.A.

	30.06.2010	31.12.2009
Wartość zakupu, w tym:	1 767 756	4 569 444
zakupy inwestycyjne	2 530	23 861
zakupy materiałów	352	717
zakupy usług	858 752	2 168 382
Pozostałe (w tym energia)	906 122	2 376 484
Wartość sprzedaży, w tym:	158 509	402 142
sprzedaż energii	153 945	385 107
sprzedaż materiałów i towarów	-	-
sprzedaż usług	637	1 579
pozostała	3 927	15 456
	30.06.2010	31.12.2009
Należności	159 793	61 291
Zobowiązania	409 446	556 104

(ii) Transakcje zawarte pomiędzy Spółką a Członkami Władz Grupy, które podzielić należy na trzy kategorie:

- wynikające z zawartych umów o pracę z Członkami Zarządu Jednostki Dominującej oraz dotyczące powołania na Członków Rad Nadzorczych,
- dotyczące udzielonych pożyczek z ZFŚS dla Członków Zarządu Jednostki Dominującej oraz Członków Rady Nadzorczej, będących pracownikami ENEA S.A.,
- wynikające z innych umów o charakterze cywilno – prawnym.

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

W zakresie pierwszej z wymienionych kategorii kwotę transakcji zobrazowano w poniższej tabeli:

Tytuł	Zarząd Spółki		Rada Nadzorcza Spółki	
	01.01.2010 - 30.06.2010	01.01.2009 - 30.06.2009	01.01.2010 - 30.06.2010	01.01.2009 - 30.06.2009
Wynagrodzenia z tytułu umowy o pracę	607	551	-	-
Wynagrodzenia z tytułu powołania do organów zarządzających lub nadzorujących	-	-	208	74
Wynagrodzenie z tytułu pełnienia funkcji w radach nadzorczych jednostek zależnych	148	159	-	-
Wynagrodzenia z tytułu pozostałych świadczeń pracowniczych w tym: (ulgowa odpłatność za energię elektryczną)	91	28	-	-
RAZEM	846	738	208	74

Członkowie Zarządu oraz Rady Nadzorczej w zakresie wysokości wynagrodzeń podlegają przepisom Ustawy z dnia 3 marca 2000 r. o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi. Zgodnie z jej zapisami maksymalne wynagrodzenie miesięczne nie może przekroczyć sześciokrotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w czwartym kwartale roku poprzedniego ogłoszonego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Wysokość nagrody rocznej nie może przekroczyć trzykrotności ich przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w roku poprzedzającym przyznanie nagrody.

Transakcje dotyczące pożyczek z Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych przedstawiono w tabeli poniżej:

Lp.	Organ	Stan na dzień	Udzielono od	Spląty do dnia	Stan na dzień
		01.01.2010	dnia 01.01.2010	30.06.2010	30.06.2010
1.	Zarząd	21	-	(21)*	-
2.	Rada Nadzorcza	29	10	(7)	32
	RAZEM	50	10	(28)	32

Lp.	Organ	Stan na dzień	Udzielono od	Spląty do dnia	Stan na dzień
		01.01.2009	dnia 01.01.2009	31.12.2009	31.12.2009
1.	Zarząd	42	-	(21)**	21
2.	Rada Nadzorcza	7	47	(25)	29
	RAZEM	49	47	(46)	50

* - 21 tys. zł dotyczy wyeliminowania z prezentacji pożyczki Piotra Koczorowskiego odwołanego z funkcji Członka Zarządu z dniem 16 kwietnia 2010 r.

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

** - 18 tys. zł dotyczy wyeliminowania z prezentacji pożyczki Czesława Koltermana odwołanego z funkcji Członka Zarządu z dniem 1 września 2009 r.

Inne transakcje, wynikające z umów cywilno-prawnych zawartych pomiędzy ENEA S.A. a Członkami Władz Spółki dotyczą wyłącznie wykorzystania samochodów służbowych dla celów prywatnych przez Członków Zarządu ENEA S.A.

(iii) Transakcje z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa Rzeczypospolitej Polskiej

ENEA S.A. zawiera również transakcje handlowe z jednostkami administracji państwowej i samorządowej oraz podmiotami będącymi własnością Skarbu Państwa Rzeczypospolitej Polskiej.

Przedmiotem tych transakcji są głównie:

- zakupy energii elektrycznej oraz praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii w zakresie energii odnawialnej oraz energii produkowanej w kogeneracji z ciepłem, które realizowane są od spółek zależnych od Skarbu Państwa oraz
- sprzedaż energii elektrycznej, usługi dystrybucyjnej i pozostałych powiązanych z tym opłat, którą Spółka realizuje zarówno dla organów administracji państwowej, samorządowej (sprzedaż odbiorcom końcowym) jak i spółek zależnych od Skarbu Państwa (sprzedaż hurtowa oraz detaliczna – odbiorcom końcowym).

Transakcje te przeprowadzane są na zasadach rynkowych a warunki nie odbiegają od stosowanych w transakcjach z innymi podmiotami. Spółka nie prowadzi ewidencji umożliwiającej agregowanie wartości wszystkich transakcji realizowanych ze wszystkimi instytucjami państwowymi oraz podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa, dlatego wykazane w niniejszym skróconym śródrocznym jednostkowym sprawozdaniu finansowym obroty i salda transakcji z jednostkami powiązanymi nie zawierają danych dotyczących transakcji z podmiotami zależnymi od Skarbu Państwa.

19. Przyszłe zobowiązania wynikające z kontraktów zawartych na dzień bilansowy

Umowne zobowiązania zaciągnięte na dzień bilansowy, lecz jeszcze nie ujęte w bilansie wynoszą:

	30.06.2010	31.12.2009
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych	10 496	13 053
Nabycie wartości niematerialnych	160	160
	10 656	13 213

20. Objasnienia dotyczące sezonowości lub cykliczności działalności Spółki

Sprzedaż energii elektrycznej w ciągu roku podlega wahaniom sezonowym. Sprzedaż energii wzrasta w miesiącach zimowych i spada w miesiącach letnich. Uzależnione jest to od temperatury otoczenia oraz długości dnia. Zakres tych wahań wyznaczają niskie temperatury oraz krótsze dni zimą oraz wyższe temperatury i dłuższe dni latem. Sezonowość sprzedaży energii w znacznie większym stopniu dotyczy drobnych odbiorców (stanowią oni 43,89 % wartości sprzedaży), aniżeli odbiorców z sektora przemysłowego.

21. Zobowiązania warunkowe oraz postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

21.1 Udzielone przez Spółkę poręczenia kredytów i pożyczek oraz gwarancje

Zestawienie udzielonych gwarancji i poręczeń wg stanu na dzień 30 czerwca 2010 r.

L.p.	Nazwa podmiotu, któremu udzielono gwarancji lub poręczenia	Łączna kwota zobowiązań, która została poręczona lub gwarantowana	Okres, na jaki udzielono poręczenia / gwarancji	Charakter powiązań między Spółką a podmiotem, który zaciągnął zobowiązanie
1.	EP Zakład Transportu Sp. z o.o.	203 tys. PLN (49 tys. EUR)	31-08-2017	spółka zależna

Zestawienie udzielonych gwarancji i poręczeń wg stanu na dzień 31 grudnia 2009 r.

L.p.	Nazwa podmiotu, któremu udzielono gwarancji lub poręczenia	Łączna kwota zobowiązań, która została poręczona lub gwarantowana	Okres, na jaki udzielono poręczenia / gwarancji	Charakter powiązań między Spółką a podmiotem, który zaciągnął zobowiązanie
1.	EP Zakład Transportu Sp. z o.o.	201 tys. PLN (49 tys. EUR)	31-08-2017	spółka zależna

W okresie sprawozdawczym Spółka nie udzieliła gwarancji lub poręczeń kredytu lub pożyczki.

21.2 Postępowania toczące się przed sądami powszechnymi

Postępowania z powództwa Spółki

Postępowania wszczynane przed sądami powszechnymi z powództwa ENEA S.A. dotyczą dochodzenia należności z tytułu dostarczania energii elektrycznej (tzw. sprawy za energię) oraz dochodzenia należności z innych tytułów – nielegalnego poboru energii elektrycznej, przyłączy do sieci i innych usług specjalistycznych wykonywanych przez Spółkę (tzw. sprawy za nie energię).

Na dzień 30 czerwca 2010 r. przed sądami powszechnymi toczyło się łącznie 5.211 spraw z powództwa Spółki na łączną kwotę 14 887 tys. zł. (na 31 grudnia 2009 toczyło się 5.054 spraw na łącznej wartości 12 435 tys. zł.) Wynik żadnej ze spraw nie jest istotny dla wyniku finansowego Spółki.

Postępowania przeciwko Spółce

Postępowania przeciwko Spółce wszczynane są zarówno z powództwa osób fizycznych, jak i prawnych. Dotyczą one m.in. kwestii takich jak: odszkodowania za przerwy w dostawach energii, ustalenie, czy miał miejsce nielegalny pobór energii oraz odszkodowania za korzystanie przez Spółkę z nieruchomości, na których znajdują się urządzenia elektroenergetyczne. Za szczególnie istotne Spółka uznaje powództwa dotyczące bezumownego korzystania z nieruchomości niebędących własnością Spółki (nota 26.5).

Na dzień 30 czerwca 2010 roku przed sądami powszechnymi toczyło się łącznie 123 spraw przeciwko Spółce na łączną kwotę 9 890 tys. zł (odpowiednio na 31 grudnia 2009 toczyło się 126 spraw o łącznej wartości 11 835 tys. zł). Rezerwy związane z tymi sprawami sądowymi prezentowane są w notcie 20.

21.3 Postępowania arbitrażowe

Na dzień 30 czerwca 2010 r. nie toczyły się żadne postępowania przed organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych.

21.4 Postępowania toczące się przed organami administracji publicznej

Decyzją Prezesa UOKiK z dnia 12 września 2008 r. kończącą postępowanie w sprawie obciążania odbiorców energii dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 roku, ENEA S.A. została zobowiązana do zapłaty kary pieniężnej w wysokości 160 tys. złotych. Spółka złożyła odwołanie od przedmiotowej decyzji w dniu 30 września 2008 r. Dnia 31 sierpnia 2009 r. Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów obniżył karę pieniężną nałożoną na Spółkę do kwoty 10 tys. zł. . W dniu 25 września 2009 roku ENEA złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie apelację od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wnosząc o uchylenie decyzji w całości. W dniu 27 kwietnia 2010 r. Sąd uchylił wyrok i skierował sprawę do ponownego rozpatrzenia.

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

W dniu 27 listopada 2008 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w 2006 roku i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 7.594 tys. zł. W dniu 17 grudnia 2008 roku ENEA złożyła odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 15 grudnia 2009 roku Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał korzystny dla ENEA wyrok, zmieniając decyzję Prezesa URE z dnia 27 listopada 2008 roku i umarzając postępowanie administracyjne. Do przedmiotowej decyzji Sądu Prezes URE wniósł apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie. Na dzień 30 czerwca 2010 r. ENEA utworzyła rezerwę na powyższą karę w pełnej wysokości.

W dniu 28 grudnia 2009 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w I półroczu 2007 roku i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 2.150 tys. zł. W dniu 19 stycznia 2010 roku ENEA odwołała się od decyzji Prezesa URE do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Na dzień 30 czerwca 2010 r. ENEA utworzyła rezerwę na powyższą karę w pełnej wysokości.

21.5 Ryzyko związane ze stanem uregulowania sytuacji prawnej nieruchomości wykorzystywanych przez Spółkę

Ryzyko związane ze stanem uregulowania sytuacji prawnej nieruchomości wykorzystywanych przez Spółkę (obecnie wykorzystywanych przez ENEA Operator Sp. z o.o.) wynika z faktu, że Spółka nie dla wszystkich obiektów posiadała tytuł prawny do korzystania z gruntów, na których są usytuowane sieci przesyłowe oraz związane z nimi urządzenia. W przyszłości Spółka może być zobowiązana do ponoszenia kosztów z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości, które miało miejsce w latach ubiegłych do momentu wyodrębnienia ENEA Operator Sp. z o.o.

Brak uregulowanego stanu prawnego nieruchomości powoduje zagrożenie powstania dodatkowych kosztów związanych z żądaniami wypłaty odszkodowań za tzw. bezumowne korzystanie z gruntu, czynszu dzierżawnego lub wyjątkowo, w pojedynczych przypadkach z żądaniami związanymi ze zmianą lokalizacji obiektu (przywrócenie gruntu do stanu pierwotnego).

Roszczenia kierowane w stosunku do Spółki mają w tym przypadku charakter roszczeń o zapłatę (odszkodowanie za bezumowne korzystanie z nieruchomości, za zmniejszenie wartości nieruchomości, za utracone korzyści) oraz roszczeń o zaniechanie naruszeń posiadania (żądanie usunięcia urządzenia).

Rozstrzygnięcia sądowe zapadające w tych sprawach są o tyle istotne, że w znaczący sposób wpływają zarówno na kształtowanie postępowania Spółki wobec osób zgłaszających roszczenia przedsądowe w związku z urządzeniami zlokalizowanymi na ich nieruchomościach w przeszłości, jak i na sposób regulowania stanu prawnego tych urządzeń w przypadku nowych inwestycji.

ENEA S.A.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe ENEA S.A. za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2010r.

(wszystkie kwoty wyrażone są w tys. złotych, o ile nie podano inaczej)

Spółka utworzyła rezerwę na wszystkie zgłoszone do Spółki roszczenia właścicieli nieruchomości, przy których znajdują się sieci przesyłowe i urządzenia z nimi związane uwzględniając najbardziej właściwy, w ocenie Zarządu szacunek nakładów niezbędnych do uregulowania roszczenia. Od momentu wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego roszczenia kierowane są również do ENEA Operator Sp. z o.o..do którego obecnie należą sieci przesyłowe i związane z nimi urządzenia.

Spółka nie tworzy rezerwy na potencjalne niezgłoszone roszczenia właścicieli gruntów o nieuregulowanym statusie korzystania z tych gruntów..Potencjalne kwoty roszczeń z tego tytułu mogą być istotne dla Spółki, biorąc pod uwagę powierzchnię gruntów o nieuregulowanym statusie prawnym. Spółka nie posiada ewidencji oraz znajomości ich statusu prawnego i w związku z tym nie jest w stanie wiarygodnie oszacować maksymalnej kwoty potencjalnych roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z obcych gruntów.

21.6 Ryzyko związane z partycypacją w kosztach korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych

Z powodu braku uregulowań prawnych na dzień 30 czerwca 2010 r. nie zostały ujęte w księgach rezerwy na potencjalne roszczenia z tytułu korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych stanowiących własność Spółki. W dniu 29 listopada 2006 r. odbyło się spotkanie zainicjowane przez Ministra Środowiska z udziałem przedstawicieli Lasów Państwowych, Ministerstwa Skarbu Państwa, PSE-Operator Sp. z o.o. oraz reprezentującego interes spółek dystrybucyjnych Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Propozycja Lasów Państwowych zmierzająca do zawierania umów dzierżawy terenów pod liniami nie została przyjęta i uznano za konieczne wypracowanie rozwiązania systemowego na gruncie stosownych zmian legislacyjnych. Oszacowanie wartości rezerwy na partycypowanie w kosztach Lasów Państwowych z tytułu podatku od nieruchomości od gruntów Skarbu Państwa na dzień dzisiejszy nie jest możliwe. Biorąc pod uwagę powierzchnię gruntów, ewentualne zobowiązania z tego tytułu mogą być istotne.

Niezależnie od wspomnianych powyżej działań w celu systemowego uregulowania stosunków prawnych nieruchomości Lasów Państwowych, pojedyncze nadleśnictwa zgłosiły roszczenia wobec Spółki o odszkodowania z tytułu bezumownego korzystania z gruntów przez Spółkę. Roszczenia te są ujęte w rezerwie, o której mowa w notcie 16.

22. Rozpoczęcie rozmów w sprawie nabycia Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.

W 2008 roku ENEA S.A. rozpoczęła rozmowy z zarządcą masy upadłości Elektrim S.A. w sprawie nabycia 45,95% akcji Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. (ZE PAK). Złożenie przez Spółkę oferty wiązało się jednak ze spełnieniem szeregu warunków, w tym między innymi przeprowadzenia satysfakcjonującego badania stanu prawnego, finansowego, podatkowego, technicznego, środowiskowego i operacyjnego ZE PAK i jego grupy kapitałowej, uzgodnienia wszystkich warunków umowy sprzedaży oraz satysfakcjonującego rozwiązania kwestii roszczeń złożonych przez wierzycieli Elektrim S.A. do akcji ZE PAK. Po przeprowadzeniu analizy due diligence spółki, ENEA S.A. zrezygnowała z udziału w dalszym etapie przetargu ogłoszonego przez MSP.

23. Działania zmierzające do nabycia podmiotu zajmującego się wydobywaniem węgla kamiennego

Spółka prowadziła działania zmierzające do nabycia zorganizowanej części przedsiębiorstwa Kopalni Węgla Kamiennego „Brzeszcze – Silesia” Ruch II Silesia i złożyła dotychczasowemu właścicielowi niewiążącą ofertę nabycia. Na dzień sporządzenia niniejszego jednostkowego sprawozdania finansowego Zarząd ENEA S.A. podjął decyzję o odstąpieniu od procesu nabycia części przedsiębiorstwa Kompanii Węglowej S.A. pod nazwą Ruch II Silesia KWK „Brzeszcze-Silesia”. ENEA S.A. nie wyklucza dalszych rozmów i ustanowienia nowych ram współpracy z Kompanią Węglową, która jest właścicielem kopalni KWK Silesia. W przypadku kopalni KWK Silesia proces decyzyjny jest kontynuowany, a ENEA S.A. rozważa możliwości innych form inwestycji.

24. Negocjacje w sprawie nabycia akcji

W dniu 28 czerwca 2010 r. Minister Skarbu Państwa z siedzibą w Warszawie, działając w imieniu Skarbu Państwa zgodnie z Ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji (z.U.z 2002 r. nr 171, poz. 1397, ze zmianami) o szczegółowym trybie zbywania akcji Skarbu Państwa (Dz.U.z 2009 r. nr 34, poz. 264), zaprosił inwestorów do negocjacji w sprawie kupna 51% akcji ENEA S.A. Skarb Państwa chce sprzedać 225.135.940 akcji o wartości nominalnej 1 złoty każda. Skarb Państwa ma obecnie 60,43% akcji Spółki, ale 9,43% stanowią akcje pracownicze.

Termin składania pisemnych odpowiedzi na publiczne zaproszenie do negocjacji w sprawie nabycia akcji przez potencjalnych inwestorów, którzy odebrali Memorandum Inwestycyjne upływa 28 lipca 2010 roku. Dnia 23 lipca Minister Skarbu Państwa poinformował, że termin składania odpowiedzi został przedłużony do dnia 13 sierpnia 2010 r.

25. Zdarzenia po dacie bilansu

Dnia 1 lipca 2010 r. nastąpiło połączenie spółek zależnych ENEA S.A.: Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku (spółka przejmująca) oraz EnergoPartner Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu (spółka przejmowana). W wyniku połączenia powstał jeden podmiot pod firmą Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej ENEA w I półroczu 2010 r.

Poznań, 27 sierpnia 2010 r.

Spis treści:

1. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta oraz skutki zmian w strukturze Grupy Kapitałowej.	4
1.1. Skład Grupy Kapitałowej ENEA.	4
1.2. Charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej.	9
1.3. Opis struktury głównych lokat i inwestycji kapitałowych.	10
1.4. Opis zmian w organizacji oraz zasadach zarządzania Grupą Kapitałową.	12
2. Działalność Grupy Kapitałowej ENEA.	13
2.1. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach.	13
2.2. Rynki zbytu.	14
2.3. Rynki zaopatrzenia.	16
2.4. Informacje o zawartych umowach.	17
2.4.1. Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA.	17
2.4.2. Informacje o istotnych transakcjach z podmiotami powiązanymi.	18
2.4.3. Zaciągnięte i wypowiedziane umowy kredytów i pożyczek.	18
2.4.4. Udzielone pożyczki.	19
2.4.5. Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje.	20
2.5. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA.	21
2.5.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w sprawozdaniu finansowym.	21
2.5.1.1. Wyniki finansowe.	21
2.5.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu.	23
2.5.1.3. Sytuacja pieniężna.	25
2.5.1.4. Analiza wskaźnikowa.	26
2.5.2. Prognozy wyników finansowych.	27
2.5.3. Zarządzanie zasobami finansowymi.	27
2.5.4. Informacja o instrumentach finansowych.	28
2.6. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w I półroczu 2010 r. w porównaniu do I półroczu 2009 r.	29
2.7. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w I półroczu 2010 r. w porównaniu do I półroczu 2009 r.	31
2.8. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Koźienice w I półroczu 2010 r. w porównaniu do I półroczu 2009 r.	33
3. Opis perspektyw rozwoju oraz podstawowych zagrożeń i ryzyk związanych z pozostałymi miesiącami roku obrotowego.	35
3.1. Regulacje prawne i taryfy.	36
3.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej.	37
3.3. Dostawy i ceny węgla kamiennego oraz innych paliw.	37
3.4. Obowiązki w zakresie uzyskania świadectw pochodzenia energii.	38
3.5. Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe.	39
3.6. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT).	39
3.7. Wartość regulacyjna aktywów.	41
3.8. Ryzyka związane z procesem wytwarzania.	43
3.9. Obsługa klientów.	43
3.10. Ryzyka związane z dystrybucją energii.	43
3.11. Liberalizacja rynku sprzedaży energii elektrycznej.	43
3.12. Nabywanie energii od podmiotów zewnętrznych.	44
3.13. Dominująca pozycja na rynku lokalnym.	44
3.14. Koncesje.	44
3.15. Transport węgla kamiennego.	45
3.16. Realizacja strategii.	45

3.17. Rezultat synergii	46
3.18. Modernizacja aktywów wytwórczych.....	46
3.19. Wystąpienie siły wyższej i awarie.....	47
3.20. Ochrona środowiska.....	47
3.21. Ubezpieczenie działalności.....	49
3.22. Kadra kierownicza.....	50
3.23. Spory i porozumienia zbiorowe.	50
3.24. Postępowania sądowe i administracyjne.....	51
3.25. Ryzyko związane z przyłączeniem odnawialnych źródeł energii.....	53
3.26. Nieruchomości.	53
3.27. Organizacje związkowe.	54
3.28. Modernizacja i rozwój	55
3.29. Czynniki związane z działalnością gospodarczą.....	55
3.30. Zarys strategii rozwoju.	56
3.31. Planowane nakłady inwestycyjne.	58
3.32. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych.	60
3.33. Opis wykorzystania wpływów z emisji akcji.....	60
4. Władze ENEA S.A.....	61
4.1. Skład osobowy.	61
4.2. Wykaz akcji i udziałów podmiotów z Grupy Kapitałowej ENEA w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących.	61
5. Struktura kapitału zakładowego oraz akcjonariatu ENEA S.A.....	61
5.1. Struktura kapitału zakładowego.....	61
5.2. Struktura akcjonariatu.	62
6. Opis zasad sporządzania półrocznego skróconego sprawozdania finansowego oraz skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego	63
7. Pozostałe informacje.	75
7.1. Podmiot uprawniony do badania dokonujący przeglądu sprawozdań finansowych.	75
7.2. Inne informacje, które są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego Emitenta i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Emitenta.	75
7.2.1. OCHRONA ŚRODOWISKA – raport za 2008 r.	75
7.2.2. OCHRONA ŚRODOWISKA – raport za 2009 r.	81
7.3 Informacja o transakcjach zabezpieczających ryzyko walutowe.....	91
7.4 Struktura zatrudnienia w GK ENEA.....	91
7.5. Nagrody, wyróżnienia, osiągnięcia.	92

1. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta oraz skutki zmian w strukturze Grupy Kapitałowej.

1.1. Skład Grupy Kapitałowej ENEA.

Na dzień 30.06.2010 r. Grupa Kapitałowa składała się z jednostki dominującej ENEA S.A. („Spółka”, „Jednostka Dominująca”), 24 spółek zależnych oraz trzech spółek stowarzyszonych. W obrębie Grupy Kapitałowej ENEA („Grupa”) są trzy wiodące podmioty, tj. spółki: ENEA S.A. (obróć energią elektryczną), ENEA Operator Sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej) oraz Elektrownia „Kozienice” S.A. (wytwarzanie energii elektrycznej). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek.

Informacje ogólne o ENEA S.A.:

Nazwa (firma):	ENEA Spółka Akcyjna
Forma prawna:	Spółka Akcyjna
Kraj siedziby:	Rzeczpospolita Polska
Siedziba:	Poznań
Adres:	ul. Nowowiejskiego 11, 60-967 Poznań
Krajowy Rejestr Sądowy – Sąd Rejonowy w Poznaniu	KRS 0000012483
Numer telefonu:	(+48 61) 856 10 00
Numer faksu:	(+48 61) 856 11 17
E-mail:	enea@enea.pl
Strona internetowa:	www.enea.pl
Numer klasyfikacji statystycznej (REGON):	630139960
Numer klasyfikacji podatkowej (NIP):	777-00-20-640

Poza działalnością prowadzoną przez jednostkę dominującą (obejmującą obrót energią elektryczną) Grupa Kapitałowa ENEA prowadzi następujące działalności:

1. **ENEA Operator Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu. Podstawowym przedmiotem działalności jest dystrybucja energii elektrycznej prowadzona od dnia 1 lipca 2007 r. w oparciu o koncesję wydaną w dniu 28 czerwca 2007 r. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na okres od 1 lipca 2007 r. do 1 lipca 2017 r. Jednocześnie w dniu 30 czerwca 2007 r. Prezes URE wyznaczył ENEA Operator Sp. z o.o. na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres obowiązywania koncesji.
2. **Elektrownia „Kozienice” S.A.** z siedzibą w Świerżach Górnych. Podstawowym przedmiotem działalności Elektrowni „Kozienice” S.A. jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła skojarzonego z wytwarzaniem energii elektrycznej.
3. **ENERGOMIAR Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu zajmująca się produkcją zegarów astronomicznych, konserwacją, montażem, legalizacją i wzorcowaniem liczników energii elektrycznej, odczytami poboru energii elektrycznej oraz usługami radiowego sterowania mocą
4. **BHU S.A.** z siedzibą w Poznaniu prowadząca handel urządzeniami, sprzętem i materiałami elektroenergetycznymi.
5. **Hotel EDISON Sp. z o.o.** z siedzibą w Baranowie prowadząca działalność hotelarską, gastronomiczną, szkoleniową, wczasową i rekreacyjno-sportową.
6. **Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, powołana do prowadzenia samochodowych usług transportowych i warsztatowych.
7. **Energetyka Wysokich i Najwyższych Napięć EWiNN Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu świadcząca kompleksowe usługi eksploatacyjne, remontowe, modernizacyjne oraz inwestycyjne w zakresie urządzeń oraz sieci energetycznych wysokich i najwyższych napięć.
8. **COGEN Sp. z o.o.** z siedzibą w Pile, zajmująca się wytwarzaniem skojarzonej energii elektrycznej i cieplnej, przy wykorzystaniu bloków siłowniano - ciepłowniczych.

9. **EnergPartner Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, zajmująca się rozwojem działalności w zakresie wytwarzania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych poprzez realizację projektów parków wiatrowych.
10. **Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o.** z siedzibą w Gronówku, spółka zajmująca się projektowaniem, budową, modernizacją i eksploatacją sieci elektroenergetycznych i związanych z nimi urządzeń.
11. **ENERGO-TOUR Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, oferująca usługi hotelarskie, gastronomiczne, organizowanie wczasów, obozów, kolonii, usługi turystyczne oraz związane z ochroną zdrowia.
12. **Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Sp. z o.o.** z siedzibą w Inowrocławiu, prowadząca działalność w zakresie ochrony zdrowia i rehabilitacji.
13. **Elektrownie Wodne Sp. z o.o.** z siedzibą w Samociążku, zajmująca się wytwarzaniem energii elektrycznej i usługami w zakresie eksploatacji elektrowni wodnych.
14. **Zakład Usług Przewozowych ENERGOTRANS Sp. z o.o.** z siedzibą w Gorzowie Wlkp., świadcząca usługi transportowe i serwisowe, obsługę i naprawę pojazdów mechanicznych.
15. **Eneos Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, zajmująca się eksploatacją i konserwacją oświetlenia ulicznego.
16. **ENTUR Sp. z o.o.** z siedzibą w Szczecinie, prowadząca działalność wypoczynkową, hotelarską, turystyczną, gastronomiczną oraz świadcząca usługi w zakresie ochrony zdrowia.
17. **ITSERWIS Sp. z o.o.** z siedzibą w Zielonej Górze, prowadząca działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej i bezprzewodowej oraz działalność usługową w zakresie technologii informatycznych i komputerowych, a także sprzedaż hurtową i detaliczną sprzętu elektronicznego i telekomunikacyjnego, komputerów, i oprogramowania.
18. **Auto-Styl Sp. z o.o.** z siedzibą w Zielonej Górze, zajmująca się sprzedażą detaliczną pojazdów mechanicznych, akcesoriów, paliw, obsługą i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu.
19. **Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o.** z siedzibą w Pile zajmująca się wytwarzaniem, przesyłem oraz dystrybucją energii cieplnej.
20. **Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.** z siedzibą w Obornikach zajmująca się wytwarzaniem, przesyłem oraz dystrybucją energii cieplnej.
21. **Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej - Gozdnicza Sp. z o.o.** z siedzibą w Gozdnicy, zajmująca się wytwarzaniem energii cieplnej oraz jej przesyłaniem i dystrybucją.
22. **Kozienice II Sp. z o.o.** z siedzibą w Świerżach Górnych. Spółka utworzona w 2008 roku, której głównym przedmiotem działalności jest budowa dwóch bloków energetycznych o łącznej mocy do 2000 MW dla Elektrowni „Kozienice” S.A.
23. **Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. w likwidacji** z siedzibą w Poznaniu zajmująca się dotychczas usługami związanymi z doradztwem, projektowaniem, budową, eksploatacją, serwisem, pomiarami i handlem w zakresie teleinformatyki. W dniu 1.05.2010 r. Spółka została postawiona w stan likwidacji.
24. **FINEA Sp. z o.o. w likwidacji** z siedzibą w Poznaniu, świadczyła dotychczas usługi związane z windykacją należności na rzecz podmiotów GK ENEA. Spółka po zmianie przedmiotu działalności miała zająć się wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją i handlem energią elektryczną i paliwami gazowymi pochodzącymi ze źródeł odnawialnych (OZE) z wykorzystaniem technologii biogazowych, jednak w związku ze zmianą koncepcji w tym zakresie, w dniu 11.06.2010 r. Spółka została postawiona w stan likwidacji.

W odniesieniu do podmiotów stowarzyszonych prowadzona jest działalność w następującym zakresie:

1. **Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych „WIRBET” S.A.** z siedzibą w Ostrowie Wielkopolskim - zajmująca się produkcją prefabrykowanych elementów betonowych a w szczególności żerdzi betonowych oraz galanterii betonowej.
2. **Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie S.A.** z siedzibą w Śremie - zajmujące się produkcją i dystrybucją energii cieplnej.
3. **Elektrociepłownia Białystok S.A.** z siedzibą w Białymstoku - zajmuje się produkcją energii cieplnej i elektrycznej.

Spółki zależne.

Grupa Kapitałowa ENEA obejmuje 24 spółki zależne, w których ENEA S.A. posiada udziały lub akcje o łącznej nominalnej wartości 5.559.155,9 tys. zł, co stanowiło na dzień 30.06.2010 r. 99,47% łącznej nominalnej wartości kapitałów zakładowych tych spółek, wynoszącej 5.588.548,4 tys. zł.

Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym spółek zależnych.

L.P.	Nazwa i adres Spółki	Kapitał zakładowy Spółki - wartość nominalna [w tys. zł]	Udział ENEA S.A. [w tys. zł]	Udział % ENEA S.A. w kapitale i prawie głosu
1	BHU Spółka Akcyjna ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	14 062,20	12 842,20	91,32
2	Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. w likwidacji, ul. Dziadoszańska 10, 61-248 Poznań od dn. 02.08.2010r. ul. Św. Wojciecha 7/9, 61-749 Poznań	1 973,70	1 973,70	100,00
3	Hotel EDISON Sp. z o.o. Baranowo k/Poznania, 62-081 Przeźmierowo	21 236,50	21 236,50	100,00
4	Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	4 975,50	4 975,50	100,00
5	Energetyka Wysokich i Najwyższych Napięć EWINN Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	2 447,00	2 447,00	100,00
6	ENERGOMIAR Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	2 749,00	2 749,00	100,00
7	COGEN Sp. z o.o. ul. Kaczorska 20, 64-920 Piła	2 372,50	2 372,50	100,00
8	Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. Gronówko 30, 64-111 Lipno k/Leszna	5 676,00	5 676,00	100,00
9	EnergPartner Sp. z o.o. ul. Warszawska 43, 61-028 Poznań	11 100,00	11 100,00	100,00
10	ENERGO-TOUR Sp. z o.o. ul. Marcinkowskiego 27, 61-745 Poznań	9 543,00	9 535,00	99,92
11	ENEA Operator Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	4 678 050,00 *	4 678 050,00	100,00
12	Elektrownia „Kozienice” S.A. Świerże Górne, gmina Kozienice, 26-900 Kozienice 1	450 000,00**	450 000,00	100,00
13	ITSERWIS Sp. z o. o. ul. Zacisze 28, 65-775 Zielona Góra	6 364,00	6 364,00	100,00
14	Auto-Styl Sp. z o.o. ul. Zacisze 15, 65-775 Zielona Góra	2 200,00	2 200,00	100,00
15	FINEA Sp. z o.o. w likwidacji ul. Warszawska 43, 60-028 Poznań	5 323,00	5 323,00	100,00
16	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej - Gozdnica Sp. z o.o. ul. Świerczewskiego 30, 68-130 Gozdnica	340,00	340,00	100,00
17	Eneos Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	19 559,00	19 559,00	100,00
18	ENTUR Sp. z o. o. ul. Malczewskiego 5/7 71-616 Szczecin	4 134,50	4 134,50	100,00
19	Elektrownie Wodne Sp. z o.o. Samociążek 92, 86-010 Koronowo	205 020,00	205 020,00	100,00

20	Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Sp. z o.o. ul. Wilkońskiego 2, 88-100 Inowrocław	17 448,00	17 438,00	99,94
21	Zakład Usług Przewozowych ENERGOTRANS Sp. z o.o. ul. Energetyków 4, 66-400 Gorzów Wielkopolski	1 385,00	1 385,00	100,00
22	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. ul. Wybudowanie 56, 64-600 Oborniki	5 182,50	4 560,00	87,99
23	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. ul. Kaczorska 20, 64-920 Piła	27 407,00	17 375,00	63,40
24	Kozienice II Sp. z o.o. Świerże Górne, gmina Kozienice, Kozienice 1	90 000,00	72 500,00	80,56
	OGÓLEM	5 588 548,40	5 559 155,90	99,47

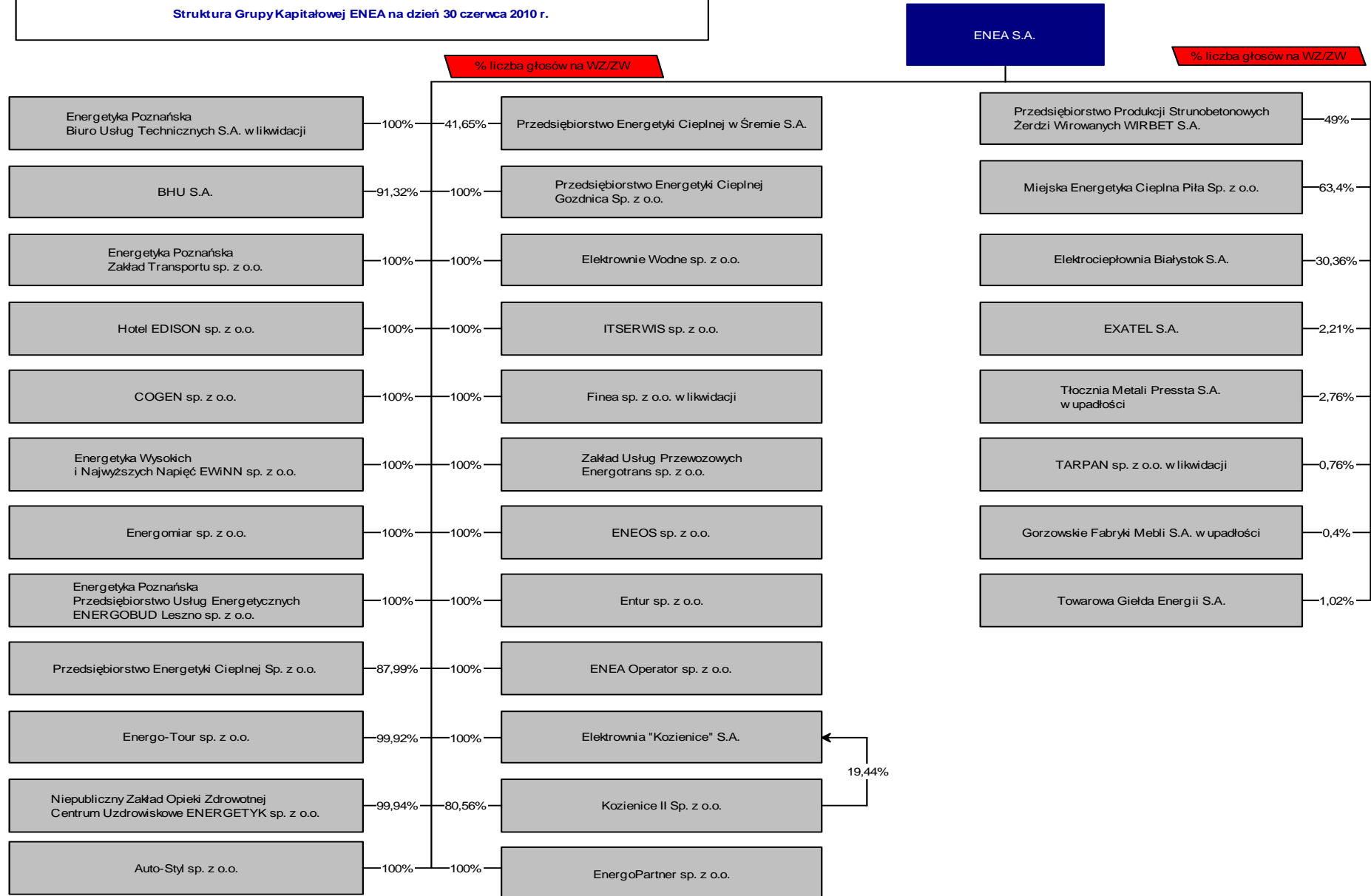
* - Kapitał zakładowy zgodnie ze statutem i KRS. W sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF UE kapitał zakładowy wykazany jest po korektach kapitału z rozliczenia aportu.

** - Kapitał zakładowy zgodnie ze statutem i KRS. W sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF UE kapitał zakładowy wykazany jest po korektach z tytułu hiperinflacji.

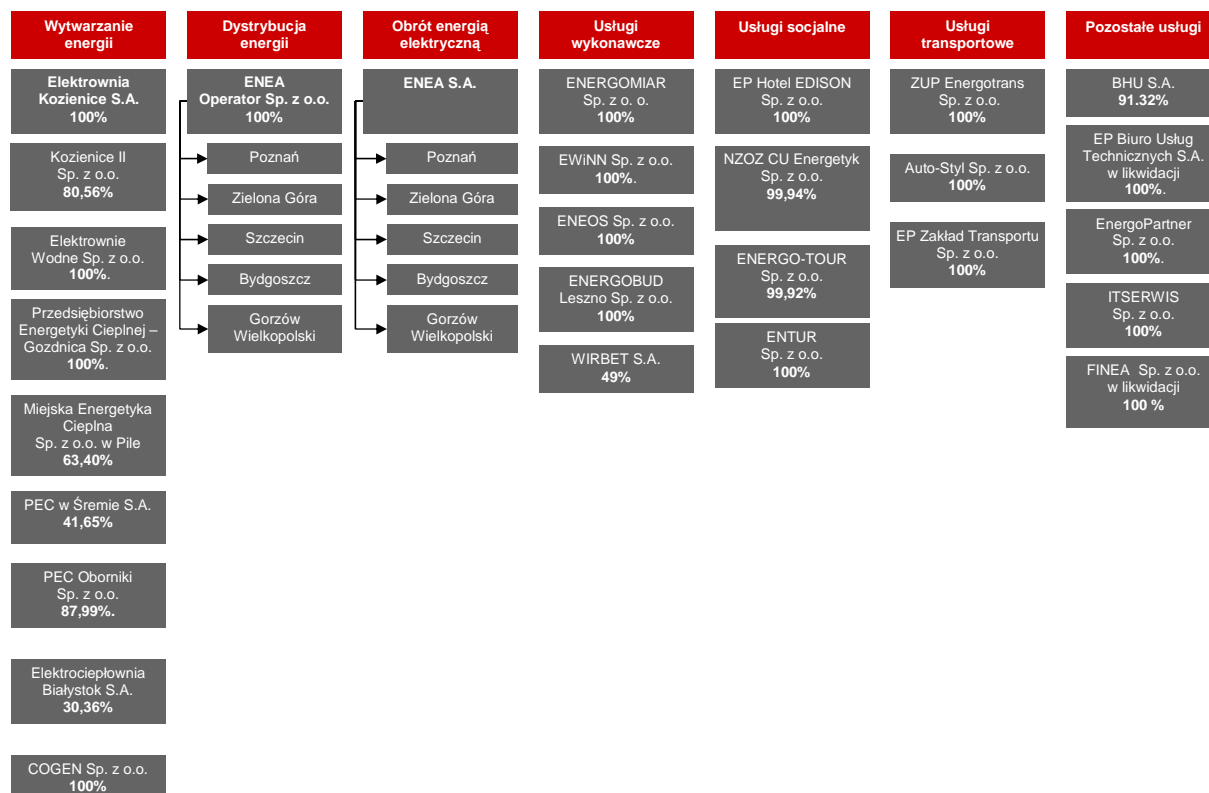
Spółki stowarzyszone.

	Nazwa i adres Spółki	Kapitał zakładowy [w tys. zł]	Udział ENEA S.A. - wartość nominalna [w tys. zł]	Udział % ENEA S.A. w kapitale zakładowym i prawie głosu
1	Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A. ul. Chłapowskiego 51, 63-400 Ostrów Wlkp.	5 490,00	2 690,00	49,00
2	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie S.A. ul. Staszica 6, 63-100 Śrem	16 470,00	6 860,00	41,65
3	Elektrociepłownia Białystok S.A. ul. Gen. Andersa 3, 15-124 Białystok	18 442,75	5 600,00	30,36

Struktura Grupy Kapitałowej ENEA na dzień 30 czerwca 2010 r.



Struktura Grupy Kapitałowej ENEA wg segmentów (stan na dzień 30.06.2010 r.).



1.2. Charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej.

Jednym z podstawowych czynników istotnych dla rozwoju Grupy i jej perspektyw jest realizacja strategii opartej na realizacji celów w trzech podstawowych obszarach strategicznych:

- Rozwój działalności podstawowej Grupy;
- Poprawa efektywności funkcjonowania Grupy;
- Budowa firmy odpowiedzialnej społecznie.

W ramach obszaru strategicznego dotyczącego rozwoju działalności podstawowej Grupy, jednym z długoterminowych kierunków strategicznych Grupy jest uzyskanie dostępu do własnych źródeł wytwarzania energii o potencjale, który umożliwiłby, co najmniej zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich klientów Grupy.

Pierwszym krokiem w celu realizacji tej strategii było włączenie w październiku 2007 r. do Grupy Kapitałowej ENEA Elektrowni Kozienice, największej w Polsce pod względem mocy osiągalnej elektrowni opalanej węglem kamiennym. Obecnie analizujemy możliwości dotyczące nabycia kolejnych podmiotów prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o źródła konwencjonalne. Ponadto prowadzone są działania zmierzające do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw węgla kamiennego z optymalnych źródeł.

Niezależnie od możliwości pozyskania dodatkowych mocy wytwórczych poprzez przejęcia istniejących podmiotów, planujemy zwiększenie naszych mocy wytwórczych, w tym na terenie Elektrowni Kozienice, gdzie do 2016 roku planujemy wybudowanie nowego bloku o łącznej mocy osiągalnej około 1000 MW. Ponadto prowadzimy analizy w zakresie przygotowania budowy drugiego bloku 1000 MW na terenie Elektrowni Kozienice.

W związku z przewidywanymi zwiększającymi się obowiązkami w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz energii wytwarzanej w kogeneracji, podejmujemy działania mające na celu zwiększenie kontroli kosztów związanych z realizacją obowiązków wynikających z przepisów prawa w tym zakresie. W tym celu planujemy kontynuować zawieranie długoterminowych kontraktów zakupu świadectw potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji od podmiotów zewnętrznych, oraz dokonywać bezpośrednich inwestycji w takie źródła. Naszym zamiarem jest inwestowanie w projekty farm wiatrowych, biogazowni rolniczych i elektrowni biogazowych, już rozpoczęte, o różnym stopniu zaawansowania poprzez przejmowanie istniejących podmiotów lub inwestowanie we współpracy z podmiotami zewnętrznymi. Możliwe są cztery scenariusze zakupu, w zależności od stopnia zaawansowania projektu: poszukiwanie projektów, które w części realizowane byłyby przez podmiot trzeci na zasadzie usługi deweloperskiej; zakup projektu od podmiotu trzeciego przed uzyskaniem przez ten podmiot pozwolenia na budowę i samodzielne dalsze rozwijanie projektu; zakup projektów/spółek celowych (zawiązanych przez deweloperów w celu realizacji projektu) po uzyskaniu dla projektu/spółki celowej prawomocnego pozwolenia na budowę lub zakup gotowych farm wiatrowych, biogazowni i elektrowni biogazowych „pod klucz”.

Ponadto w najbliższych latach planujemy kontynuację modernizowania nabytych ciepłowni oraz elektrociepłowni. Nabyte ciepłownie będą przekształcane w elektrociepłownie, w tym również w opalane biomasą, które będą wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w kogeneracji, co umożliwi nam uzyskanie dodatkowych świadectw pochodzenia energii.

W ramach obszaru poprawy efektywności funkcjonowania Grupy realizowane będą cele strategiczne nakierowane na wzrost przychodów, redukcję kosztów oraz integrację operacyjną, co w konsekwencji zwiększy osiąganą marżę na działalności Grupy Kapitałowej ENEA. Działania optymalizacyjne będą dotyczyły wszystkich obszarów biznesowych Grupy i będą realizowane m.in. poprzez przeniesienie na poziom centrum korporacyjnego Grupy Kapitałowej ENEA strategicznych funkcji podstawowych związanych z rozwojem przedsiębiorstwa, a także realizację synergii wynikających z działalności poszczególnych obszarów biznesowych w ramach całej Grupy Kapitałowej.

W ramach obszaru strategicznego budowy firmy odpowiedzialnej społecznie, realizowane będą cele, które długofalowo przyczynią się do wzrostu wartości firmy poprzez wbudowanie zasad odpowiedzialnego biznesu w działania Grupy Kapitałowej ENEA.

Skuteczna realizacja polityki w zakresie kierunków rozwoju Spółki, w tym także całej Grupy Kapitałowej ENEA, uwarunkowana jest wdrożeniem nowego modelu biznesowego Grupy. Podstawowym zadaniem nowego modelu jest zagwarantowanie możliwości elastycznego funkcjonowania Grupy Kapitałowej ENEA w długim okresie, pozwalając w efekcie na pełne wykorzystanie szans i sprostanie wyzwaniom, jakie pojawiają się w polskim sektorze elektroenergetycznym.

1.3. Opis struktury głównych lokat i inwestycji kapitałowych.

Realizując strategię Spółki w zakresie rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA dokonała w I półroczu 2010 r. następujących inwestycji kapitałowych:

- W dniu 22.12.2009 r. odbyło się NWZ, na którym o 4.164.100 zł, podwyższono kapitał zakładowy spółki BHU S.A. z siedzibą w Poznaniu, z kwoty 10.138.400 zł, do 14.302.500 zł (poprzez emisję akcji serii E w formie gotówki - 2.800.000 zł; serii: F,G,H,I,J jako aport - 1.364.100 zł w formie nieruchomości zlokalizowanych w Gnieźnie, Wolsztynie, Świebodzinie, Chodzieży, Gorzowie Wlkp.). Przeniesienie prawa użytkowania wieczystego nieruchomości nastąpiło w dniu 02.02.2010 r.
- W dniu 22.12.2009 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. z siedzibą w Gronówku podwyższyło kapitał zakładowy spółki z kwoty 3.524.500 zł, do kwoty 5.676.000 zł, tj. o 2.151.500 zł. ENEA S.A. objęła wszystkie nowe udziały i pokryła je w całości wkładem niepieniężnym (aportem) w postaci nieruchomości zlokalizowanych w Pile i Gnieźnie. W dniu 02.04.2010 r. nastąpiła rejestracja podwyższonego kapitału w KRS.

- W dniu 28.01.2010 r. Uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników podwyższono kapitał zakładowy spółki ENTUR Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Szczecinie o kwotę 100.000 zł a wszystkie nowoutworzone udziały objęła ENEA S.A. i pokryła je gotówką. Spółka ENTUR Sp. z o.o. prowadzi działalność wypoczynkową, rekreacyjną i szkoleniową.
- W dniu 04.02.2010 r. Uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników podwyższono kapitał zakładowy spółki Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Inowrocławiu o kwotę 1.710.000 zł a wszystkie nowoutworzone udziały objęła ENEA S.A. i pokryła je gotówką. Spółka NZOZ Centrum Uzdrowiskowe ENERGETYK Sp. z o.o. prowadzi działalność sanatoryjną, rehabilitacyjną i ochrony zdrowia.
- W dniu 9.02.2010 r. ENEA S.A. zbyła na rzecz KWB „Konin” S.A. z siedzibą w Kleczewie pakiet 6.000 udziałów posiadanych w spółce „PWE Gubin” Sp. z o.o. (stanowiących 50% kapitału zakładowego Spółki) za kwotę 931,55 zł za jeden udział, co dało sumę 5.589.300 zł za pakiet udziałów. „PWE GUBIN” Sp. z o.o. z siedzibą w Sękowicach, została powołana w celu poszukiwanie złóż węgla brunatnego na terenie gmin Gubin i Brody położonych w bliskim sąsiedztwie granicy polsko-niemieckiej, a w dalszej kolejności do budowy kopalni odkrywkowej oraz elektrowni. Spółka ta stanowiła wspólne przedsięwzięcie ENEA S.A. oraz Kopalni Węgla Brunatnego ”KONIN” w Kleczewie S.A. W dniu 23.10.2008 r. podpisano Porozumienie trójstronne pomiędzy PWE Gubin Sp. z o.o., ENEA S.A. oraz KWB Konin S.A., w którym KWB Konin S.A. wyraziła zgodę na przeniesienie w trybie przewidzianym przez art. 26a ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. Prawo Geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2005 roku, Nr 228, poz. 1947 ze zm.) koncesji nr 39/2008/p udzielonej przez Ministra Środowiska. Przedmiotem tej koncesji jest prawo do rozpoznania złóż węgla brunatnego w obrębie lokalizacji „Gubin” oraz „Gubin – Zasięki - Brody”. Aneks nr 1 do ww. Porozumienia określono ostateczny termin przekazania koncesji, uzależniając go od dnia uzyskania przez KWB Konin decyzji Ministra Środowiska (był to dzień 04.04.2009 r). Pomimo zawartego Porozumienia KWB Konin postanowił wstrzymać się z czynnościami mającymi na celu przeniesienie prawa z koncesji Nr 39/2008/p na PWE Gubin. Mając na uwadze brak zgody pomiędzy KWB Konin a ENEA, co do realizacji Porozumienia dalsze zaangażowanie kapitałowe ENEA w spółce PWE Gubin nie ma podstaw ekonomicznych. Wobec zaistniałej sytuacji w dniu 09.02.2010 r. ENEA S.A. zbyła wszystkie swoje udziały na rzecz Kopalni Węgla Brunatnego "Konin" w Kleczewie S.A.
- W dniu 26.02.2010 r. został złożony do Sądu Rejonowego w Bydgoszczy Plan połączenia Spółek Elektrownie Wodne i EnergoPartner. Przewiduje on połączenie poprzez przejęcie EnergoPartner Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Poznaniu, przez Elektrownie Wodne Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Samociążku, będącą Spółką przejmującą. Plan uzgodniony w dniu 26.02.2010 r. ogłoszono w Monitorze Sądowym i Gospodarczym nr 47 z dnia 9 marca 2010 r.
- W dniu 12.04.2010 r. odbyło się NZW spółki „Eneos” Sp. z o.o. z aktualną siedzibą w Poznaniu, na którym podwyższono kapitał zakładowy spółki o 630.500 zł do kwoty 20.189.500 zł poprzez utworzenie nowych 1261 udziałów, które zostały pokryte wkładem niepieniężnym w postaci przekazania aportem prawa użytkowania wieczystego nieruchomości zlokalizowanej w Szczecinie oraz prawa własności posadowionego na przedmiotowej działce budynku portierni. Do dnia 16.08.2010 r. nie nastąpiła rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego w KRS.
- Dnia 19.04.2010 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie postawienia z dniem 01.05.2010 r. Spółki Energetyka Poznańska Biuro Usług Technicznych S.A. w stan likwidacji. Powołany na stanowisko Prezesa Zarządu Spółki Pan Jacek Pałka objął funkcję likwidatora.
- W dniu 05.05.2010 r. odbyło się Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki BHU S.A. z siedzibą w Poznaniu, na którym w związku z brakiem możliwości wniesienia w terminie aportu w formie nieruchomości zlokalizowanej w Gorzowie Wlkp. na pokrycie emitowanych akcji postanowiono uchylić uchwałę z dnia 22.12.2009 r. o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki w drodze emisji akcji serii J. W związku z powyższym w dniu 08.06.2010 r. nastąpiła rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego w KRS z 10.138.400 zł o 3.923.800 zł, tj. do kwoty 14.062.200 zł (emisja akcji serii od E do I).

- W dniu 12.05.2010 r. ENEA S.A. zbyła na rzecz Miejskiego Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. z siedzibą w Lesznie wszystkie posiadane przez siebie udziały w spółce „Miejskie Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji” Sp. z o.o. w Lesznie, tj. pakiet 46 udziałów, stanowiących 0,0661% kapitału zakładowego Spółki, za kwotę 992 zł za jeden udział, co dało sumę 45.632 zł za pakiet udziałów.
- W dniu 14.05.2010 r. ENEA S.A. zbyła na rzecz Kronospan Investment Sp. z o.o. z siedzibą w Mielcu wszystkie posiadane przez siebie akcje w spółce „Huta Szczecin” S.A., tj. pakiet 960 akcji, stanowiących 0,05% kapitału zakładowego Spółki, za kwotę 0,45 zł za jedną akcję, co dało sumę 432 zł za pakiet akcji.
- W dniu 28.05.2010 r. odbyły się Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku i EnergoPartner Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, na których podjęto decyzje o połączeniu obu spółek, które nastąpi w drodze inkorporacji spółki EnergoPartner Sp. z o.o. do spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. w trybie określonym w art. 492 § 1 pkt 1 Ksh, tj. poprzez przeniesienie całego majątku EnergoPartner Sp. z o.o. na Elektrownie Wodne Sp. z o.o. w zamian za udziały spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. które zostaną przyznane ENEA SA jako jedynemu wspólnikowi spółki przejmowanej. W dniu 01.07.2010 r. postanowieniem Sądu Rejonowego w Bydgoszczy XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego nastąpiło połączenie obu spółek. W wyniku połączenia kapitał zakładowy Elektrownie Wodne Sp. z o.o. został podwyższony o kwotę 8.821.000 zł z kwoty 205.020.000 zł do kwoty 213.841.000 zł w drodze utworzenia 17.642 nowych udziałów o nominalnej wartości 500 zł każdy z przeznaczeniem dla ENEA SA. Na bazie spółki EnergoPartner Sp. z o.o. powstał w Poznaniu Oddział Elektrowni Wodnych Sp. z o.o. kontynuujący dotychczasową działalność EnergoPartner Sp. z o.o. tj. rozwój projektów farm wiatrowych.
- Dnia 11.06.2010 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników podjęło decyzję o postawieniu Spółki Finea Sp. z o.o. w stan likwidacji. Likwidatorem została Pani Katarzyna Mińkowska.
- W dniu 29.06.2010 r. odbyło się NZW spółki EP PUE ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. z siedzibą w Gronówku, na którym podwyższono kapitał zakładowy spółki z kwoty 5.676.000 zł o 540.000 zł do kwoty 6.216.000 zł poprzez utworzenie nowych 1080 udziałów, które zostały pokryte wkładem niepieniężnym w postaci przekazania aportem prawa użytkowania wieczystego nieruchomości zlokalizowanej w Bydgoszczy oraz prawa własności posadowionego na przedmiotowej działce budynku biurowo-warsztatowego stanowiący odrębny od gruntu przedmiot własności. Do dnia 16.08.2010 r. nie nastąpiła rejestracja podwyższonego kapitału zakładowego w KRS.

1.4. Opis zmian w organizacji oraz zasadach zarządzania Grupą Kapitałową.

W I półroczu 2010 r. nastąpiły zmiany w zakresie organizacji obsługi klientów w Grupie ENEA. Zmiany dokonały się z dniem 11.03.2010 r. tj. z dniem wejścia w życie ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21 z dnia 8 lutego 2010 r. poz. 104) i polegały na zatrudnieniu w ENEA S.A. pracowników ENEA Operator Sp. z o.o. prowadzących dotychczas bezpośrednią obsługę klientów ENEA S.A.

W I połowie 2010 r. w strukturze organizacyjnej ENEA S.A. utworzono Oddział pn. Elektrownia Biogazowa Liszkowo. Ponadto, poza Poznaniem funkcjonują Biura Sprzedaży, które usytuowane są w Bydgoszczy, Gorzowie Wlkp, Zielonej Górze i Szczecinie.

W dniu 28.06.2010 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Elektrownia „Kozienice” S.A. i Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Kozienice II Sp. z o.o. wyraziło zgodę na podjęcie działań zmierzających do połączenia tychże spółek poprzez inkorporację Spółki Kozienice II Sp. z o.o. do Spółki Elektrownia „Kozienice” S.A. w trybie art. 492 § 1 ust. 1 Kodeksu Spółek Handlowych.

2. Działalność Grupy Kapitałowej ENEA.

2.1. Informacje o podstawowych produktach, towarach lub usługach.

W ramach działalności podstawowej Grupa Kapitałowa ENEA (dalej: „Grupa”) zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej, jej dystrybucją i obrotem. Powyższą działalność spółki z naszej Grupy prowadzą na podstawie koncesji udzielonych im przez Prezesa URE – organ powołany do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym.

Wytwarzanie.

Wytwarzaniem energii elektrycznej w naszej Grupie zajmuje się głównie Elektrownia „Kozienice” S.A. (dalej „Elektrownia”, „Elektrownia Kozienice”), która weszła w jej skład w październiku 2007 r. Elektrownia posiada moc osiągalną brutto 2.880 MW i jest największą w Polsce elektrownią opalaną węglem kamiennym. Elektrownia Kozienice wyprodukowała w 2008 r. 11.790.882,425 MWh energii elektrycznej brutto, w 2009 r. 12.122.187,400 MWh energii elektrycznej brutto, a w I półroczu 2010 r. 5.909.791,400 MWh.

Od stycznia 2008 r. Elektrownia Kozienice rozpoczęła także wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych (poprzez współspalanie biomasy). W roku 2008 wytworzona w ten sposób energia odnawialna potwierdzona otrzymanymi świadectwami pochodzenia wydanymi przez Prezesa URE to 129.645,145 MWh. W roku 2009 ilość energii otrzymanej w procesie współspalania biomasy, potwierdzona otrzymanymi świadectwami pochodzenia wydanymi przez Prezesa URE była niemal dwukrotnie większa i osiągnęła poziom 210.476,181 MWh. W I półroczu 2010 r. ilość energii uzyskanej przez Elektrownię ze źródeł odnawialnych wyniosła 121.628,473 MWh.

Wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zajmuje się także nasza spółka zależna - Elektrownie Wodne Sp. z o.o., do której należy 20 elektrowni wodnych. Uzyskała ona w I półroczu 2010 r. 74.353.562 świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych. Roczna moc osiągalna dwudziestu należących do nas elektrowni wodnych wynosi około 57 MW. Energia wprowadzona do sieci wytworzona z elektrowni wodnych w I półroczu 2010 r. wynosiła 73.424,187 MWh. W I półroczu 2010 r. całkowite wytwarzanie energii przez elektrownie wodne kształtowało się na poziomie 0,074 TWh

Podjęcie działań w zakresie zwiększenia wolumenu produkcji energii elektrycznej w oparciu o odnawialne źródła energii jest dla Grupy o tyle istotne, iż przepisy prawa nakładają na nas obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających: (I) wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach; oraz (II) wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracji) lub, w razie nieuzyskania i nieprzedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w wymaganej ilości, do wniesienia opłat zastępczych. Więcej informacji nt. temat znajduje się w raportach rocznych ENEA S.A.

Dystrybucja.

W naszej Grupie za dystrybucję energii elektrycznej odpowiada ENEA Operator Sp. z o.o. (dalej „ENEA Operator”), która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Sieć dystrybucyjna ENEA Operator obejmuje swym zasięgiem obszar około 20% powierzchni kraju, zlokalizowany w północno-zachodniej części Polski. ENEA Operator dysponuje liniami energetycznymi o długości ponad 126.000 km (wraz z przyłączami) oraz około 34.400 stacjami elektroenergetycznymi (stan na dzień 31.12.2009 r.).

Obrót.

W I półroczu 2010 r. całkowita sprzedaż ENEA S.A. w ramach obrotu energią elektryczną wyniosła 9,5 TWh, w tym sprzedaż odbiorcom końcowym 8,1 TWh, a odbiorcom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator 0,7 TWh.

Liczba odbiorców końcowych według stanu na dzień 30.06.2010 r. wyniosła około 2,4 mln, w tym ponad 2,1 mln odbiorców indywidualnych oraz 0,3 mln odbiorców biznesowych.

W roku 2009 i 2010 na rynku hurtowym Elektrownia Kozenice także prowadziła działalność związaną z obrotem energią elektryczną. W ramach koncesji na obrót sprzedaż energii elektrycznej w 2009 r. wynosiła 155,0 GWh, w I półroczu 2010 r. wyniosła zaś 107,2 GWh.

Pozostała działalność.

Ponadto spółki z naszej Grupy prowadzą działalność dodatkową wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej, w tym, między innymi, zajmują się:

- budową, rozbudową, modernizacjami i remontami sieci oraz urządzeń energetycznych;
- projektowaniem, konstruowaniem, produkcją i sprzedażą urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej;
- usługami związanymi z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia;
- usługami transportowymi (w tym sprzedażą oraz serwisem i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu); oraz
- działalnością socjalną (obiekty turystyczne, ochrona zdrowia).

2.2. Rynki zbytu.

Portfel klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną jest w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Według stanu na dzień 30.06.2010 r. ENEA S.A. świadczyła usługi kompleksowe (obejmujące sprzedaż energii elektrycznej i świadczenie usługi dystrybucji) albo sprzedawała energię elektryczną około 2,1 mln klientom indywidualnym oraz około 0,3 mln klientom biznesowym.

W I półroczu 2010 r. przychód ze sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców wyniósł około 4,5% łącznych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców około 13,7%.

Sprzedaż odbiorcom końcowym.

Oferujemy swoim klientom usługi kompleksowe (sprzedaż energii oraz usługi dystrybucji) w ramach następujących zespołów grup taryfowych określonych w taryfach dla energii elektrycznej:

Zespół grup taryfowych	Opis
zespół grup taryfowych A	energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci wysokiego napięcia
zespół grup taryfowych B	energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci średniego napięcia
zespół grup taryfowych C	energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci niskiego napięcia, z wyłączeniem odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych
zespół grup taryfowych G	energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom zużywającym energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci niezależnie od poziomu napięcia

Oferta kierowana jest do odbiorców na rynku krajowym.

W praktyce w zespołach grup taryfowych A i B są rozliczane głównie duże przedsiębiorstwa, działające m.in. w branży chemicznej, cementowej, hutniczej, samochodowej, papierniczej, przetwórstwa drewna, przetwórstwa metali, usług komunalnych oraz usług portowych. W zespole grup C rozliczane są obiekty przyłączone do sieci niskiego napięcia nie będące gospodarstwami domowymi, jak np. sklepy, punkty usługowe, hotele, miasta i gminy na potrzeby oświetlenia ulic, natomiast w zespole grup taryfowych G rozliczani są odbiorcy zużywający energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych oraz związanych z nimi pomieszczeń gospodarczych.

Z reguły ENEA S.A. zawiera umowy kompleksowe na czas nieokreślony, natomiast umowy sprzedaży energii (bez usługi dystrybucji energii), w tym umowy z odbiorcami przyłączonymi do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator, są najczęściej zawierane na czas określony. Okres wypowiedzenia w umowach kompleksowych zawartych na czas nieokreślony najczęściej ustalany jest na jeden miesiąc, rzadziej na dwa, trzy lub sześć miesięcy.

Sprzedaż pozostałym odbiorcom.

ENEA S.A. uczestnicząc w krajowym obrocie energią elektryczną realizuje również sprzedaż energii elektrycznej na rynku hurtowym, w tym m.in. w ramach Towarowej Giełdy Energii, oraz innym przedsiębiorstwom obrotu. Wolumen hurtowej sprzedaży energii wynika przede wszystkim z naszych działań zmierzających do zoptymalizowania (w każdej godzinie doby handlowej) kosztów pokrycia prognozowanego zapotrzebowania klientów Spółki na energię elektryczną, przy równoczesnym ograniczeniu ryzyka ekspozycji Spółki na rynku bilansującym.

Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym.

Sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych zespołach grup taryfowych w ujęciu ilościowym kształtowała się następująco:

Wyszczególnienie	Sprzedaż energii [MWh]		
	I półrocze 2009 r.	I półrocze 2010 r.	Dynamika [%]
Zespół grup taryfowych A	848 038	824 162	97,2
Zespół grup taryfowych B	3 288 382	3 076 463	93,6
Zespół grup taryfowych C	1 891 947	1 836 013	97,0
Zespół grup taryfowych G	2 272 962	2 345 604	103,2
RAZEM	8 301 330	8 082 242	97,36

Przychody ze sprzedaży w poszczególnych zespołach grup taryfowych w ujęciu wartościowym kształtowały się następująco:

Wyszczególnienie	Przychody ze sprzedaży energii odbiorcom końcowym [w tys. zł]		
	I półrocze 2009 r.	I półrocze 2010 r.	Dynamika [%]
Zespół grup taryfowych A	207 141,9	193 116,8	93,2
Zespół grup taryfowych B	895 865,5	810 715,7	90,5
Zespół grup taryfowych C	573 802,4	539 952,4	94,1
Zespół grup taryfowych G	508 391,2	572 179,2	112,5
RAZEM	2 185 201,1	2 115 964,1	96,83

2.3. Rynki zaopatrzenia.

Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez ENEA S.A.

W I półroczu 2010 r. znaczącą część sprzedawanej przez ENEA S.A. energii elektrycznej stanowiła energia elektryczna wytwarzana przez Elektrownię „Kozienice” S.A. Pozwoliło to zmniejszyć ryzyko wolumenowe związane z nabywaniem energii elektrycznej. Pozostałą część energii ENEA S.A. nabywała na podstawie umów dwustronnych (z wytwórcami, przedsiębiorstwami obrotu i na platformach obrotu), poprzez zawieranie transakcji zakupów na Towarowej Giełdzie Energii S.A. oraz na rynku bilansującym.

Ponadto ENEA zawierała transakcje o charakterze arbitrażowym na poszczególnych segmentach rynku.

Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez Elektrownie Kozienice.

W I półroczu 2010 r. sprzedaż energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice do podmiotów wchodzących w skład Grupy Kapitałowej ENEA objęła 62,3 % całkowitego wolumenu. Pozostała część energii elektrycznej sprzedawana jest na rynku bilansującym (4,6 %), poza GK ENEA (33,1%), jak również przeznaczana jest na pokrycie rezerw mocy w ramach regulacyjnych usług systemowych oraz znikomych ilości sprzedawanych lokalnym odbiorcom końcowym.

Łączna osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej w Grupie wynosi 2.936 MW, z czego 2.880 MW przypada na Elektrownię Kozienice, a 57 MW przypada na 20 elektrowni wodnych wchodzących w skład Grupy. Techniczny potencjał wytwórczy Elektrowni Kozienice wynosi 14,1 TWh netto (15,0 TWh brutto) rocznie.

W latach 2005 – 2009 i odpowiednio I półroczu 2010 r. Elektrownia wytworzyła odpowiednio 11,4; 12,5; 11,6; 11,1; 11,4 i 5,4 TWh całkowitej energii elektrycznej netto (co odpowiada wolumenom energii elektrycznej brutto 12,1; 13,2; 12,4; 11,8,12,1 i 5,9 TWh).

Elektrownia Kozienice wyprodukowała w 2009 r. 12,1 TWh brutto (w tym w I półroczu 2009 r. 5,8 TWh), a w I półroczu 2010 r. 5,9 TWh. Przy uwzględnieniu obecnej wielkości i sprawności mocy wytwórczych Elektrowni Kozienice oraz poziomu planowanego przydziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 (9,6 mln ton rocznie), Elektrownia Kozienice może obecnie wytwarzać bez konieczności zakupu dodatkowych uprawnień około 10,9 TWh brutto rocznie.

W 2009 r. Elektrownia Kozienice w ramach rynku hurtowego dokonała zakupu energii elektrycznej na podstawie umów dwustronnych oraz na platformach obrotu w ilości 155,0 GWh, w tym w ramach GK ENEA w ilości 85,1 GWh oraz od podmiotów nienależących do GK ENEA w ilości 69,9 GWh.

W I półroczu 2010 r. Elektrownia Kozienice w ramach rynku hurtowego dokonała zakupu energii elektrycznej od podmiotów nienależących do GK ENEA na podstawie umów dwustronnych oraz na platformach obrotu w ilości 107,6 GWh. W odróżnieniu od lat ubiegłych Elektrownia nie dokonała zakupu energii elektrycznej w ramach GK ENEA.

Zakup usług przesyłowych od PSE Operator.

W roku I półroczu 2010 r. ENEA Operator Sp. z o.o. dokonała zakupu usług przesyłowych od PSE Operator Sp. z o.o.

Zaopatrzenie w węgiel.

Głównym dostawcą węgla kamiennego do Elektrowni jest spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która dostarczyła w I półroczu 2010 r. w przybliżeniu 1,5 mln ton, co stanowi ponad 65% zakupionego surowca w ujęciu ilościowym. Ponadto Elektrownia w zakresie dostaw węgla energetycznego współpracuje z Kompanią Węglową S.A.; Jastrzębską Spółką Węglową S.A.; Kompanią Węglową S.A. W celu uzupełnienia zapasów węgla o niskiej zawartości siarki, zawarta została w omawianym okresie umowa z KOMPLET Sp. z o.o. na dostawy węgla z faktycznym okresem realizacji przypadającym na drugą połowę roku 2010 i początek 2011 r. Jedynym dostawcą paliwa rozpałkowego do Elektrowni „Kozienice” S.A. w I półroczu 2010 r. był LOTOS Asphalt Sp. z o.o. Dostarczane paliwo to ciężki olej opałowy o zawartości siarki do 3%.

Transport węgla.

W zakresie transportu węgla kamiennego jesteśmy uzależnieni od jednego przewoźnika kolejowego. Opis ryzyk związanych z uzależnieniem od jednego przewoźnika kolejowego opisany został w pkt 3.15 poniżej.

2.4. Informacje o zawartych umowach.

2.4.1. Umowy znaczące dla działalności Grupy Kapitałowej ENEA.

Umowy na dostawy węgla kamiennego.

Umowa sprzedaży węgla energetycznego nr 112/KW/2010 z dnia 31.05.2010 r. zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice, a Kompanią Węglową S.A.

Okres obowiązywania Umowy: 01.06.2010 r. - 31.10.2010 r. Przedmiotem w/w Umowy są dostawy węgla energetycznego o określonych parametrach jakościowych, dokonane w okresie obowiązywania umowy, realizowane z kopalni należących do KW S.A. Umowa określa cenę, wielkość podstawową dostaw, tolerancję dostaw, parametry graniczne węgla po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia może zastosować naliczenie kar umownych, sposób przewozu, sposób rozliczeń oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla. Jakość węgla badana jest przez Polcargo International Sp. z o.o., w ramach zawartego Porozumienia między Elektrownią, Polcargo i Kompanią Węglową. Każda ze stron może naliczyć drugiej Stronie kary umowne za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie umowy. Ceny węgla nie są indeksowane, lecz corocznie negocjowane. Negocjacje odbywają się przed zawarciem nowych kontraktów, a wyniki negocjacji uzależnione są od sytuacji na rynku węglowym i energetycznym. W razie istotnych zmian w procesie wykonywania Umowy ceny, po re negocjacjach mogą ulec zmianie. Umowa zawiera klauzulę, która umożliwia w przypadku znaczących zmian warunków gospodarczych lub otoczenia prawnego, wystąpienie każdej ze Stron o podjęcie rozmów re negocjacyjnych, celem dostosowania zapisów Umowy.

Umowa sprzedaży węgla energetycznego nr 27/DM/MK/2008 z dnia 29.02.2008 r. zawarta pomiędzy Elektrownią Kozienice, a Jastrzębską Spółką Węglową S.A.

Przedmiotem umowy jest sprzedaż i dostawa węgla przez Jastrzębską Spółkę Węglową S.A. na rzecz Elektrowni Kozienice S.A. Ceny i szczegółowe warunki oraz wielkości dostaw negocjowane są przy podpisywaniu umów rocznych. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia. Umowa została zawarta na okres do 31.12.2010 r. Umowa roczna na sprzedaż i dostawę węgla energetycznego na rok 2008 została zawarta 29.02.2008 r. Umowa roczna na 2009 r. w formie Aneksu nr 1 do Umowy nr 27/DM/MK/2008, została zawarta 14.01.2009 r. (skorygowana została Aneksem nr 2 z dn. 10.04.2009 r.). Umowa roczna na 2010 r. w formie Aneksu nr 3 do Umowy nr 27/DM/MK/2008, została zawarta 21.01.2010 r., z okresem obowiązywania: 01.01.2010 r. - 31.12.2010 r. Aneks nr 3 uszczegółowia zapisy Umowy Wieloletniej dotyczące roku 2010 w zakresie: warunków dostaw i odbioru węgla, ilości dostaw w 2010 r., parametrów jakościowych i ceny – wliczając bonifikatę za odebranie określonej ilości węgla.

Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. - Umowa Wieloletnia Nr UW/LW/01/2010 na dostawę węgla energetycznego z dnia 04.03.2010 r.

Okres obowiązywania umowy: 04.03.2010 r. - 31.12.2025 r. Przedmiotem umowy jest określenie ramowych zasad wieloletnich dostaw węgla energetycznego, w szczególności terminów dostaw, podstawowych ilości i parametrów jakościowych węgla. Umowa wieloletnia przewiduje zawieranie umów rocznych w formie załączników precyzujących warunki dostaw w kolejnych okresach takich jak ceny, szczegółowe wielkości dostaw oraz szczegółowe warunki dostaw i odbioru (w tym tryb i zasady obiegu dokumentów, zasady oznaczania ilości węgla, zasady dokonywania jego pomiaru, tryb postępowania reklamacyjnego). Cena na dany rok kalendarzowy ustalana będzie w drodze negocjacji, zgodnie z wyznaczonymi terminami negocjacyjnymi. Umowa zawiera klauzulę, która umożliwia w przypadku znaczących zmian warunków rynkowych, każdej ze stron wystąpienie o re negocjacje warunków umowy. Umowa przewiduje kary umowne za dostarczenie węgla o parametrach gorszych od parametrów granicznych określonych w umowach rocznych oraz za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie dostaw. Każda ze stron może rozwiązać umowę z zachowaniem dwuletniego okresu wypowiedzenia, którego początek przypada na pierwszy dzień roku następnego, w przypadku braku uzgodnienia ceny na kolejny rok kalendarzowy w czterech terminach negocjacyjnych.

Umowa nr ZH/TGP/01/2010 na dostawę węgla energetycznego, z dnia 01.06.2010 r., z KOMPLET Sp. z o.o. wraz z Aneksem nr 1.

Okres obowiązywania umowy: 01.06.2010 r. - 31.01.2011 r. Przedmiotem w/w umowy są dostawy węgla energetycznego o określonych parametrach jakościowych, dokonane w okresie obowiązywania umowy. Umowa określa: cenę, wielkość podstawową dostaw, tolerancję dostaw, parametry graniczne węgla po przekroczeniu, których w rozliczeniu miesięcznym Elektrownia może zastosować naliczenie kar umownych,

sposób przewozu, sposób rozliczeń oraz szczegółowe warunki rozliczeń ilościowych i jakościowych węgla. Każda ze stron może naliczyć drugiej stronie kary umowne za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonej w harmonogramie umowy. W razie istotnych zmian w procesie wykonywania umów ceny, po negocjacjach mogą ulec zmianie.

2.4.2 Informacje o istotnych transakcjach z podmiotami powiązanymi.

Spółka zawierała w przeszłości i zamierza zawierać w przyszłości transakcje z podmiotami powiązanymi.

W naszej Grupie zawierane są następujące transakcje z podmiotami powiązanymi:

- pomiędzy spółkami wchodzącymi w skład naszej Grupy, przy czym są one eliminowane na etapie konsolidacji;
- pomiędzy spółkami Grupy, a członkami władz Spółki;
- pomiędzy spółkami Grupy, a jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa.

Wszystkie umowy z podmiotami powiązanymi zawierane są na warunkach rynkowych i stosowane w nich ceny nie odbiegają od cen stosowanych w transakcjach z podmiotami niepowiązanymi.

Umowy pomiędzy spółkami wchodzącymi w skład Grupy.

Transakcje pomiędzy spółkami wchodzącymi w skład naszej Grupy są eliminowane z uwagi na fakt, że transakcja zrealizowana pomiędzy spółkami naszej Grupy (np. sprzedaż) nie jest traktowana, jako przychód Grupy. Przychód rozpoznawany jest dopiero w momencie zrealizowania transakcji (np. sprzedaży) na zewnątrz Grupy.

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi znajdują się w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej ENEA, za I półrocze 2010 r., nota nr 22.

2.4.3. Zaciągnięte i wypowiedziane umowy kredytów i pożyczek.

ENEA S.A. w I półroczu 2010 r. posiadała pięć otwartych linii kredytów obrotowych: dwa kredyty w BZ WBK S.A. i analogicznie w Pekao S.A., ponadto limit kredytowy w PKO BP S.A.

Łączny niewykorzystany limit z tytułu kredytów obrotowych na dzień 30.06.2010 r. wynosił 100.000 tys. zł, przy czym na dzień 30.06.2010 r. Spółka nie posiadała zadłużenia z tego tytułu.

W trakcie I półrocza 2010 r. ENEA S.A. nie korzystała z kredytów obrotowych na finansowanie bieżącej działalności, jedynie dokonywała ciągłych w przypadku chwilowego zapotrzebowania na środki pieniężne. Spółka nie zaciągała kredytów pod zastaw, hipotekę, przewłaszczenie aktywów trwałych lub przewłaszczenie zorganizowanej części przedsiębiorstwa.

Zgodnie z podpisanymi umowami kredytowymi, zabezpieczeniem otwartych linii kredytowych są: pełnomocnictwa do rachunków bieżących w bankach, w których ENEA S.A. posiada rachunki bieżące oraz oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji. Spółka ENEA Operator Sp. z o.o. posiada niewykorzystany na dzień 30.06.2010 r. limit kredytowy w wysokości 50.000 tys. zł w banku PKO S.A., Pozostałe spółki zależne posiadają zaciągnięte kredyty obrotowe w kwocie 1.757 tys. zł, a kredyty inwestycyjne w kwocie 122. 255 tys. zł, szczegółowe dane zawierają tabele poniżej.

Spółki zależne na dzień 30.06.2010 r. posiadają zaciągnięte pożyczki na kwotę 9.337 tys. zł.

I.p.	Kredytodawca	Kwota udzielonego kredytu [w tys. zł]	Koszty kredytu [w tys. zł]	Zadłużenie z tytułu kredytów na dzień 30.06.2010 r. tys. zł	Data początkowa	Data zakończenia	Okres spłaty
Kredyty obrotowe zaciągnięte przez ENEA S.A. w 2007 r.							
1	PKO BP S.A.	50 000,00	0,00	0,00	2006.04.25	x	5 lat od momentu pierwszego wykorzystania kredytu
2	Bank Pekao S.A.	10 000,00	0,0	0,00	2007.04.12	2011.11.17	2011.11.17
3	Bank Zachodni WBK S.A.	40 000,00	0,7	0,00	2007.04.12	2011.11.17	2011.11.17
RAZEM			0,7	0,00			

I.p	Kredytobiorca	Kredytodawca	Kwota udzielonego kredytu [w tys. zł]	Koszty kredytu [w tys. zł]	Zadłużenie z tytułu kredytów na dzień 30.06.2010 r. /tys. zł	Data początkowa	Data zakończenia	Okres spłaty [m-ce]
Kredyty obrotowe zaciągnięte przez spółki zależne								
1	BHU S.A.	BZ WBK S.A.	3 500	25	169	01.12.2009	30.11.2010	12
2	Hotel Edison Sp. z o.o.	BZ WBK S.A.	300	7	239	30.10.2009	29.10.2010	12
3	Auto Styl Sp. z o.o.	Volkswagen Bank Polska	1 000	9	384	08.08.2009	30.06.2010	12
4	IT Serwis Sp. z o.o.	BGŻ S.A.	1 000	19	965	16.09.2009	31.08.2010	12
RAZEM			5 800	60	1 757			

I.p	Kredytobiorca	Kredytodawca	Kwota udzielonego kredytu [w tys. zł]	Koszty kredytu [w tys. zł]	Zadłużenie z tytułu kredytów na dzień 30.06.2010 r. /tys. zł	Data początkowa	Data zakończenia	Okres spłaty [m-ce]
Kredyty inwestycyjne zaciągnięte przez spółki zależne								
1	EWINN Sp. z o.o.	Nordea Bank Polska	3 351	x	2 035	02.11.2005	28.02.2016	123
2	Elektrownia Kozienice S.A.	Nordic Investment Bank	114 835	557	71 470	20.12.2000	26.11.2014	48
3	Elektrownia Kozienice S.A.	PKO BP S.A.	218 451	1 287	45 510	23.12.1998	31.12.2012	168
4	ENEOS Sp. z o.o.	PKO BP S.A.	5 154	X	2 697	21.09.2005	20.12.2014	111
5	Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	BOŚ S.A.	3 500	x	423	07.2005	12. 2010	65
6	Auto Styl Sp. z o.o.	BGŻ S.A.	300	4	120	13.04.2007	31.03.2012	60
RAZEM			345 591	1 848	122 255			

2.4.4. Udzielone pożyczki.

W okresie I półrocza 2010 r, zarówno jednostka dominująca jak i spółki zależne Grupy Kapitałowej nie udzielały pożyczek.

2.4.5. Udzielone i otrzymane poręczenia i gwarancje.

W I półroczu 2010 r. Grupa Kapitałowa ENEA nie udzielała żadnych poręczeń i gwarancji.

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych przez ENEA S.A. poręczeń i gwarancji na dzień 30.06.2010 r. wynosi 203 tys. zł. Szczegółowe informacje dotyczące poręczeń i gwarancji zawierają tabele umieszczone poniżej. Wśród udzielonych poręczeń i gwarancji nie występują tzw. „gwarancje i poręczenia zagrożone”. Udzielone przez ENEA S.A. poręczenia i gwarancje mieszczą się w limitach określonych w art. 33 ust. 1 ustawy z dnia 8 maja 1997 r. o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (Dz.U. z 2003 r. Nr 174, poz.1689 ze zm.)

Stan otrzymanych gwarancji na dzień 30.06.2010 r. przedstawia poniższa tabela:

Lp.	Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenie	Rodzaj umowy	Forma zabezpieczenia	Kwota zabezpieczenia
1	13-12-2009	13-12-2010	RONDO PROPERTY INVESTMENT Sp. z o.o. w Warszawie	umowa najmu pomieszczeń	gwarancja bankowa	29 tys. EUR
2.	24-11-2009	od 01-01-2010 do 15-02-2011	PGE ELEKTRA S.A. ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa	umowy sprzedaży energii elektrycznej	gwarancja bankowa	132.007 tys. zł

Stan udzielonych poręczeń i gwarancji na dzień 30.06.2010 r. przedstawia poniższa tabela

L.p.	Data udzielenia poręczenia/gwarancji	Data obowiązywania poręczenia/gwarancji	Podmiot, za który udzielono poręczenia/gwarancji	Podmiot, na rzecz którego udzielono poręczenia/gwarancji	Numer umowy	Kwota poręczenia/gwarancji	Realne zadłużenie na 30.06.2010r. [w tys. zł]
1	Celem spełnienia ustawowego warunku dla uzyskania licencji na prowadzenie zarobkowej działalności transportowej						
	26-08-2003	31-08-2017	EP Zakład Transportu Sp. z o.o.	Wydział Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Poznaniu	Oświadczenie Poręczyciela z dnia 02.09.2003	203 tys. zł 49 tys. EUR*	-
Suma:						203 tys. zł	-

*Średni kurs EUR na 30.06.2010 r wynosił 4,1458 tabela NBP nr 125/A/NBP/2010 z dnia 2010-06-30

Inne zobowiązania warunkowe udzielone przez ENEA S.A. na dzień 30.06.2010 r.				
	Rodzaj zobowiązania	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenie	Wartość zabezpieczenia	Okres obowiązywania zabezpieczenia
1.	Weksel In blanco	Zabezpieczenie wierzytelności PSE Operator S.A. z tytułu rozliczeń płatności ze energię	15.000 tys. zł	Bezterminowo

Inne zobowiązania warunkowe Grupy Kapitałowej ENEA zostały opisane w skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za I półrocze 2010 r. w nocie nr 26

2.5. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA.

2.5.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych ujawnionych w sprawozdaniu finansowym.

2.5.1.1. Wyniki finansowe.

Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat

Rachunek zysków i strat w tys. zł	I pół. 2009	I pół. 2010	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży netto	3 591 926	3 917 827	109,1%	325 901
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	-3 159 555	-3 505 156	110,9%	-345 601
Pozostałe przychody operacyjne	37 510	23 495	62,6%	-14 015
Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	1 157	1 016	87,8%	-141
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	-7 517	0	x	7 517
Pozostałe koszty operacyjne	-39 593	-43 669	110,3%	-4 076
Zysk (strata) operacyjny	423 928	393 513	92,8%	-30 415
Koszty finansowe	-24 652	-19 357	78,5%	5 295
Przychody finansowe	84 292	78 927	93,6%	-5 365
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	8 769	4 500	51,3%	-4 269
Zysk (strata) przed opodatkowaniem	492 337	457 583	92,9%	-34 754
Podatek dochodowy	-100 431	-92 891	92,5%	7 540
Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego	391 906	364 692	93,1%	-27 214

Przychody ze sprzedaży Grupy wyniosły w okresie sprawozdawczym 3.917.827 tys. zł, co w stosunku do I półrocza 2009 r. stanowi wzrost o 325.901 tys. zł, a więc o 9,1%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2010 r.

Wyszczególnienie	I pół. 2009 r.		I pół. 2010 r.		Dynamika	Odchylenie
	[w tys. zł]	%	[w tys. zł]	%		
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 275 288	63,4	2 498 164	63,8	109,8%	222 876
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 140 915	31,8	1 263 808	32,3	110,8%	122 893
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	90 617	2,5	52 505	1,3	57,9%	-38 112
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	31 785	0,9	57 298	1,4	180,3%	25 513
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	27 034	0,8	15 580	0,4	57,6%	-11 454
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	26 287	0,7	30 472	0,8	115,9%	4 185
Razem przychody ze sprzedaży netto	3 591 926	100,0	3 917 827	100,0	109,1%	325 901

Na przychody Grupy składają się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które stanowią odpowiednio 63,8% i 32,3% przychodów ze sprzedaży.

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły w I półroczu 2010 r. 2.498.164 tys. zł i wzrosły w stosunku do I półrocza ubiegłego roku o 9,8%. Wynika to głównie ze wzrostu sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez Elektrownie Kozienice do pozostałych odbiorców, tj. spółek posiadających koncesję na obrót energią elektryczną oraz sprzedaży na TGE i POEE o 367.533 tys. zł. Jednocześnie zmniejszyły się przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ENEA S.A. o 69.236 tys. zł, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 219 GWh, przy spadku średniej ceny sprzedaży o 0,5%. Dodatkowo osiągnięto mniejsze przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom o 57.773 tys. zł, co wynika głównie z mniejszej ilości sprzedanej energii o 335 GWh.

Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w I półroczu 2010 r. osiągnęły wartość 1.263.808 tys. zł i ukształtowały się na wyższym poziomie w porównaniu do roku poprzedniego (dynamika 110,8%). Wzrost tych przychodów był spowodowany zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 4,7% i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 1,8%. Dodatkowo na poziom przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wpłynął wzrost przychodów z tytułu opłat przyłączenia do sieci (o 505,1% w porównaniu do I półrocza 2009 r.), co wynika ze zmiany zasad ewidencji opłat przyłączeniowych. W roku ubiegłym przychody z tych opłat podlegały rozliczeniu na 35 lat, natomiast przyłączenia oddane do użytkowania od 1 stycznia 2010 r. ujmowane są w całości w przychodach operacyjnych.

Na obniżenie przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów o 42,1% wpłynęło głównie obniżenie sprzedaży zewnętrznej w spółce BHU, Auto-Styl, Energomiar i IT Serwis.

Wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych usług o 80,3% wynika ze zwiększenia przychodów z tego tytułu w spółkach: Energobud Leszno, Energomiar oraz wyższych obrotów wewnętrznych między spółkami Grupy. Z uwagi jednak na skalę działalności ww. podmiotów spadek ich sprzedaży nie miał istotnego wpływu na wynik finansowy Grupy Kapitałowej.

Na poziom przychodów ze sprzedaży w I półroczu 2010 r. wpływa również określona decyzją Prezesa URE wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 rok w kwocie 15.580 tys. zł.

Przychody ze sprzedaży energii cieplnej w I półroczu 2010 r. ukształtowały się na poziomie 30.472 tys. zł i stanowiły 0,8% przychodów ze sprzedaży. Wzrost tych przychodów (dynamika 115,9%) spowodowany jest głównie sprzyjającymi warunkami atmosferycznymi.

W I półroczu 2010 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży wyniosły 3.505.156 tys. zł i wzrosły o 10,9% w stosunku do roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2010 r.

Wyszczególnienie	I pół. 2009 r.		I pół. 2010 r.		Dynamika	Odchylenie
	[w tys. zł]	%	[w tys. zł]	%		
Amortyzacja	318 921	10,1	324 478	9,3	101,7%	5 557
Koszty świadczeń pracowniczych	386 920	12,2	481 334	13,7	124,4%	94 414
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	712 335	22,6	727 754	20,8	102,2%	15 419
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	1 179 001	37,3	1 359 393	38,8	115,3%	180 392
Usługi przesyłowe	333 481	10,6	344 837	9,8	103,4%	11 356
Inne usługi obce	142 272	4,5	172 504	4,9	121,2%	30 232
Podatki i opłaty	86 625	2,7	94 856	2,7	109,5%	8 231
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 159 555	100,0	3 505 156	100,0	110,9%	345 601

W kosztach Grupy Kapitałowej główną pozycję stanowią koszty zakupu energii elektrycznej i zużycie materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które stanowią odpowiednio 38,8% i 20,8% kosztów uzyskania przychodów.

Zakup energii na potrzeby sprzedaży wyniósł w I półroczu 2010 r. 1.359.393 tys. zł i zwiększył się w stosunku do roku ubiegłego o 15,3%, co spowodowane jest głównie zwiększeniem zakupu energii na rynku zewnętrznym. W I półroczu 2010 r. 62% przychodów ze sprzedaży energii Elektrowni Kozienice stanowiła sprzedaż w ramach kontraktów do ENEA S.A., natomiast w analogicznym okresie ubiegłego roku udział ten wyniósł 95%. Należy również zaznaczyć, że średnia cena zakupu energii elektrycznej zmniejszyła się o 5,2% w stosunku do I półrocza 2010 r.

Koszty świadczeń pracowniczych w I półroczu 2010 r. wyniosły 481.334 tys. zł i zwiększyły się o 94.414 tys. zł, tj. o 24,4%, co spowodowane jest wzrostem rezerw na świadczenia pracownicze, głównie rezerwy na nagrody jubileuszowe o 41.255 tys. zł, rezerwy na ekwiwalent energetyczny o 24.235 tys. zł oraz rezerwy na odprawy emerytalne o 16.328 tys. zł. Ponadto na wzrost tych kosztów w analizowanym okresie wpłynął wzrost średniej płacy o 3,8%, przy jednoczesnym spadku średniego zatrudnienia z 10.400,84 etatów w I półroczu 2009 r. do 10.245,61 etatów w I półroczu 2010 r.

Koszty pozostałych usług obcych zwiększyły się w stosunku do wykonania roku ubiegłego o 21,2%, co wynika z większych kosztów usług remontowych w Elektrowni Kozienice, wyższych kosztów obsługi prawnej i kosztów związanych z reklamą w ENEA S.A. oraz wyższych kosztów poniesionych na usługi podwykonawstwa w Energobud Leszno.

Wzrost zużycia materiałów, surowców, wartości sprzedanych towarów w I półroczu 2010 r. o 2,2% wynika głównie z wyższych kosztów poniesionych przez Elektrownię Kozienice. Koszty te wzrosły w Elektrowni Kozienice o 40.169 tys. zł, co spowodowane jest głównie wzrostem kosztów zużytego węgla z powodu zwiększenia produkcji energii elektrycznej oraz wyższej średniej ceny rozchodowanego węgla o 1,1%. Jednocześnie nastąpił spadek kosztów sprzedanych towarów i materiałów w spółkach ENEA Operator, BHU, IT Serwis, Auto-Styl, Energomiar co przekłada się na uzyskanie niższych przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów przez te spółki.

Koszty usług przesyłowych wyniosły 344.837 tys. zł i uległy zwiększeniu o 11.356 tys. zł, tj. o 3,4%, głównie w związku ze wzrostem ilości zakupionych usług przesyłowych o 404 GWh, tj. o 5,8%.

Koszty podatków i opłat wzrosły o 9,5%, w porównaniu do wykonania analogicznego okresu roku ubiegłego, co wynika przede wszystkim ze wzrostu podatku od nieruchomości dotyczącego majątku dystrybucyjnego, wzrostu opłat sądowych i hipotecznych oraz wzrostu opłat za gospodarcze korzystanie środowiska, co miało związek z większą produkcją energii elektrycznej.

W I półroczu 2010 r. Grupa Kapitałowa ENEA osiągnęła zysk operacyjny wynoszący 393.513 tys. zł, który był niższy od wyniku osiągniętego w roku ubiegłym o 7,2%, tj. o 30.415 tys. zł, co spowodowane było wzrostem przychodów z działalności operacyjnej o 311.886 tys. zł, przy jednoczesnym wzroście kosztów operacyjnych o 342.301 tys. zł.

Skonsolidowany zysk przed opodatkowaniem, a więc po uwzględnieniu działalności finansowej i udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych wyniósł w I półroczu 2010 r. 457.583 tys. zł i był niższy o 34.754 tys. zł, to jest o 7,1% niż w roku ubiegłym. Wynika to głównie z osiągnięcia niższego wyniku operacyjnego, z niższych wyników finansowych osiągniętych przez Elektrociepłownię Białystok i Śrem oraz z uwzględnienia wyceny tych spółek (brak wyceny w I półroczu 2009 r.).

Zysk netto wypracowany przez Grupę w I półroczu 2010 r. wyniósł 364.692 tys. zł i był niższy od zysku osiągniętego w roku ubiegłym o 27.214 tys. zł, tj. o 6,9%.

2.5.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu.

Skonsolidowany Bilans.

Bilans aktywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	30. 06 2009 r.	30. 06 2010 r.		
Aktywa trwałe	8 183 265	8 351 158	102,1%	167 893
Rzeczowe aktywa trwałe	7 891 008	8 049 658	102,0%	158 650

Użytkowanie wieczyste gruntów	15 261	28 975	189,9%	13 714
Wartości niematerialne	39 089	43 090	110,2%	4 001
Nieruchomości inwestycyjne	4 943	5 975	120,9%	1 032
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	196 001	178 928	91,3%	-17 073
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	34 450	43 035	124,9%	8 585
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 125	1 307	116,2%	182
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	1 388	190	13,7%	-1 198
Aktywa obrotowe	3 992 844	3 954 128	99,0%	-38 716
Zapasy	344 533	239 059	69,4%	-105 474
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	913 925	929 254	101,7%	15 329
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	9 432	1 153	12,2%	-8 279
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	72 809	48 202	66,2%	-24 607
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 936 520	1 742 092	90,0%	-194 428
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	715 625	994 368	139,0%	278 743
Razem aktywa	12 176 109	12 305 286	101,1%	129 177

Bilans pasywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	30. 06 2009 r.	30. 06 2010 r.		

Razem kapitał własny	9 230 765	9 571 879	103,7%	341 114
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	100,0%	0
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	100,0%	0
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	1 144 336	1 144 336	100,0%	0
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	16 794	23 063	137,3%	6 269
Pozostałe kapitały	-28 226	-22 110	78,3%	6 116
Zyski zatrzymane	3 863 282	4 181 634	108,2%	318 352
Udziały mniejszości	31 493	24 474	77,7%	-7 019
Razem zobowiązania	2 945 344	2 733 407	92,8%	-211 937
Zobowiązania długoterminowe	1 487 077	1 444 937	97,2%	-42 140
Zobowiązania krótkoterminowe	1 458 267	1 288 470	88,4%	-169 797
Razem pasywa	12 176 109	12 305 286	101,1%	129 177

Na dzień 30.06.2010 r. suma bilansowa Grupy Kapitałowej ENEA wynosiła 12.305.286 tys. zł i zwiększyła się o 129.177 tys. zł, tj. o 1,1% w stosunku do stanu na dzień 30.06.2009 r.

Aktywa trwałe na dzień 30.06.2010 r. wyniosły 8.351.158 tys. zł i uległy zwiększeniu o 167.893 tys. zł (o 2,1%) w porównaniu do roku ubiegłego. Wzrost aktywów trwałych wynika głównie ze wzrostu rzeczowych aktywów trwałych, co spowodowane jest realizacją inwestycji związanych z majątkiem wytwórczym i dystrybucyjnym. Zwiększyły się również aktywa finansowe dostępne do sprzedaży na skutek dokonanej aktualizacji wyceny udziałów wg wartości godziwej, jakie Elektrownia Kozienice posiada w kopalni Bogdanka S.A. Natomiast zmniejszeniu uległy inwestycje w jednostkach stowarzyszonych, w związku z uwzględnieniem wyceny Elektrociepłowni Białystok i Śrem sporządzonej na koniec 2009 r.

W I półroczu 2010 r. aktywa obrotowe ukształtowały się na poziomie 3.954.128 tys. zł i spadły w porównaniu do I półrocza 2009 r. o 38.716 tys. zł (o 1,0%). Spowodowane jest to głównie zmniejszeniem zapasów węgla oraz aktywów finansowych utrzymywanych do terminu wymagalności (zamiana lokat terminowych powyżej 3 miesięcy na lokaty o krótszym terminie) w Elektrowni Kozienice. Jednocześnie nastąpił wzrost środków pieniężnych na skutek sprzedaży aktywów finansowych i wpływów z bieżącej działalności operacyjnej.

Dominującym źródłem finansowania majątku Grupy jest kapitał własny, który na koniec 30.06.2010 r. wyniósł 9.571.879 tys. zł i był wyższy od stanu na koniec czerwca 2009 r. o 341.114 tys. zł tj. o 3,7%. Wzrost kapitału własnego wynika głównie ze wzrostu zysków zatrzymanych ze względu na dokonany podział zysku z 2009 r.

Wartość zobowiązań długoterminowych Grupy wyniosła na dzień 30.06.2010 r. 1.444.937 tys. zł i uległa zmniejszeniu o 42.140 tys. zł tj. o 2,8% w relacji do stanu na koniec czerwca 2009 r. Wynika to głównie ze spadku stanu zaciągniętych kredytów i pożyczek.

Zobowiązania krótkoterminowe ukształtowały się na poziomie 1.288.470 tys. zł i zmniejszyły się o 169.797 tys. zł (o 11,6%) w porównaniu do roku ubiegłego, głównie w związku ze spadkiem zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań.

2.5.1.3. Sytuacja pieniężna.

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych.

Rachunek przepływów pieniężnych w tys. zł	Na dzień		Dynamika	Odchylenie
	30. 06 2009 r.	30. 06 2010 r.		
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	331 458	663 277	200,1%	331 819
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-2 205 794	-383 292	17,4%	1 822 502
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-30 698	-188 160	612,9%	-157 462
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	-1 905 034	91 825	-4,8%	1 996 859
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	715 625	994 368	139,0%	278 743

Stan środków pieniężnych Grupy Kapitałowej ENEA na koniec I półrocza 2010 r. wyniósł 994.368 tys. zł i był wyższy o 278.743 tys. zł od poziomu osiągniętego na koniec I półrocza 2009 r. (715.625 tys. zł).

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 663.277 tys. zł na koniec I półrocza 2010 r. i są wyższe o 331.819 tys. zł niż na koniec I półrocza 2009 r. (331.458 tys. zł). Wzrost ten spowodowany był przede wszystkim spadkiem zapasów, należności z tytułu dostaw i usług, wzrostem zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych w porównaniu do zmian jakie miały miejsce w I półroczu 2009 r.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wyniosły -383.292 tys. zł na koniec I półrocza 2010 r. i zmieniły się o 1.822.502 tys. zł w stosunku do końca I półrocza 2009 r., które wyniosły -2.205.794 tys. zł. Spowodowane to było nabyciem w I półroczu 2009 r. aktywów finansowych (inwestowanie środków pozyskanych w ramach oferty publicznej Spółki w listopadzie 2008 r.).

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły -188.160 tys. zł na koniec I półrocza 2010 r. natomiast na koniec I półrocza 2009 r. -30.698 tys. zł. Zmiana ta (-157.462 tys. zł) była spowodowana głównie dywidendą wypłaconą akcjonariuszom jednostki dominującej.

2.5.1.4. Analiza wskaźnikowa.

Wskaźniki finansowe.

Wyszczególnienie	wyk.	wyk.
	I pół. 2009 r.	I pół. 2010 r.
WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI		
ROE - stopa zwrotu z kapitału własnego		
<i>zysk (strata) brutto</i>	10,7%	9,6%
<i>kapitał własny</i>		
ROA - stopa zwrotu z aktywów		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	7,0%	6,4%
<i>aktywa całkowite</i>		
Rentowność netto		
<i>zysk (strata) netto</i>	10,9%	9,3%
<i>przychody ze sprzedaży</i>		
Rentowność operacyjna		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	11,8%	10,0%
<i>przychody ze sprzedaży</i>		
Rentowność EBITDA		
<i>zysk (strata) operacyjny + amortyzacja</i>	20,7%	18,3%
<i>przychody ze sprzedaży</i>		
WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ		
Wskaźnik bieżącej płynności		
<i>aktywa obrotowe</i>	2,7	3,1
<i>zobowiązania krótkoterminowe</i>		
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi		
<i>kapitał własny</i>	111,9%	114,6%
<i>aktywa trwałe</i>		
Wskaźnik zadłużenia ogólnego		
<i>zobowiązania ogółem</i>	23,4%	22,2%
<i>aktywa całkowite</i>		
WSKAŹNIKI AKTYWNOŚCI GOSPODARCZEJ		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach		
<i>śr.stan należności z tyt.dostaw i usług netto i pozostałych x liczba dni</i>	42	42
<i>przychody ze sprzedaży</i>		
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach		
<i>śr.stan zobowiązań z tyt.dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni</i>	67	60
<i>koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów</i>		

W I półroczu 2010 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała dodatni wynik finansowy i osiągnęła dodatnią wartość wskaźników rentowności. Rentowność EBITDA wyniosła 18,3% i jest niższa w porównaniu do wykonania I półrocza 2009 r. (20,7%), co wynika z wypracowania niższego zysku operacyjnego.

Rentowność netto osiągnięta przez Grupę w I półroczu 2010 r. wyniosła 9,3% i zmniejszyła się w stosunku do rentowności uzyskanej w I półroczu 2009 r. o 1,6 punktów procentowych (10,9%), co jest konsekwencją osiągnięcia w okresie sprawozdawczym niższego zysku netto.

Nastąpił również spadek efektywności działania Grupy mierzony wskaźnikami aktywności gospodarczej ROE i ROA. Wskaźnik ROE w I półroczu 2009 r. wyniósł 10,7% i uległ zmniejszeniu do 9,6% w I półroczu 2010 r., co wynika z osiągnięcia niższego zysku przed opodatkowaniem w I półroczu 2010 r. niż w roku ubiegłym. Wskaźnik ROA zmniejszył się z 7,0% w I półroczu 2009 r. do 6,4% w I półroczu 2010 r., co jest konsekwencją osiągnięcia niższego zysku operacyjnego.

Grupa Kapitałowa ENEA posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł w I półroczu 2010 r. 3,1. Jego poziom wynika z wysokiego stanu aktywów obrotowych w związku z ulokowaniem w aktywach finansowych środków uzyskanych z emisji akcji na GPW w 2008 r.

Obliczony na dzień 30.06.2010 r. wskaźnik rotacji należności ukształtował się na tym samym poziomie jak w roku ubiegłym i wyniósł 42 dni. Natomiast cykl rotacji zobowiązań w I półroczu 2010 r. osiągnął poziom 60 dni, a więc o 7 dni mniej niż w roku ubiegłym. Należy zwrócić uwagę, że utrzymano prawidłową relację pomiędzy wskaźnikiem rotacji należności i zobowiązań (zobowiązania regulowane są po uzyskaniu należności), co z kolei korzystnie wpływa na płynność finansową Grupy.

Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na koniec I półrocza 2010 r. 22,2% i uległ zmniejszeniu w porównaniu do wykonania I półrocza 2009 r. o 1,2 punktu procentowego (w I półroczu 2009 r. 23,4%). Wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 30.06.2010 r. 114,6% (w I półroczu 2009 r. 111,9%).

2.5.2. Prognozy wyników finansowych.

Zarząd ENEA S.A nie publikował prognoz wyników finansowych za I półrocze 2010 r. oraz rok obrotowy 2010.

2.5.3. Zarządzanie zasobami finansowymi.

ENEA S.A. dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi obsługę wszystkich bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością Spółki. Saldo dostępnych środków pieniężnych umożliwia elastyczne realizowanie bieżących zobowiązań oraz planowanych inwestycji. Zarządzanie płynnością Spółki koncentruje się na szczegółowej analizie spływu należności, stałym monitoringu rachunków bankowych jak również bieżącej koncentracji środków pieniężnych na rachunki skonsolidowane. Spółka podejmuje działania zmierzające do skrócenia okresu spływu należności oraz jednoczesnego wydłużenia okresu regulowania zobowiązań, a tym samym powstałe nadwyżki finansowe lokuje w aktywa obrotowe w formie lokat terminowych. Środki pieniężne pochodzące z emisji zarządzane są przez wyspecjalizowaną firmę zewnętrzną. Inwestowane są w instrumenty o minimalnym ryzyku, tj. instrumenty dłużne emitowane, poręczone lub gwarantowane przez Skarb Państwa oraz depozyty bankowe.

ENEA S.A. w I półroczu 2010 r. posiadała pięć otwartych linii kredytów obrotowych: dwa kredyty w BZ WBK S.A. i analogicznie w Pekao S.A., ponadto limit kredytowy w PKO BP S.A.

Łączny niewykorzystany limit z tytułu kredytów obrotowych Grupy Kapitałowej ENEA na dzień 30.06.2010 r. wynosi 154.000 tys. zł.

ENEA S.A. w trakcie roku obrotowego nie korzystała z kredytów obrotowych na finansowanie bieżącej działalności, jedynie uruchamiała śródkresowo linię kredytową w BZ WBK SA i Pekao S.A. celem dokonywania lokat terminowych, których oprocentowanie było wyższe w stosunku do kosztów kredytu. Spółka nie zaciągała kredytów pod zastaw, hipotekę, przewłaszczenie aktywów trwałych lub przewłaszczenie zorganizowanej części przedsiębiorstwa.

Zgodnie z podpisanymi umowami kredytowymi, zabezpieczeniem otwartych linii kredytowych są: pełnomocnictwa do rachunków bieżących w bankach, w których ENEA S.A. posiada rachunki bieżące oraz oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji.

Spółki zależne posiadające otwarte linie kredytowe:

Spółka	Bank	Limit (tys. zł)	Kwota wykorzystana na 31.12.2009 r. (tys. zł).
BHU S.A.	BZ WBK S.A.	3.500	169
Hotel Edison Sp. z o.o.	BZ WBK S.A.	300	239
IT Serwis Sp. z o.o.	BGŻ S.A.	1.000	965
Auto Styl Sp. z o.o.	Volkswagen Bank S.A.	1.000	384
ENEA Operator Sp. z o.o.	Pekao S.A	50.000	0

2.5.4. Informacja o instrumentach finansowych.

Efektywne zarządzanie finansowe musi uwzględniać zarówno ryzyko, jak i wyniki finansowe. Ryzyko finansowe wiąże się z nieoczekiwanymi zmianami przepływów pieniężnych, które wynikają z aktywności na rynkach finansowych lub działalności operacyjnej.

W ENEA S.A. można zidentyfikować następujące obszary występowania ryzyka:

- 1) *ryzyko kredytowe* – ryzyko kredytowe wiąże się z niewypełnieniem przez klienta lub kontrahenta będącego stroną instrumentu finansowego swoich kontraktowych zobowiązań. Główne czynniki mające wpływ na występowanie ryzyka kredytowego w przypadku Spółki to:
 - duża liczba drobnych odbiorców wpływająca na wzrost kosztów kontrolowania spływu należności,
 - konieczność dostarczania energii elektrycznej jednostkom budżetowym będącym w trudnej sytuacji finansowej,
 - wymogi prawne regulujące zasady wstrzymywania dostaw energii elektrycznej na skutek braku płatności.

Zarząd stosuje politykę kredytową, zgodnie, z którą ekspozycja na ryzyko kredytowe jest monitorowana na bieżąco. Ocena wiarygodności kredytowej jest przeprowadzana w stosunku do wszystkich klientów wymagających kredytowania powyżej określonej kwoty.

Spółka monitoruje na bieżąco wysokość przeterminowanych należności, w uzasadnionych przypadkach występuje z roszczeniami prawnymi i dokonuje odpisów aktualizujących.

- 2) *ryzyko utraty płynności finansowej* – ryzyko utraty płynności finansowej jest to ryzyko wystąpienia braku możliwości spłaty przez Spółkę jej zobowiązań finansowych w momencie ich wymagalności. Polityka zarządzania ryzykiem utraty płynności finansowej polega na zapewnieniu środków finansowych niezbędnych do wywiązywania się Spółki ze zobowiązań finansowych i inwestycyjnych przy wykorzystaniu najbardziej atrakcyjnych źródeł finansowania np. emisji papierów dłużnych.

Zarządzanie płynnością Spółki koncentruje się na szczegółowej analizie spływu należności, bieżącym monitoringu rachunków bankowych jak również bieżącej koncentracji środków pieniężnych na rachunki skonsolidowane. Spółka podejmuje działania zmierzające do skrócenia okresu spływu należności oraz jednoczesnego wydłużenia okresu regulowania zobowiązań, a tym samym powstałe nadwyżki finansowe lokuje w aktywa obrotowe w formie lokat terminowych.

- 3) *ryzyko walutowe* – Grupa jest narażona na ryzyko kursowe głównie ze względu na zaciągnięte przez Elektrownię Kozienice kredyty walutowe.
- 4) *ryzyko stopy procentowej* – istnieje głównie w stosunku do odsetek od zaciągniętych kredytów oraz odsetek od lokat bankowych. Stopa odsetkowa jest zmienna, gdyż obliczana jest na podstawie stawki WIBOR.

Części ryzyk nie można uniknąć, gdyż wpływ na to mają zmiany legislacyjne oraz zmiany tendencji makroekonomicznych.

2.6. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w I półroczu 2010 r. w porównaniu do I półrocza 2009 r.

Rachunek zysków i strat ENEA S.A.

dane w tys. zł	Wykonanie		Dynamika	Odchylenie 2-1
	I półrocze 2009r.	I półrocze 2010r.	kol.2 / kol.1	
	1	2	3	4
Przychody ze sprzedaży	3 615 407	3 385 427	93,6%	-229 980
Podatek akcyzowy	92 121	137 556	149,3%	45 435
Przychody ze sprzedaży netto	3 523 286	3 247 871	92,2%	-275 415
Pozostałe przychody operacyjne	14 686	3 938	26,8%	-10 748
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 423 310	3 140 401	91,7%	-282 909
Pozostałe koszty operacyjne	25 462	15 408	60,5%	-10 054
Zysk/ strata ze sprzedaży środków trwałych	727	-349	x	-1 076
Zysk operacyjny	89 927	95 650	106,4%	5 722
Przychody finansowe	68 065	61 598	90,5%	-6 467
Przychody z tytułu dywidend	78 897	193 888	245,7%	114 991
Koszty finansowe	4 753	3 001	63,1%	-1 752
Zysk brutto	232 136	348 135	150,0%	115 999
Zysk netto	199 461	317 969	159,4%	118 508
EBITDA	97 043	104 421	107,6%	7 378

Przychody ze sprzedaży.

Przychody ze sprzedaży brutto ENEA S.A. wyniosły w okresie sprawozdawczym 3.385.427 tys. zł, co w stosunku do I półrocza 2009 r. stanowi spadek o 229.980 tys. zł, a więc o 6,4%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2010 r.

dane w tys. zł	Wykonanie		Dynamika	Odchylenie 2-1
	I półrocze	I półrocze	kol.2 / kol.1	
	2009 r.	2010 r.		
	1	2	3	4
Przychody ze sprzedaży	3 615 407	3 385 427	93,6%	-229 980
z tego:				
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji odbiorcom końcowym	3 262 635	3 111 315	95,4%	-151 320
z tego:				
Sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym	2 185 200	2 115 964	96,8%	-69 236
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	1 077 435	995 351	92,4%	-82 084
Sprzedaż energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych	161 094	151 562	94,1%	-9 532
Sprzedaż energii elektrycznej innym podmiotom	172 495	114 721	66,5%	-57 773

Sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej i świadectw pochodzenia	0	1 523	x	1 523
Sprzedaż usług	26 208	27 953	106,7%	1 745
Pozostałe przychody	-7 023	-21 648	308,2%	-14 624

Na spadek przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wpłynęły głównie:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, które stanowią 62,5% przychodów ze sprzedaży. Przychody te wyniosły w I półroczu 2010 r. 2.115.964 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do analogicznego okresu ubiegłego roku o 69.236 tys. zł, tj. o 3,2%, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 219 GWh, przy spadku średniej ceny sprzedaży o 0,5%. Najwyższy spadek wolumenu sprzedanej energii elektrycznej (o 236 GWh) oraz średniej ceny sprzedaży (o 3,5%) zanotowano w grupie klientów z zespołu grup taryfowych A i B. Jednocześnie nastąpił wzrost w stosunku do analogicznego okresu ubiegłego roku sprzedaży energii elektrycznej klientom z zespołu grup taryfowych G.
- przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe, które stanowią 29,4% przychodów ze sprzedaży. Przychody te w I półroczu 2010 r. osiągnęły wartość 995.351 tys. zł i uległy zmniejszeniu w porównaniu do I półrocza roku poprzedniego o 82.084 tys. zł, tj. o 7,6%. Poziom tych przychodów był spowodowany przede wszystkim zmniejszeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe o 1.272 GWh przy jednoczesnym wzroście średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 11,3%.
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom wyniosły 114.721 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I półrocza 2009 r. o 57.773 tys. zł, tj. o 33,5%, co wynika głównie z mniejszej ilości sprzedanej energii o 335 GWh.
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej ukształtowały się w I półroczu 2010 r. na poziomie 151.562 tys. zł i uległy zmniejszeniu o 9.532 tys. zł, tj. o 5,9%, co spowodowane jest spadkiem średniej ceny sprzedaży o 11,2%.

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży.

W I półroczu 2010 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wyniosły 3.140.401 tys. zł i zmniejszyły się o 282.909 tys. zł, tj. o 8,3% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2010 r.

dane w tys. PLN	Wykonanie		Dynamika	Odchylenie 2-1
	I półrocze 2009 r.	I półrocze 2010 r.	kol.2 / kol.1	
	1	2	3	
Koszty zakupu en. el. na potrzeby odsprzedaży	2 272 753	2 045 132	90,0%	-227 621
w tym: zakup świadectw pochodzenia	215 957	266 630	123,5%	50 673
Koszt świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych o dostawę energii i usług dystrybucyjnych	1 068 567	991 247	92,8%	-77 321
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	7 116	8 772	123,3%	1 656
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	1 388	2 065	148,7%	677
Inne usługi obce	56 824	61 520	108,3%	4 696
Koszty świadczeń pracowniczych	11 523	26 380	228,9%	14 858
Podatki i opłaty	5 139	5 286	102,9%	147
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	3 423 310	3 140 401	91,7%	-282 909

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA S.A. wpływają głównie:

- koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby odsprzedaży, które wyniosły 2.045.132 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I półrocza 2009 r. o 227.621 tys. zł, tj. o 10,0%, głównie na skutek niższego wolumenu zakupionej energii o 275 GWh oraz niższej średniej ceny zakupu energii o 5,2%.
- koszty świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych, które wyniosły 991.247 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I półrocza 2009 r. o 77.321 tys. zł, tj. o 7,2%, co wynika z mniejszej ilości dostarczonej energii o 1.272 GWh przy jednoczesnym wzroście średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych o 11,3%.
- koszty świadczeń pracowniczych w I półroczu 2010 r. wyniosły 26.380 tys. zł i zwiększyły się o 14.858 tys. zł, tj. o 128,9%, co spowodowane jest wzrostem rezerw na świadczenia pracownicze o 9.679 tys. zł, głównie rezerwy na ekwiwalent energetyczny (o 6.943 tys. zł) oraz rezerwy na niewykorzystane urlopy (o 1.230 tys. zł). Ponadto wzrosły koszty wynagrodzeń z narzutami o 4.281 tys. zł przede wszystkim w związku ze zwiększeniem średniego zatrudnienia z 302,47 etatów w I półroczu 2009 r. do 385,07 etatów w I półroczu 2010 r. Na skutek zmian Prawa Energetycznego od marca 2010 r. ENEA S.A. przejęła od spółki ENEA Operator czynności związane z obsługą klientów oraz pracowników zajmujących się tymi zadaniami. Spowodowało to wzrost zatrudnienia na koniec czerwca 2010 roku do 470 osób wobec 305 osób na koniec czerwca 2009 r.
- koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 61.520 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do wykonania I półrocza roku ubiegłego o 4.695 tys. zł, tj. o 8,3%, co było spowodowane wyższymi kosztami reprezentacji i reklamy oraz wyższymi kosztami obsługi prawnej.

2.7. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w I półroczu 2010 r. w porównaniu do I półrocza 2009 r.

Rachunek zysków i strat ENEA Operator.

Rachunek zysków i strat	I półrocze 2009 [w tys. PLN]	I półrocze 2010 [w tys. PLN]	dynamika	odchylenie
1	2	3	[3 / 2]	[3 - 2]
Przychody ze sprzedaży	1 192 170	1 312 975	110,1%	120 805
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 081 281	1 130 563	104,6%	49 282
Pozostałe przychody operacyjne	9 922	9 838	99,2%	-84
Pozostałe koszty operacyjne	6 990	8 715	124,7%	1 725
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	1 385	1 135	81,9%	-250
Zysk / strata operacyjny	115 206	184 670	160,3%	69 464
Przychody finansowe	3 538	5 263	148,8%	1 725
Koszty finansowe	6 325	5 428	85,8%	-897
Zysk/ strata brutto	112 419	184 505	164,1%	72 086
Zysk/ strata netto	88 019	147 676	167,8%	59 657
EBITDA	299 562	367 763	122,8%	68 201

Przychody ze sprzedaży.

Przychody ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły w okresie sprawozdawczym 1.312.975 tys. zł, co w stosunku do I półrocza 2009 r. stanowi wzrost o 120.805 tys. zł, a więc o 10,1%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2010 r.

Przychody ze sprzedaży	I półrocze 2009 [w tys. PLN]	I półrocze 2010 [w tys. PLN]	dynamika	odchylenie
1	2	3	[3 / 2]	[3 - 2]
Przychody ze sprzedaży	1 192 170	1 312 975	110,1%	120 805
z tego:				
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, w tym:	1 128 371	1 201 758	106,5%	73 387
umowy kompleksowe	1 077 434	995 348	92,4%	-82 086
umowy pozostałe	50 937	206 410	405,2%	155 473
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	1 897	1 540	81,2%	-357
Sprzedaż usług dystrybucji wynikająca z systemu rozliczeń WO i DO	-8 697	-2 455	28,2%	6 242
Opłaty za przyłączenie do sieci	8 144	49 276	605,1%	41 132
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	3 331	3 367	101,1%	36
Przychody z tytułu usług	49 715	47 843	96,2%	-1 872
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	8 229	9 281	112,8%	1 052
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	1 181	2 365	200,3%	1 185

Na wzrost przychodów ze sprzedaży ENEA Operator wpłynęły głównie:

- przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które stanowią 91,5% przychodów ze sprzedaży. Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w I półroczu 2010 r. osiągnęły wartość 1.201.758 tys. zł i wzrosły w porównaniu do I półrocza roku poprzedniego o 73.387 tys. zł, tj. o 6,5%. Poziom tych przychodów był spowodowany przede wszystkim zwiększeniem ilości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 379 GWh i wzrostem średniej ceny sprzedanych usług dystrybucyjnych o 1,8%.
- przychody z tytułu opłat za przyłączenia do sieci wyniosły w I półroczu 2010 r. 49.276 tys. zł i uległy zwiększeniu o 41.132 tys. zł, co wynika ze zmiany zasad ewidencji opłat przyłączeniowych. W roku ubiegłym przychody z tych opłat podlegały rozliczeniu na 35 lat, natomiast przyłączenia oddane do użytkowania od 01.012010 r. ujmowane są w całości w przychodach operacyjnych.
- przychody ze sprzedaży usług dystrybucji wynikających z systemu rozliczeń WO i DO, które uległy zwiększeniu o 6.242 tys. zł, co jest konsekwencją osiągnięcia wyższych przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych DO.

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży.

W I kwartale 2010 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły 1.130.563 tys. zł i zwiększyły się o 49.283 tys. zł, tj. o 4,6% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2010 r.

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	I półrocze 2009 [w tys. PLN]	I półrocze 2010 [w tys. PLN]	dynamika	odchylenie
1	2	3	[3 / 2]	[3 - 2]
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 081 281	1 130 563	104,6%	49 282
z tego:				
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	184 356	183 093	99,3%	-1 263

Koszty świadczeń pracowniczych	230 820	267 574	115,9%	36 754
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	188 533	193 299	102,5%	4 766
w tym: zakup energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej i potrzeb własnych	161 226	168 503	104,5%	7 277
Koszty usług przesyłowych	341 217	343 744	100,7%	2 527
Inne usługi obce	83 342	85 279	102,3%	1 937
Podatki i opłaty	53 013	57 574	108,6%	4 561

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA Operator wpływają głównie:

- koszty świadczeń pracowniczych w I półroczu 2010 r. wyniosły 267.574 tys. zł i zwiększyły się o 36.754 tys. zł, tj. o 15,9%, co wynika z wyższych kosztów rezerw nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych oraz wyższych kosztów rezerw na ulgową odpłatność za energię elektryczną.
- koszty zużycia materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów, które wyniosły 193.299 tys. zł i zwiększyły się o 4.766 tys. zł, tj. o 2,5%, głównie na skutek wyższych kosztów zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej. Wzrost ten wynika z wyższego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną przy utrzymaniu wskaźnika strat bilansowych na poziomie 8,5% zbliżonym do wykonania I półrocza 2009 r.
- koszty usług przesyłowych wyniosły 343.744 tys. zł i uległy zwiększeniu o 2.527 tys. zł, tj. o 0,7%, w związku ze wzrostem ilości zakupionych usług przesyłowych o 404 GWh, tj. o 5,8%, przy jednoczesnym spadku średniej ceny zakupu o 4,0%.
- koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 85.279 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do wykonania I półrocza roku ubiegłego o 1.937 tys. zł, tj. o 2,3%, co było spowodowane wyższymi kosztami usług logistycznych na skutek renegocjacji umowy z BHU S.A..
- koszty podatków i opłat wyniosły 57.574 tys. zł i wzrosły o 4.561 tys. zł, tj. o 8,6% w porównaniu do wykonania analogicznego okresu roku ubiegłego, co wynika przede wszystkim ze wzrostu podatku od nieruchomości dotyczącego majątku dystrybucyjnego, wzrostu opłat sądowych i hipotecznych.

2.8. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Koźienice w I półroczu 2010 r. w porównaniu do I półrocza 2009 r.

Rachunek zysków i strat Elektrowni Koźienice.

Rachunek zysków i strat	I półrocze 2009 r. [w tys. PLN]	I półrocze 2010 r. [w tys. PLN]	dynamika	odchylenie
1	2	3	[3 / 2]	[3 - 2]
Przychody ze sprzedaży	1 220 783	1 153 759	94,5%	-67 024
Podatek akcyzowy	34 607	-3 596	-	-38 203
Przychody ze sprzedaży netto	1 186 176	1 157 355	97,6%	-28 821
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	969 212	1 049 981	108,3%	80 769
Pozostałe przychody operacyjne	10 271	7 367	71,7%	-2904
Pozostałe koszty operacyjne	11 736	17 516	149,3%	5 780
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	630	57	9,1%	-573
Zysk / strata operacyjny	214 869	97 168	45,2%	-117 701
Przychody finansowe	13 376	7 890	59,0%	-5486

Koszty finansowe	14 879	9 263	62,3%	-5 616
Zysk/ strata brutto	213 366	95 795	44,9%	-117 571
Zysk/ strata netto	172 167	74 432	43,2%	-97 735
EBITDA	331 774	217 427	65,53%	-114 347

Przychody ze sprzedaży.

Przychody ze sprzedaży netto Elektrowni Kozienice wyniosły w okresie sprawozdawczym 1.157.355 tys. zł, co w stosunku do I półrocza 2009 r. stanowi spadek o 28.821 tys. zł, a więc o 2,4%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2010 r.

Przychody ze sprzedaży	I półrocze 2009 r [w tys. PLN]	I półrocze 2010 r [w tys. PLN]	dynamika	odchylenie
1	2	3	[3 / 2]	[3 - 2]
Przychody ze sprzedaży brutto	1 220 783	1 153 759	94,5%	-67 024
z tego:				
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym:	1 171 770	1 111 276	94,8%	-60 494
umowy z ENEA	1 114 782	686 755	61,6%	-428 027
umowy pozostałe	56 988	424 521	744,9%	367 533
Przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych	27 034	0	0,0%	-27 034
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	12 332	32 051	259,9%	19 719
Przychody ze sprzedaży ciepła	3 751	3 305	88,1%	-446
Przychody ze sprzedaży usług	2 156	2 271	105,3%	115
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	3 740	4 856	129,8%	1116

Podstawowym przychodem Elektrowni Kozienice są przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, które stanowią 96,3% przychodów ze sprzedaży i wyniosły w I półroczu 2010 r. 1.111.276 tys. zł. Przychody te zmniejszyły się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 60.494 tys. zł, tj. o 5,2%, co wynika ze spadku sprzedaży energii do ENEA S.A. o 428.027 tys. zł, przy jednoczesnym wzroście sprzedaży energii do pozostałych odbiorców, tj. spółek posiadających koncesję na obrót energią elektryczną oraz sprzedaży na TGE i POEE o 367.533 tys. zł. W I półroczu 2010 r. wolumen sprzedaży energii elektrycznej wyniósł 5.726 GWh i wzrósł w stosunku do I półrocza 2009 r. o 6 GWh. Jednocześnie obniżeniu uległa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej głównie na skutek zmniejszenia wielkości podatku akcyzowego co zostało spowodowane zmianami przepisów dotyczących podatku akcyzowego. Od dnia 01.03.2009 r. obowiązek płacenia podatku akcyzowego został przeniesiony z wytwórcy energii elektrycznej na jej sprzedawcę. Wobec powyższego elektrownia płaci akcyzę jedynie w przypadku sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy końcowemu oraz od energii zużytej na potrzeby administracyjne.

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży.

W I półroczu 2010 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wyniosły 1.049.981 tys. zł i zwiększyły się o 80.769 tys. zł, tj. o 8,3% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I półroczu 2010 r.

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	I półrocze 2009 r. [w tys. PLN]	I półrocze 2010 r. [w tys. PLN]	dynamika	odchylenie
1	2	3	[3 / 2]	[3 - 2]
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	969 212	1 049 981	108,3%	80 769
z tego:				
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	116 905	120 259	102,9%	3 354
Koszty świadczeń pracowniczych	100 057	131 770	131,7%	31 713
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	604 788	644 957	106,6%	40 169
Koszty zakupu na potrzeby sprzedaży	54 310	41 152	75,8%	-13 158
Koszty usług przesyłowych	1 286	1 326	103,1%	40
Inne usługi obce	64 283	79 658	123,9%	15 375
Podatki i opłaty	27 583	30 859	111,9%	3 276

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez Elektrownię Kozienice wpływają głównie:

- koszty zużycia materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które wyniosły 644.957 tys. zł i zwiększyły się o 40.169 tys. zł, tj. o 6,6%. Powyższa sytuacja związana jest ze wzrostem kosztów paliw (węgiel, biomasa) wywołanych zwiększeniem produkcji energii elektrycznej i energii „zielonej” oraz wzrostem cen węgla. Średnia cena rozchodowanego węgla uległa zwiększeniu o 1,1%. Ponadto w I półroczu 2009 r. zanotowano nadwyżkę inwentaryzacyjną w wysokości 7.456 tys. zł (pomniejszenie kosztów) podczas gdy w analogicznym okresie 2010 r. powstał niedobór w wysokości 122 tys. zł (powiększenie kosztów).
- koszty świadczeń pracowniczych w I półroczu 2010 r. wyniosły 131.770 tys. zł i zwiększyły się o 31.713 tys. zł, tj. o 31,7%, co spowodowane jest wyższymi kosztami funduszu osobowego i pochodnych (zmiany płac zasadniczych od 01.03.2010 r.), wyższym poziomem rezerw na świadczenia emerytalne, nagrody jubileuszowe oraz ekwiwalent energetyczny, podczas gdy w analogicznym okresie 2009 r. nastąpiło ich zmniejszenie. Ponadto zanotowano wzrost ZFŚS z tytułu podziału zysku.
- koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 79.658 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do wykonania I półrocza roku ubiegłego o 15.375 tys. zł, tj. o 23,9%, co było spowodowane głównie wyższymi kosztami usług remontowych.
- koszty podatków i opłat wyniosły 30.859 tys. zł i wzrosły o 3.276 tys. zł, tj. o 11,9% w porównaniu do wykonania analogicznego okresu roku ubiegłego, co wynika przede wszystkim ze wzrostu opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska, co miało związek z większą produkcją energii elektrycznej.
- koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży ukształtowały się na poziomie 41.152 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do wykonania I półrocza roku ubiegłego o 13.158 tys. zł, tj. o 24,2%, co było spowodowane mniejszym zakupem energii bilansującej kontrakty (odebranej z Rynku Bilansującego).

3. Opis perspektyw rozwoju oraz podstawowych zagrożeń i ryzyk związanych z pozostałymi miesiącami roku obrotowego.

Perspektywy rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA zależą od szeregu wewnętrznych i zewnętrznych czynników, m.in. prawnych i makroekonomicznych, które jednocześnie w przypadku wystąpienia istotnych a zarazem niekorzystnych odchyleń od standardowych lub zakładanych parametrów (lub odpowiednio okoliczności związanych z tymi czynnikami) mogą stanowić ryzyka i zagrożenia dla realizacji pożądaných wyników lub rozwoju Grupy.

3.1. Regulacje prawne i taryfy.

Osiągane przez nas wyniki z działalności są zależne od szeregu regulacji i decyzji organów regulacyjnych, w tym w szczególności w zakresie kształtowania stawek opłat i zasad ich stosowania, według których możemy prowadzić rozliczenia z klientami za usługi dystrybucji energii elektrycznej oraz w zakresie kształtowania cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych.

Nasza działalność jest prowadzona w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej. Na naszą sytuację mają w szczególności wpływ przepisy Prawa Energetycznego oraz regulacje Unii Europejskiej, w szczególności z zakresu ochrony środowiska. Przedmiotowe regulacje prawne podlegają częstym zmianom, których nie jesteśmy w stanie przewidzieć, a które mogą skutkować brakiem spójności przepisów, na podstawie, których prowadzimy działalność.

Organem do spraw regulacji sektora energetycznego w Polsce jest Prezes URE. Do kluczowych kompetencji Prezesa URE należy zatwierdzanie taryf i kontrola ich stosowania, a także zwalnianie oraz cofanie zwolnień z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, udzielanie i cofanie koncesji, wyznaczanie podmiotów na operatorów systemów, uzgadnianie planów rozwoju, nakładanie kar pieniężnych oraz kontrola wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków określonych w Prawie Energetycznym. Poza Prezesem URE również inne organy wykonując swoje kompetencje kontrolne i regulacyjne mogą wywierać znaczący wpływ na naszą działalność. Należą do nich w szczególności Prezes UOKiK oraz Komisja Europejska, które posiadają istotne kompetencje w procesie liberalizacji sektora energetycznego oraz w zakresie nadzoru nad jego realizacją. Kompetencje kontrolne i regulacyjne Prezesa URE oraz innych organów umożliwiają im wywieranie znaczącego wpływu na naszą działalność, a w szczególności na wysokość osiąganych przez nas przychodów. Zakres tych kompetencji może ulec w przyszłości zmianie na skutek, czego organy te mogą uzyskać dodatkowe uprawnienia w zakresie prowadzonej przez nas działalności. Decyzje podejmowane przez te organy mogą mieć istotny negatywny wpływ na wysokość osiąganych przez nas przychodów.

Taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE, które stosujemy w naszej działalności są kalkulowane na podstawie elementów, których wysokość charakteryzuje się dużym stopniem uznaniowości ze strony Prezesa URE.

Jesteśmy zobowiązani do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym oraz dystrybucji energii dla odbiorców przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej. Sposób kalkulacji taryf, zgodnie z przepisami prawa, ma zapewniać przedsiębiorstwu energetycznemu: (I) pokrycie planowanych na dany okres taryfowy kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione; oraz (II) uzyskanie określonej marży (w obrocie) lub zwrotu z kapitału (w dystrybucji) przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Niektóre elementy kalkulacji taryf są wyliczane na podstawie przyjętych przez Prezesa URE modeli ekonomicznych i innych założeń, które nie uwzględniają rzeczywistych kosztów naszej działalności i wartości naszych aktywów wykazywanej w naszych sprawozdaniach finansowych. W konsekwencji elementy kalkulacji taryfy są przedmiotem, często długotrwałych, uzgodnień z Prezesem URE, które mogą nie doprowadzić do osiągnięcia zakładanych przez nas przychodów, co może negatywnie wpłynąć na poziom uzyskiwanych przez nas marż oraz zwrotu z kapitału.

W praktyce taryfy są zatwierdzane najczęściej na okres jednego roku. Dodatkowo Prezes URE wyznacza długość okresów regulacyjnych (od 3 do 5 lat), dla których określa modelowy poziom kosztów uznanych za uzasadnione w zakresie związanym z dystrybucją energii. W przypadku poniesienia w trakcie okresu regulacyjnego dodatkowych kosztów, które nie zostały uwzględnione w modelu lub zostały uwzględnione w niższej wysokości, mamy ograniczone możliwości uwzględnienia takich kosztów w taryfie. W praktyce Prezes URE akceptuje korektę taryfy tylko w przypadku znaczącego wzrostu kosztów lub wskaźników (np. inflacja) z przyczyn od nas niezależnych.

W przypadku braku zatwierdzenia nowej taryfy przez Prezesa URE po danym okresie taryfowym, co do zasady jesteśmy zobowiązani do stosowania dotychczasowej taryfy, chyba że decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia nowej taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie, która może nie uwzględniać kosztów naszej działalności. Wystąpienie takiej sytuacji w przyszłości może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

W dniu 04.11.2009 r. ENEA Operator Sp. z o.o. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie „Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej” na 2010 r., wszczynając tym samym postępowanie administracyjne

w sprawie. Przedmiotowe postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji znak: DTA-4211-114(5)/2009/13854/III/BH z dnia 17 grudnia 2009 r., zatwierdzającej taryfę w części dotyczącej stawek opłaty przejściowej na okres od dnia 1 stycznia 2010 r. do dnia 31 grudnia 2010 r. oraz decyzji znak DTA-4211-114(10)/2009/13854/III/BH z dnia 23 grudnia 2009 r., zatwierdzającej taryfę w pozostałej części. „Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej” na 2010 r. wprowadzona została uchwałą Zarządu ENEA Operator Sp. z o.o. z dnia 30.12.2009r. i obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 r. w zakresie zatwierdzonym Decyzją znak DTA-4211-114(5)/2009/13854/III/BH z dnia 17 grudnia 2009r. oraz od dnia 7 stycznia 2010 r., w zakresie zatwierdzonym Decyzją znak DTA-4211-114(10)/2009/13854/III/BH z dnia 23 grudnia 2009 r.

Do dnia 31.12.2007 r. działalność ENEA S.A. w zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym była objęta obowiązkiem przedstawiania taryf do zatwierdzania Prezesowi URE. Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania, w wyniku decyzji Prezesa URE z dnia 14 maja 2008 r., jesteśmy zwolnieni z obowiązku przedkładania do zatwierdzania Prezesowi URE taryf dla energii elektrycznej z wyłączeniem taryfy dla odbiorców z grup taryfowych G (gospodarstw domowych) przyłączonych do sieci ENEA Operator. Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania stan prawny w przedmiotowym zakresie nie uległ zmianie.

W zakresie sprzedaży dla odbiorców z zespołu grup taryfowych G na 2009 r. dnia 07.11.2008 r. ENEA S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie „Taryfy dla energii elektrycznej” dla grup taryfowych G na rok 2009. Postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia „Taryfy dla energii elektrycznej” dla grup taryfowych G na rok 2009 zakończyło się wydaniem Decyzji nr DTA-4211-127(14)/2008/2688/II/BM z dnia 2 stycznia 2009 r., którą Prezes URE zatwierdził Taryfę dla grup taryfowych G na okres do 31 grudnia 2009 r. Taryfa ta, zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 2/2009 z dnia 5 stycznia 2009 r., zaczęła obowiązywać od dnia 17 stycznia 2009 r.

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej przez ENEA S.A. odbiorcom innym niż gospodarstwa domowe od 1 stycznia 2009 r. obowiązuje „Taryfa dla energii elektrycznej” dla zespołów grup taryfowych A, B i C, wprowadzona Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 786/2008 z dnia 25 listopada 2008 r. i zmieniona w zakresie cen energii elektrycznej od 1 czerwca 2009 r. Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 266/2009 z dnia 27 kwietnia 2009 r.

W dniu 12 stycznia 2010 r. Decyzją nr DTA-4211-75(19)/2009/2010/2688/III/BH Prezes URE zatwierdził „Taryfę dla energii elektrycznej” ENEA S.A. dla odbiorców zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych, która zaczęła obowiązywać zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 25/2010 z dnia 14 stycznia 2010 r. od 27 stycznia 2010 r.

3.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej.

Ceny hurtowe energii elektrycznej zależą od wielu czynników w tym czynników rynkowych i regulacyjnych. W chwili obecnej hurtowy rynek obrotu energią jest w pełni zliberalizowany tak, więc osiągnąć przez nas poziom kosztów i przychodów jest uzależniony od cen energii elektrycznej obowiązujących w danym momencie na rynku. Ponieważ wolny rynek energii elektrycznej w Polsce funkcjonuje od niedawna, trudno przewidzieć jak będą kształtowały się ceny energii elektrycznej w przyszłości.

Ponadto zmiany wprowadzone ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21 z dnia 8 lutego 2010 r. poz. 104), przewidują obowiązek sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie towarowej lub w sposób zapewniający publiczny i równy dostęp do energii elektrycznej na giełdach energetycznych lub internetowych platformach obrotu energią elektryczną na rynku regulowanym, co może mieć wpływ na kształtowanie się cen na hurtowym rynku energii elektrycznej, a których nie można obecnie przewidzieć.

3.3. Dostawy i ceny węgla kamiennego oraz innych paliw.

Podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej przez nasze podstawowe aktywa wytwórcze, tj. Elektrownię Kozienice, jest węgiel kamienny. Głównym dostawcą węgla kamiennego do Elektrowni jest spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która dostarczyła w I półroczu 2010 r. w przybliżeniu 1,5 mln ton, co stanowi ponad 65% zakupionego surowca w ujęciu ilościowym. Ponadto, w celu uzupełnienia zapasów węgla o niskiej zawartości siarki, zawarta została umowa na dostawy węgla z KOMPLET Sp. z o.o. o faktycznym okresie realizacji przypadającym na drugą połowę roku 2010 i początek 2011 r. Jedynym dostawcą paliwa rozpałkowego do Elektrowni „Kozienice” S.A. w I półroczu 2010 r. był LOTOS Asphalt Sp. z o.o. Dostarczane paliwo to ciężki olej opałowy o zawartości siarki do 3%.

Polski rynek dostaw węgla jest wysoce zmonopolizowany przez spółki należące do Skarbu Państwa, naszego głównego akcjonariusza, które kontrolują zdecydowaną większość krajowych dostaw węgla w ujęciu ilościowym. Nie ma pewności, że obowiązujące w chwili obecnej umowy na dostawę węgla, które zawarliśmy z naszymi głównymi dostawcami, nie zostaną rozwiązane, ani czy zostaną przedłużone po upływie okresu ich obowiązywania. Ponadto zgodnie z tymi umowami cena oraz ilość dostarczanego węgla są corocznie ustalane w drodze negocjacji. Nie ma pewności, że wynik takich negocjacji zawsze będzie dla nas korzystny. Jeżeli nie będziemy w stanie zawrzeć umów na dostawę węgla do Elektrowni Kozienice lub dostawy węgla zostaną zawieszane lub przerwane z innego powodu (np. w wyniku strajku pracowników kopalń), Elektrownia Kozienice może zostać zmuszona do sprowadzania węgla z odleglejszych terenów po wyższych cenach, wstrzymania lub ograniczenia wytwarzania energii elektrycznej do czasu wznowienia dostaw węgla lub przystosowania swoich aktywów wytwórczych do wykorzystywania alternatywnych paliw, co może spowodować wzrost ponoszonych przez nią kosztów. Wzrost kosztów w Elektrowni Kozienice zostałby odzwierciedlony w cenach sprzedawanej przez nas energii elektrycznej, co mogłoby spowodować, że nasze ceny stałyby się niekonkurencyjne w stosunku do cen energii elektrycznej sprzedawanej przez naszych konkurentów na rynku. Ponadto brak zdolności do utrzymywania zapasów węgla kamiennego na odpowiednim poziomie wymaganym przez prawo może z kolei skutkować nałożeniem na nas kar administracyjnych w wysokości do 15% naszych przychodów z działalności koncesjonowanej w poprzednim roku podatkowym.

W styczniu 2008 r. Elektrownia rozpoczęła wytwarzanie energii, przy współpalaniu biomasy jako paliwa. Współpalanie biomasy jest dokonywane w ośmiu blokach o mocy osiągalnej w przedziale 215-225 MW. Jako biomasa są używane, w szczególności: pelety z trocin, trociny, pelety ze słonecznika. W roku 2008 zużycie biomasy wyniosło 98.657,2 ton, zaś w roku 2009 116.736,1 ton (wg wag taśmociągowych – stanowi to wzrost o 18% w stosunku do roku 2008). Na rok 2010 planowane jest współpalenie ok. 120.000 ton biomasy. W 2010 r. dostawy biomasy rolnej i leśnej realizowane są przez 11 firm zewnętrznych.

3.4. Obowiązki w zakresie uzyskania świadectw pochodzenia energii.

Przepisy prawa nakładają na nas obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających: (i) wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach; oraz (ii) wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracji) lub, w razie nieuzyskania i nieprzedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w wymaganej ilości, do wniesienia opłat zastępczych. Ilość niezbędnych do uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia wynika z przepisów prawa i jest obliczana, jako procentowy udział energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym. Udział ten będzie zasadniczo rósł w kolejnych latach. Ponadto wzrastać może ilość energii elektrycznej sprzedawanej przez nas odbiorcom końcowym. Posiadane przez nas źródła energii odnawialnej lub wytwarzanej w kogeneracji, pozwalają jedynie w niewielkim stopniu na wykonanie przez nas obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia. W konsekwencji jesteśmy zmuszeni zaopatrywać się w świadectwa pochodzenia od osób trzecich lub wnosić opłaty zastępcze, których wysokość corocznie zasadniczo się zwiększa. Z uwagi na brak wystarczającego potencjału źródeł wytwarzających taką energię w Polsce, należy liczyć się ze wzrostem cen świadectw pochodzenia na rynku, co może skutkować znaczącym wzrostem kosztów naszej działalności. Nie ma pewności, że zwiększone ceny takich świadectw lub wnoszone przez nas opłaty zastępcze, będą mogły zostać odzwierciedlone w cenie energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym. Jeżeli nie będziemy w stanie pozyskać odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia na korzystnych warunkach lub jeżeli warunki rynkowe uniemożliwią nam przeniesienie na odbiorców końcowych wyższych kosztów ponoszonych przez nas w związku z nabywaniem świadectw pochodzenia, może to mieć negatywny wpływ na nasze przepływy pieniężne oraz osiągnięte przez nas marże.

Ponadto ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21 z dnia 8 lutego 2010 r. poz. 104) wprowadza nowe jednostki wytwarzające energię w kogeneracji, które będą objęte systemem certyfikatów. Są to określone jednostki wytwórcze opalane z wykorzystaniem metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zamkniętych kopalniach węgla kamiennego, jak też ze źródeł w formie palnego gazu wytwarzanego w procesie przetwarzania biomasy. System certyfikatów mający zastosowanie do jednostek opalanych z wykorzystaniem metanu będzie obowiązywał do 31 marca 2019 r. W konsekwencji określono obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia określonej ilości świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej przez jednostki wytwórcze opalane z wykorzystaniem metanu lub uiszczenia stosownej opłaty zastępczej.

3.5. Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe.

Nasza działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej jest uzależniona od poziomu przydzielonych nam uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy. Przydział uprawnień do emisji dwutlenku węgla jest dokonywany na podstawie wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji. Na drugi okres rozliczeniowy handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (2008-2012 r.), Elektrowni Kozienice zostały przyznane uprawnienia do emisji dwutlenku węgla w ilości 9,6 mln ton rocznie, co stanowi spadek o 8,6% w stosunku do średniorocznego przydziału w okresie od 2005 do 2007 roku. Przy uwzględnieniu obecnej wielkości i sprawności mocy wytwórczych Elektrowni Kozienice, ten poziom uprawnień do emisji dwutlenku węgla odpowiada produkcji energii elektrycznej na poziomie około 10,9 TWh brutto rocznie, tj. o prawie 9,3% mniej niż energia elektryczna, którą Elektrownia Kozienice wytworzyła w 2009 r. Począwszy od roku 2013 spodziewane jest całkowite zniesienie nieodpłatnych przydziałów uprawnień do emisji dwutlenku węgla dla sektora energetycznego i zastąpienie ich systemem licytacji uprawnień do emisji. Istnieje jednak pewna szansa, że część uprawnień sektor energetyczny otrzyma w ramach darmowych przydziałów (70% w 2013 r., zmniejszane co roku o 10% aż do roku 2020 w którym całość uprawnień trzeba będzie nabywać w drodze aukcji). Należy podkreślić, że pozyskanie darmowych uprawnień w okresie 2013-2020 r. wymaga spełnienia szeregu bardzo złożonych wymagań – m.in. opracowania przez polski rząd i zatwierdzenia przez Komisję Europejską wiarygodnego i rzetelnego programu inwestycyjnego w zakresie inwestycji związanych z ochroną klimatu za kwotę odpowiadającą co do wielkości cenie ewentualnych darmowych uprawnień. W związku z powyższym koszty wytwarzania energii elektrycznej znacząco wzrosną. Możemy ponadto zostać zmuszeni do ponoszenia innych niemożliwych do przewidzenia kosztów w związku z uprawnieniami do emisji lub zmianami przepisów prawa i wynikających z nich wymagań w tym zakresie. Z uwagi na to możemy być zmuszeni do zmniejszenia ilości wytwarzanej energii lub do zwiększenia kosztów produkcji, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

3.6. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT).

Ze względu na fakt uznania przez Komisję Europejską, że kontrakty długoterminowe z państwową spółką PSE S.A. dotyczące sprzedaży mocy i energii elektrycznej są niedozwoloną pomocą publiczną, Polski Parlament przyjął ustawę zmierzającą do likwidacji wyżej wymienionych kontraktów. Zgodnie z zapisami Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej z dnia 29 czerwca 2007 r. ("Ustawa o rozwiązaniu KDT") Grupa (Elektrownia „Kozienice” S.A.), począwszy od 1 kwietnia 2008 r. uprawniona jest do otrzymania rekompensaty z tytułu ponoszenia kosztów osieroconych wynikających z przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych. Zgodnie z tą ustawą Grupa będzie uprawniona do otrzymywania rekompensat w okresie do roku 2014.

Mechanizm rozliczeń z tytułu KDT przedstawia się następująco:

- do 31 sierpnia każdego roku spółki składają wnioski o zaliczki na poczet rozliczeń,
- do 31 lipca następnego roku Prezes URE ustala wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (korekta zaliczek),
- do 31 sierpnia roku następującego po zakończeniu okresu korygowania Prezes URE ustala wysokość korekty końcowej (dla Grupy będzie to 31 sierpnia 2015 r.).

Grupa opracowała model obliczeniowy, w oparciu o który występuje do Prezesa URE o zaliczki i roczne rozliczenia. Ustalenie należnych kwot nie jest jednoznaczne, ponieważ zależy od wielu czynników, w tym interpretacji zapisów ustawowych.

Grupa postanowiła zaliczać do przychodów wyłącznie kwoty, które wynikają z decyzji o rocznej korekcie kosztów osieroconych.

W 2008 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. otrzymała od spółki Zarządca Rozliczeń S.A. zaliczki na poczet kosztów osieroconych w wysokości 93.132 tys. zł, z czego w sprawozdaniu finansowym roku 2008 jako przychody z tytułu rekompensaty została rozpoznana kwota 80.976 tys. zł. W dniu 5 sierpnia 2009 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. otrzymała Decyzję Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. ustalającą wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (tj. otrzymanych wcześniej zaliczek od spółki Zarządca Rozliczeń S.A.) dla Elektrowni "Kozienice" S.A. za rok 2008. Zgodnie z powyższą decyzją wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (tj. wysokość zaliczek do zwrotu do spółki Zarządca Rozliczeń S.A.) została ustalona na poziomie 89.537 tys. zł,

co oznacza niższą wysokość przychodów z tytułu rekompensaty za rok 2008 niż rozpoznana przez Elektrownię "Kozienice" S.A. w sprawozdaniu finansowym za rok 2008 (i co za tym idzie w sprawozdaniu skonsolidowanym Grupy Kapitałowej ENEA) o kwotę 77.381 tys. zł.

Wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za rok 2009 zależy od wielu czynników, w tym od wyniku działalności, jaki Elektrownia „Kozienice” S.A. osiągnęła w 2009 r., wolumenu sprzedaży energii oraz od średnich cen rynkowych energii elektrycznej w 2009 r. oraz interpretacji zapisów Ustawy o rozwiązaniu KDT.

Zdaniem Zarządu Elektrowni "Kozienice" S.A. oraz ENEA S.A. przyjęte przy ustalaniu Decyzji przez Prezesa URE założenia oraz interpretacja obowiązującej ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedmiotowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej są w wielu obszarach błędne lub niewłaściwie zastosowane. W związku z powyższym Elektrownia "Kozienice" S.A. złożyła w dniu 19 sierpnia 2009 r. odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W odwołaniu wystąpiono również o wstrzymanie wykonania decyzji do czasu rozstrzygnięcia sprawy. Sąd Okręgowy w Warszawie - Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów postanowieniem z dnia 23 września 2009 r. postanowił wstrzymać wykonanie zaskarżonej decyzji ponad kwotę 44.768 tys. zł w pozostałej części oddalając wniosek. W związku z tym w dniu 30 września 2009 r. Zarząd Spółki podjął decyzję o dokonaniu zwrotu zaliczki w wysokości nie zawieszanej przez Sąd części kwoty wynikającej z Decyzji Prezesa URE.

Dnia 2 października 2009 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. złożyła zażalenie na powyższe postanowienie do Sądu Apelacyjnego w Warszawie VI Wydział Cywilny. Dnia 19 maja 2010 r. Sąd Apelacyjny zmienił postanowienie SOKiK z dnia 23 września 2009 r. i wstrzymał w całości wykonanie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 lipca 2009 r. w sprawie korekty rocznej kosztów osieroconych. Sąd Apelacyjny podkreślił, że SOKiK nie miał podstaw prawnych do odmowy wstrzymania wykonania decyzji w części. A zatem, skoro znalazł podstawy do wstrzymania wykonania decyzji, to powinien wstrzymać wykonanie decyzji w całości. W związku z tym postanowieniem w dniu 27 maja 2010 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. zwróciła się do Zarządcy Rozliczeń S.A. z żądaniem zwrotu kwoty 40 577 tys. zł wraz z należnymi odsetkami. Jednak Zarządca Rozliczeń przesłał do Spółki odpowiedź negatywną, uzasadniając, że podstawą zwrotu może być tylko zmiana decyzji Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. W dniu 5 lipca 2010 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. zwróciła się do Zarządcy Rozliczeń S.A. z ostatecznym prawnym wezwaniem do zapłaty kwoty 40.577 tys. zł wraz z należnymi odsetkami. Pismem z dnia 12 lipca 2010 r. Zarządca Rozliczeń S.A. podtrzymał swoje wcześniejsze stanowisko w tej sprawie i odmówił zwrotu przedmiotowej kwoty.

Zarząd Elektrowni „Kozienice” S.A. podjął decyzję o nierozpoznawaniu dalszych przychodów z tytułu rekompensat, jak również o ujęciu korekty rozpoznanych w 2008 r. przychodów z tytułu rekompensat w wysokości 77.380 tys. zł. Powyższa korekta ujęta jest w sprawozdaniu z pełnego dochodu za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2009 r. w pozycji przychody ze sprzedaży (jako kwota zmniejszająca przychody ze sprzedaży). Jeśli w przyszłości Sąd wyda wyrok w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE, z którego wynikać będzie, że Elektrownia „Kozienice” S.A. zobligowana będzie do zwrotu niższej kwoty, niż wynikająca z decyzji Prezesa URE, to wpłynie to na poprawę wyniku finansowego Grupy.

Dnia 29 lipca 2010 r. Prezes URE wydał decyzję, z której wynika iż wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 rok jaką Elektrownia „Kozienice” S.A. otrzyma od Zarządcy Rozliczeń S.A. wynosi 15 580 tys. zł. Powyższa kwota została ujęta w niniejszym skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w pozycji przychody ze sprzedaży oraz należności.

Przy założeniu, że Elektrownia „Kozienice” S.A. uzyska korzystne rozstrzygnięcia odwołania od decyzji Prezesa URE, ustalających korekty roczne za rok 2008 i 2009:

- w roku 2009 spółka korektę roczną szacuje w wysokości +111 100 tys. zł
- w roku 2010 korektę roczną oszacowano w wysokości + 78 600 tys. zł (szacunek oparty jest na wykonaniu I półrocza 2010 oraz o plan dotyczący II półrocza 2010 roku)

Obecny brak rozstrzygnięć sądowych złożonych odwołań ogranicza możliwość określenia prawdopodobieństwa uzyskania powyższych kwot (oszacowanych na podstawie obecnego stanu wiedzy i danych) w ramach korekt rocznych kosztów osieroconych.

W związku z powyższym w sprawozdaniu finansowym została ujawniona wysokość przychodów, określona według najlepszej wiedzy Zarządu i przy zachowaniu zasady ostrożności.

3.7. Wartość regulacyjna aktywów.

W związku z pracami Zespołu, powołanego przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej z udziałem przedstawicieli Prezesa URE, wypracowano ujednoczone zasady wyznaczania wartości majątku sieciowego dla potrzeb kalkulacji taryf dystrybucyjnych. Zasady te, w postaci opracowania „Metoda ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu zaangażowanego kapitału” z dnia 19.11.2008 r. zostały zaakceptowane przez Zarządy Spółek Dystrybucyjnych pełniących rolę operatorów systemów dystrybucyjnych, poprzez stosowne uchwały.

Prezes URE przekazał w/w opracowanie, jako oficjalny dokument, określający nowe zasady wyznaczania wielkości zwrotu z kapitału do kalkulacji przychodu regulowanego wraz z pismem z dnia 23 grudnia 2008 r.

Nowa metoda, obowiązująca od roku taryfowego 2010 r. przewiduje, iż oszacowanie początkowego WRA, będącego podstawą do dalszych kalkulacji nastąpi na podstawie metody utraconych przychodów, t.j. na podstawie ustalenia wartości straty, jaką poniósłby operator systemu dystrybucyjnego, gdyby pozbawiony został aktywów sieciowych. Przyjęto, iż wartość początkowa WRA zostanie określona na dzień 31 grudnia 2008 r. i będzie przyjęta została jako mniejsza z dwóch wartości wyznaczonych dla każdej ze spółek przez niezależne podmioty na podstawie metod: kosztu zastąpienia (RC) oraz wartości ekonomicznej (EV).

Wyznaczona, początkowa wartość WRA, ma być uaktualniana corocznie, począwszy od 2010 roku, zgodnie ze wzorem:

$$WRA_t = WRA_{t-1} + I_{t-1} - OP_{t-1} - AR_{t-1} - \Delta I_{t-2}$$

gdzie:

WRA_t - wartość regulacyjna aktywów dla roku t (według stanu na początek danego roku taryfowego),

WRA_{t-1} - wartość regulacyjna aktywów przyjęta do kształtowania taryfy dla roku t-1, przy czym WRA dla roku 2009 równa jest wielkości początkowej wyznaczonej metodą utraconych przychodów (DV),

I_{t-1} - wysokość nakładów inwestycyjnych przyjętych do kształtowania taryfy na rok t-1,

OP_{t-1} - wysokość przychodów z tytułu opłat za przyłączenie do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, przyjętych do kształtowania taryfy na rok t-1,

AR_{t-1} - wysokość amortyzacji z roku t-1 wyznaczana na potrzeby aktualizacji WRA,

ΔI_{t-2} - współczynnik korygujący określony jako różnica w rzeczywistym poziomie poniesionych w roku t-2 nakładów inwestycyjnych oraz przychodów z opłat za przyłączenie w roku t-2 i poziomie przyjętym do kalkulacji taryfy na rok t-2,

t - rok dla którego ma obowiązywać dana taryfa.

W celu uniknięcia błędów wynikających z różnic pomiędzy wartościami księgowymi majątku, a wartościami WRA na potrzeby taryfowe wysokość amortyzacji do aktualizacji WRA określana będzie zgodnie ze wzorem:

$$AR_{t-1} = \frac{WRA_{t-1}}{WK_{t-1}} \cdot AK_{t-1}$$

gdzie:

WK_{t-1} - wartość księgowa netto aktywów sieciowych na początek roku taryfowego t-1 wynikająca z ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa,

WRA_{t-1} - wartość regulacyjna aktywów przyjęta do kształtowania taryfy dla roku t-1,

AK_{t-1} - wielkość planowanej amortyzacji księgowej uwzględnionej w kalkulacji taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE na rok t-1.

Zwrot z kapitału na kolejne lata taryfowe, począwszy od 2010 roku określany byłby przy pomocy zależności:

$$Z_t = \min \left\{ \begin{array}{l} WRA_t \cdot WACC_t \\ Z(BO)_t + Z(I)_t \end{array} \right\}$$

gdzie:

- Z_t - zwrot z zaangażowanego kapitału uwzględniany w taryfie na rok t ,
- WRA_t - wartość regulacyjna aktywów według stanu na początek roku t ,
- $WACC_t$ - średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t ,
- $Z(BO)_t$ - zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania majątku istniejącego na dzień 31 grudnia 2008r. i uwzględniający ścieżkę dojścia do pełnego zwrotu,
- $Z(I)_t$ - zwrot z zaangażowanego kapitału wynikający z wynagradzania nowych inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r.

Natomiast $Z(BO)_t$ i $Z(I)_t$ zapisać można za pomocą wzorów:

$$Z(BO)_t = Z(BO)_{t-1} + 1,5\% \cdot PR(BO)_{t-1}$$

$$Z(I)_t = \left(\sum_{j=2009}^{t-1} I_j - \sum_{j=2009}^{t-1} OP_j - \sum_{j=2009}^{t-1} AI_j - \sum_{j=2009}^{t-2} \Delta I_j \right) \cdot WACC_t$$

gdzie:

- $PR(BO)_t$ - przychód regulowany na rok $t-1$ skorygowany o zwrot i amortyzację od inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008r.,
- I_j - wysokość nakładów inwestycyjnych uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok taryfowy j ,
- OP_j - przychody z tytułu opłat za przyłączenie do sieci uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok j ,
- AI_j - wysokość amortyzacji inwestycji realizowanych po 31 grudnia 2008 r.,
- ΔI_j - współczynnik korygujący określony jako różnica w rzeczywistym poziomie poniesionych w roku j nakładów inwestycyjnych oraz przychodów z opłat za przyłączenie w roku j i poziomie przyjętym do kalkulacji taryfy na rok j .

Przy czym przychód $PR(BO)$ na rok 2009 określany jest za pomocą wzoru:

$$PR(BO)_{2009} = PR_{2009} - AI_{2009}$$

natomiast na lata następne:

$$PR(BO)_{t-1} = PR_{t-1} - Z(I)_{t-1} - AI_{t-1}$$

gdzie:

- PR_{t-1} - przychód regulowany na rok $t-1$ wynikający z pierwszego zatwierdzonego na dany rok taryfowy wniosku taryfowego.

Wysokość amortyzacji przyjmowana do powyższych kalkulacji określana jest wg wzoru:

$$AI_{2009} = \frac{I_{2009}}{2} \cdot rA_{2009}$$

$$AI_t = AI_{t-1} + \frac{I_{t-1} + I_t}{2} \cdot rA_t$$

gdzie:

- rA_t - średnia stawka amortyzacji dla nowych nakładów inwestycyjnych uwzględniona przez Prezesa URE w kalkulacji taryf spółek sieciowych na rok t .

Po osiągnięciu pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału, wyżej przedstawiona formuła zamieni się w wyrażenie:

$$Z_t = WRA_t \cdot WACC_t$$

3.8. Ryzyka związane z procesem wytwarzania.

Istnieje wiele ryzyk związanych z wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, które mogą spowodować naszą odpowiedzialność lub prowadzić do nałożenia na nas kar.

Wytwarzanie, jak również dystrybucja energii elektrycznej, stanowi działalność niebezpieczną, w szczególności w związku z takimi czynnościami, jak transport i rozładunek paliw, operowanie ciężkim sprzętem, dostarczanie energii elektrycznej do systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Niebezpieczeństwa takie jak pożar, wybuchy i awarie sieci stanowią nieodłączne ryzyko naszej działalności, które mogą wystąpić w szczególności w wyniku niezachowania procedur wewnętrznych, wad technologicznych, błędów ludzkich czy zdarzeń zewnętrznych. Wystąpienie którychkolwiek z powyższych niebezpieczeństw może spowodować uszkodzenia ciała lub śmierć, szkody lub zniszczenia mienia, zakładów lub sprzętu, zanieczyszczenia lub szkody w środowisku, a także przerwy w działalności, co może z kolei spowodować naszą znaczącą odpowiedzialność lub prowadzić do nałożenia na nas kar.

3.9. Obsługa klientów.

W roku 2009 obsługa klientów w Grupie ENEA była prowadzona przez ENEA Operator Sp. z o.o. oraz ENEA S.A. Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21 z dnia 8 lutego 2010 r. poz. 104) zobowiązała Grupę ENEA do zmian w organizacji obsługi klientów, co skutkowało koniecznością przeprowadzenia wewnętrznej reorganizacji w Grupie ENEA. Zmiany te nastąpiły z dniem 11 marca 2010 r. tj. z dniem wejścia w życie ustawy, o której mowa powyżej i polegały na zatrudnieniu w ENEA S.A. pracowników ENEA Operator Sp. z o.o. prowadzących dotychczas bezpośrednią obsługę klientów ENEA S.A.

3.10. Ryzyka związane z dystrybucją energii.

Zdarzenia siły wyższej lub inne awarie należącej do nas lub do innych przedsiębiorstw energetycznych infrastruktury elektroenergetycznej lub aktywów wytwórczych mogą prowadzić do niedotrzymania przez nas warunków dostaw energii, naszej odpowiedzialności lub nałożenia na nas kar administracyjnych. Utrzymanie sprawności systemu elektroenergetycznego oraz naszej infrastruktury dystrybucyjnej ma kluczowe znaczenie dla naszej działalności. Ponadto przepisy prawa nakładają na nas określone obowiązki w zakresie utrzymania i naprawy istotnych elementów naszej infrastruktury elektroenergetycznej. Ewentualna awaria systemu energetycznego (w tym sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych, jak również aktywów wytwórczych należących do osób trzecich) lub naszej infrastruktury elektroenergetycznej może, między innymi, uniemożliwić lub ograniczyć nabycie lub sprzedaż energii elektrycznej, usług systemowych oraz świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Nasza infrastruktura dystrybucyjna starzeje się, pomimo jej okresowych modernizacji. Prawie 51% naszych linii elektroenergetycznych oraz około 45% stacji elektroenergetycznych ma więcej niż 30 lat, co powoduje, że jesteśmy dodatkowo narażeni na ryzyko wystąpienia awarii. W przypadku ewentualnej awarii infrastruktury dystrybucyjnej, spowodowanej jej obecnym stanem technicznym, problemami z tym związanymi lub działaniem siły wyższej, z uwagi na wynikający z przepisów Prawa Energetycznego obowiązek ENEA Operator do utrzymania oraz naprawy sieci dystrybucyjnej, może powstać konieczność poniesienia nieprzewidzianych znaczących kosztów.

3.11. Liberalizacja rynku sprzedaży energii elektrycznej.

W związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej i narastającą konkurencją w tym sektorze, ENEA S.A. jest narażona na ryzyko utraty klientów w zakresie sprzedaży energii elektrycznej. Od dnia 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. W związku z tym istnieje ryzyko, że inne przedsiębiorstwa energetyczne zaoferują naszym klientom warunki korzystniejsze i w efekcie przejmą naszych klientów, co może doprowadzić do spadku naszych przychodów. Jednakże, nawet w przypadku wyboru przez naszych dotychczasowych klientów innego sprzedawcy energii elektrycznej, nasza Grupa będzie w dalszym ciągu uzyskiwać przychody z tytułu dystrybucji energii do klientów przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej.

Równocześnie ENEA S.A. jest aktywnym uczestnikiem rynku konkurencyjnego, podejmując działania zmierzające do sprzedaży energii klientom przyłączonym do sieci innych operatorów niż ENEA Operator. W 2009 r. sprzedaliśmy takim klientom około 1,1 TWh.

3.12. Nabywanie energii od podmiotów zewnętrznych.

Znaczącą część sprzedawanej przez ENEA S.A. energii elektrycznej stanowi energia elektryczna wytwarzana przez Elektrownię Kozienice. Pozwala to zmniejszyć ryzyko wolumenowe związane z nabywaniem energii elektrycznej. Pozostałą część ENEA S.A. nabywa na podstawie umów dwustronnych (z wytwórcami, przedsiębiorstwami obrotu i na platformach obrotu), zakupów na Towarowej Giełdzie Energii S.A. oraz na rynku bilansującym. W związku z tym istnieje ryzyko, że w sytuacjach nadwyżki popytu nad podażą nie będziemy w stanie nabyć energii po konkurencyjnych cenach. Wiąże się to z makroekonomiczną prognozą wzrostu zużycia energii elektrycznej przy jednoczesnym niewystarczającym zwiększaniu mocy wytwórczych w Polsce, co w praktyce może skutkować wzrostem ceny energii elektrycznej. Sytuacja ta spowoduje, że w porównaniu z wytwórcami lub innymi grupami energetycznymi posiadającymi większy potencjał wytwórczy nasza oferta może być mniej atrakcyjna. Może to w szczególności skutkować utratą odbiorców i rynków zbytu, a w konsekwencji może mieć negatywny wpływ na poziom naszych przychodów.

3.13. Dominująca pozycja na rynku lokalnym.

Posiadamy pozycję dominującą w zakresie świadczenia usług dystrybucji na lokalnym rynku obejmującym obszar północno-zachodniej Polski. W tej sytuacji podejmowane przez nas czynności podlegają kontroli polskich i europejskich instytucji antymonopolowych (w tym Prezesa UOKiK oraz Komisji Europejskiej). Stwierdzenie przez te organy stosowania praktyk monopolistycznych będzie skutkowało wydaniem decyzji nakazującej zaniechanie ich stosowania oraz może spowodować nałożenie na nas kary pieniężnej. Ponadto czynności prawne będące przejawem nadużywania pozycji dominującej będą w całości lub w odpowiedniej części nieważne. Na dzień 30.06.2010 r. przeciwko ENEA Operator toczyło się jedno postępowanie prowadzone przez Prezesa UOKiK, które dotyczy zarzutu nadużywania przez ENEA Operator pozycji dominującej na regionalnym rynku dystrybucji energii polegającego na narzucaniu uciążliwych warunków umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej przynoszących Spółce nieuzasadnione korzyści. Ewentualne decyzje wydane przez Prezesa UOKiK lub Komisję Europejską mogą mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

3.14. Koncesje.

Wygaśnięcie lub cofnięcie posiadanych przez nas koncesji może ograniczyć lub uniemożliwić prowadzenie przez nas podstawowej działalności

Prowadzona przez nas działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną wymaga uzyskania koncesji udzielanych przez Prezesa URE. Zgodnie z Prawem Energetycznym, co do zasady koncesje są udzielane na okres od 10 do 50 lat. W ramach naszej Grupy posiadamy w szczególności następujące koncesje:

- (I) ENEA posiada koncesję na obrót energią elektryczną ważną do końca 2025 r;
- (II) ENEA Operator posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej ważną do połowy 2017 r;
- (III) Elektrownia Kozienice posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2025 r. oraz na obrót energią elektryczną ważną do końca 2012 r.;
- (IV) Elektrownie Wodne posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do 30 marca 2011 r.

Prawo Energetyczne przyznaje Prezesowi URE kompetencje do cofnięcia koncesji, w szczególności w przypadku wydania prawomocnego orzeczenia zakazującego przedsiębiorcy wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją lub gdy przedsiębiorca trwale zaprzestał wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją. Prezes URE ma również prawo do cofnięcia koncesji lub zmiany jej warunków w przypadku rażącego naruszenia warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania działalności koncesjonowanej oraz w przypadku, gdy przedsiębiorca koncesjonowany w wyznaczonym terminie nie doprowadził do stanu zgodnego

z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami regulującymi działalność koncesjonowaną. Prezesowi URE przysługuje także prawo do cofnięcia koncesji lub zmiany jej zakresu ze względu na zagrożenie obronności i bezpieczeństwa państwa lub bezpieczeństwa obywateli, a także w razie ogłoszenia upadłości przedsiębiorcy, jego podziału lub połączenia z innym podmiotem.

Nie ma także pewności, że po upływie okresu, na jaki koncesje zostały udzielone będziemy w stanie uzyskać przedłużenie okresu ich obowiązywania, ani też co do warunków, na jakich koncesje zostaną przedłużone.

Nieprzedłużenie lub cofnięcie posiadanych przez nas koncesji ograniczy, a w skrajnych przypadkach uniemożliwi nam prowadzenie działalności, co w rezultacie może mieć istotny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

3.15. Transport węgla kamiennego.

Jesteśmy uzależnieni od jednego przewoźnika kolejowego w zakresie transportu węgla kamiennego. Podstawowym środkiem transportu, wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice, jest transport kolejowy. Ponad 90% dostaw tego surowca do Elektrowni Kozienice jest realizowanych przez państwowego przewoźnika PKP Cargo, największego przewoźnika kolejowego w Polsce. Potencjał przewozowy pozostałych przewoźników jest w wielu przypadkach niewystarczający do zaspokojenia naszych potrzeb w zakresie transportu węgla. Nie ma pewności, że w przypadku wystąpienia nieprzewidzianych zakłóceń w działalności PKP Cargo lub w przypadku rozwiązania umowy z PKP Cargo, będziemy w stanie zapewnić ciągłość dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice, w wyniku czego możemy zostać zmuszeni do, choćby przejściowego, ograniczenia produkcji energii elektrycznej, co z kolei może mieć negatywny wpływ na nasze przychody.

3.16. Realizacja strategii.

Możemy nie być w stanie zrealizować naszej strategii rozwoju oraz planowanych nakładów inwestycyjnych, z uwagi na czynniki, które pozostają poza naszą kontrolą.

Nasza strategia rozwoju przewiduje realizację określonych celów i obejmuje w szczególności rozwój działalności podstawowej Grupy, poprawę efektywności funkcjonowania Grupy oraz budowę firmy odpowiedzialnej społecznie.

Na realizację naszej strategii ma wpływ szereg czynników, z których większość jest od nas niezależna, w szczególności decyzje naszego większościowego Akcjonariusza, tj. Skarbu Państwa, działania podejmowane przez naszych konkurentów oraz zmiany w obowiązującym prawie. Kluczowym aspektem realizacji strategii jest konieczność zapewnienia odpowiedniego finansowania na korzystnych dla nas warunkach. Nie mamy pewności, iż takie finansowanie będzie dla nas dostępne. W konsekwencji możemy zostać zmuszeni do opóźnienia realizacji niektórych celów strategicznych, jak również ograniczenia lub rezygnacji z planowanych nakładów inwestycyjnych, co w rezultacie może mieć istotny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

Jednym z kluczowych aspektów realizacji strategii jest konieczność zapewnienia odpowiedniego finansowania na korzystnych dla nas warunkach. Nasza zdolność do pozyskania finansowania oraz koszt kapitału zależą od wielu czynników, a w szczególności: (I) ogólnych warunków rynkowych i sytuacji na rynkach kapitałowych; (II) dostępności kredytów bankowych; (III) zaufania inwestorów; (IV) sytuacji finansowej Spółki; oraz (V) przepisów podatkowych i dotyczących obrotów papierami wartościowymi.

Nasza działalność jest prowadzona w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej. Na sytuację Grupy mają w szczególności wpływ przepisy Prawa Energetycznego oraz regulacje Unii Europejskiej, w tym z zakresu ochrony środowiska. Przedmiotowe regulacje prawne podlegają częstym zmianom (których nie jesteśmy w stanie przewidzieć), przy czym istnieje tendencja do stopniowego zwiększania wymagań w zakresie korzystania ze środowiska, w szczególności w odniesieniu do podmiotów z sektora elektroenergetycznego. Takie rosnące wymagania mogą w przyszłości wpłynąć na konieczność poniesienia przez Grupę dodatkowych nakładów inwestycyjnych. Ponadto przepisy prawa nakładają na nas obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających: (I) wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach; oraz (II) wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracji) lub, w razie nieuzyskania i nieprzedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w wymaganej ilości, do wniesienia opłat zastępczych. Działania przez nas podejmowane w zakresie strategii rozwoju

uzależnione są również od poziomu przydzielonych uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy.

Planowane przez nas działania w zakresie akwizycji i inwestycji kapitałowych mogą nie osiągnąć spodziewanego efektu z uwagi na czynniki od nas niezależne, takie jak konkurencja ze strony innych przedsiębiorstw energetycznych oraz warunki rynkowe. Ponadto wyniki osiągnięte przez spółki, w które zainwestujemy mogą okazać się gorsze od początkowych szacunków, co może skutkować obniżeniem stopy zwrotu z tych transakcji w stosunku do pierwotnie oczekiwanych. W wyniku poczynionych akwizycji czy inwestycji, będziemy zmuszeni także do podjęcia kroków w celu reorganizacji struktur organizacyjnych tych podmiotów, integracji poszczególnych obszarów biznesowych, centralizacji zarządzania aktywami i pasywami oraz integracji systemów informatycznych. Procesy te mogą okazać się czasochłonne i kosztowne i nie ma pewności, czy zostaną zrealizowane zgodnie z zamierzonym harmonogramem lub w zaplanowany sposób, mogą również doprowadzić do wystąpienia trwałych różnic w procedurach stosowanych w Grupie Kapitałowej ENEA. Powyższe działania uzależnione są również od zachowań strony społecznej zaangażowanej w przeprowadzane akwizycje oraz inwestycje kapitałowe.

Nasza działalność w zakresie modernizacji aktywów wytwórczych, jak również dokonywania nowych inwestycji w aktywa wytwórcze uzależniona jest od warunków pogodowych, przebiegu realizacji prac budowlanych, remontowych i modernizacyjnych, wzrostu planowanych kosztów inwestycji, warunków na rynku, konieczności uzyskania wymaganych pozwoleń.

Na realizację celów strategicznych w zakresie rozwoju ma również wpływ stan polskiej gospodarki, jak i regionalna sytuacja ekonomiczna, w tym w szczególności: wzrost lub spadek produktu krajowego brutto, produkcji przemysłowej, inflacji, bezrobocia, średniego wynagrodzenia, wielkość i charakterystyka demograficzną populacji, a także rozwój sektora usług i przemysłu.

3.17. Rezultat synergii.

Planowane przez nas akwizycje i inwestycje kapitałowe mogą nie przynieść oczekiwanych rezultatów. Planujemy przejąć pakiety kontrolne lub dokonać innych inwestycji kapitałowych w kilku spółkach działających w sektorze elektroenergetycznym. Nie ma pewności, czy ze względu na czynniki od nas niezależne, w tym konkurencję ze strony innych przedsiębiorstw energetycznych, nasze plany zostaną zrealizowane. Wycena naszych przyszłych akwizycji czy inwestycji zależeć będzie od warunków rynkowych, jak również od innych czynników pozostających poza naszą kontrolą i może okazać się, że nie będziemy w stanie prawidłowo oszacować wartości dokonanych akwizycji i inwestycji. Ponadto wyniki osiągnięte przez spółki, w które zainwestujemy mogą okazać się gorsze od naszych początkowych szacunków, co może skutkować obniżeniem stopy zwrotu z tych transakcji w stosunku do pierwotnie oczekiwanych. Ponadto w wyniku poczynionych akwizycji czy inwestycji, będziemy zmuszeni do podjęcia kroków w celu reorganizacji struktur organizacyjnych tych podmiotów, integracji poszczególnych obszarów biznesowych, centralizacji zarządzania aktywami i pasywami oraz integracji systemów informatycznych. Procesy te mogą okazać się czasochłonne i kosztowne i nie ma pewności, czy zostaną zrealizowane zgodnie z zamierzonym harmonogramem lub w zaplanowany sposób lub czy zostaną zrealizowane w ogóle. Procesy integracyjne w ramach poszczególnych spółek mogą doprowadzić również do wystąpienia trwałych różnic w stosowanych w Grupie procedurach lub do utraty istniejących klientów czy partnerów biznesowych. Niemożność efektywnego przeprowadzenia integracji przejmowanych podmiotów w wyniku zaistnienia opisanych powyżej zdarzeń czy z jakiegokolwiek innego powodu, może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

3.18. Modernizacja aktywów wytwórczych.

Możemy nie być w stanie przeprowadzić odpowiednich modernizacji naszych aktywów wytwórczych i dystrybucyjnych, jak również zakończyć naszych inwestycji, z uwagi na zdarzenia pozostające poza naszą kontrolą, w tym działania osób trzecich.

Nasza działalność w zakresie wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej wymaga przeprowadzania stałych, regularnych remontów, modernizacji, jak również dokonywania nowych inwestycji w aktywa wytwórcze i dystrybucyjne. Takie przedsięwzięcia są obciążone istotnymi ryzykami. Ryzyka te dotyczą w szczególności niekorzystnych warunków pogodowych, opóźnień w realizacji prac budowlanych, remontowych i modernizacyjnych, wzrostu planowanych kosztów inwestycji, niewypłacalności wykonawców lub

podwykonawców, sporów pracowniczych u wykonawców lub podwykonawców, niedoboru materiałów lub sprzętu budowlanego, nieszczęśliwych wypadków, nieprzewidzianych trudności technicznych lub braku możliwości uzyskania wymaganych pozwoleń. Wystąpienie któregokolwiek z tych ryzyk może prowadzić do opóźnień lub niemożności realizacji planów modernizacji naszych aktywów dystrybucyjnych lub wytwórczych, co może mieć negatywny wpływ na nasze wyniki finansowe i perspektywy rozwoju.

3.19. Wystąpienie siły wyższej i awarie.

Zdarzenia siły wyższej lub inne awarie należącej do nas lub do innych przedsiębiorstw energetycznych infrastruktury elektroenergetycznej lub aktywów wytwórczych mogą prowadzić do niedotrzymania przez nas warunków dostaw energii, naszej odpowiedzialności lub nałożenia na nas kar administracyjnych.

Utrzymanie sprawności systemu elektroenergetycznego oraz naszej infrastruktury dystrybucyjnej ma kluczowe znaczenie dla naszej działalności. Ponadto przepisy prawa nakładają na nas określone obowiązki w zakresie utrzymania i naprawy istotnych elementów naszej infrastruktury elektroenergetycznej. Ewentualna awaria systemu energetycznego (w tym sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych, jak również aktywów wytwórczych należących do osób trzecich) lub naszej infrastruktury elektroenergetycznej może, między innymi, uniemożliwić lub ograniczyć nabycie lub sprzedaż energii elektrycznej, usług systemowych oraz świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Nasza infrastruktura dystrybucyjna starzeje się, pomimo jej okresowych modernizacji. Ponad 50% naszych linii elektroenergetycznych oraz ponad 40% stacji elektroenergetycznych ma więcej niż 30 lat, co powoduje, że jesteśmy dodatkowo narażeni na ryzyko wystąpienia awarii. W przypadku ewentualnej awarii infrastruktury dystrybucyjnej, spowodowanej jej obecnym stanem technicznym, problemami z tym związanymi lub działaniem siły wyższej, z uwagi na wynikający z przepisów Prawa Energetycznego obowiązek ENEA Operator do utrzymania oraz naprawy sieci dystrybucyjnej, może powstać konieczność poniesienia nieprzewidzianych znaczących kosztów. Z taką sytuacją mieliśmy do czynienia w kwietniu 2008 r., kiedy w wyniku działania siły wyższej (dużych opadów wilgotnego śniegu) nastąpiło wyłączenie linii przesyłowych należących do PSE-Operator i dystrybucyjnych należących do ENEA Operator zasilających lewobrzeżną część Szczecina, w wyniku czego prawie cały Szczecin i jego okolice zostały pozbawione energii elektrycznej na wiele godzin.

Kluczowe znaczenie dla naszej działalności w zakresie wytwarzania ma zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych (RUS), zgodnie z warunkami zawartych umów i zapotrzebowaniem rynku. Sytuacja taka oznacza konieczność utrzymywania niskiej awaryjności urządzeń wytwórczych. Ze względu na prawdopodobieństwo wystąpienia awarii urządzeń wytwórczych, zwłaszcza tych, które są w części wyeksploatowane, istnieje ryzyko niedotrzymania warunków dostaw energii, co może skutkować znaczącymi kosztami napraw, karami umownymi oraz kosztami awaryjnych zakupów na rynku bilansującym.

Awarie naszej infrastruktury dystrybucyjnej lub aktywów wytwórczych mogą prowadzić do powstania po naszej stronie odpowiedzialności wobec osób trzecich, co w konsekwencji może skutkować obowiązkiem wypłaty znaczących odszkodowań. Dodatkowo, ewentualne awarie naszej infrastruktury dystrybucyjnej lub wytwórczej mogą być podstawą nałożenia na nas kary przez Prezesa URE do wysokości 15% naszego przychodu z działalności koncesjonowanej.

3.20. Ochrona środowiska.

Istniejące oraz zmieniające się uwarunkowania w zakresie ochrony środowiska mogą nas zmuszać do ponoszenia dodatkowych nakładów inwestycyjnych, a także mogą skutkować ponoszeniem przez nas odpowiedzialności, nakładaniem na nas kar lub wstrzymaniem eksploatacji niektórych instalacji.

Nasza działalność znacząco wpływa na środowisko naturalne oraz wymaga posiadania szeregu pozwoleń na korzystanie ze środowiska. W szczególności dla prowadzenia działalności gospodarczej przez Elektrownię Kozienice niezbędne jest posiadanie pozwolenia zintegrowanego, które to uzyskaliśmy Decyzją Wojewody Mazowieckiego Nr WŚR.I.6640/13/6/05 z dnia 20 grudnia 2005 r. Nieprzestrzeganie zapisów zawartych w pozwoleniach lub cofnięcie tych pozwoleń może skutkować ponoszeniem przez nas odpowiedzialności, nakładaniem na nas kar lub mogą skutkować wstrzymaniem eksploatacji niektórych instalacji. Działalność ENEA Operator wymaga z kolei dokonywania pomiarów emisji pól elektromagnetycznych.

Uwarunkowania prawne, w tym uwarunkowania Unii Europejskiej dotyczące ochrony środowiska, podlegają częstym zmianom, przy czym istnieje tendencja do stopniowego zwiększania wymagań w zakresie korzystania ze środowiska, w szczególności w odniesieniu do podmiotów z sektora elektroenergetycznego. Takie rosnące wymagania mogą w przyszłości wpłynąć na konieczność poniesienia przez nas dodatkowych nakładów inwestycyjnych. Niedostosowanie się do nowych przepisów prawa w zakresie ochrony środowiska może skutkować nałożeniem na nas znacznych kar pieniężnych. Wystąpienie którejkolwiek z powyższych okoliczności może istotnie zwiększyć nasze koszty i ograniczyć nasze możliwości w zakresie prowadzenia naszej działalności.

Elektrownia „Kozienice” S.A. jest Elektrownią kondensacyjną, w której do produkcji energii elektrycznej, jako paliwo podstawowe wykorzystywany jest węgiel kamienny.

Główne oddziaływanie Elektrowni Kozienice związane jest z emisją zanieczyszczeń do atmosfery, składowaniem odpadów paleniskowych, poborem wody oraz odprowadzaniem ścieków. Do najważniejszych zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery należy dwutlenek siarki, tlenki azotu, pył i dwutlenek węgla.

Wielkość emisji zanieczyszczeń w I półroczu 2010 r. wyniosła:

- SO₂ – 17 323 Mg
- NO_x – 10 719 Mg
- pył – 506,5 Mg
- CO – 619,5 Mg
- CO₂ – 5 220 420 Mg
- odpady (mieszanka popiołowo-żużlowa) – 249 413 Mg.

Ograniczanie emisji zanieczyszczeń.

Elektrownia posiada instalacje odpylania spalin składające się z wysokosprawnych elektrofiltrów zamontowanych na wszystkich blokach energetycznych. W realizowanym cyklu modernizacji, remontów i inwestycji bloków uwzględniana jest m.in. konieczność dotrzymywania przez Elektrownię dopuszczalnego stężenia pyłu w odprowadzanych spalinach z każdego bloku na poziomie nie większym jak 50 mg/Nm³. Wymianę elektrofiltrów w ostatnich latach zrealizowano na bloku nr 2 (w 2006 r.), bloku nr 1 (w 2007 r.), bloku nr 6 (w 2008 r.). W marcu 2010 r. rozpoczęto wymianę elektrofiltru bloku nr 10 wraz z układem odpowielania i przynależnymi kanałami spalin oraz wlotami kolanowymi wentylatorów spalin. Zakończenie prac zgodnie z umową przewidziane jest na 15.11.2010 r.

W Elektrowni funkcjonują instalacje pierwotnej redukcji tlenków azotu, ograniczające stężenia tlenków azotu do gwarantowanego poziomu 500 mg/Nm³, opierające się m. in. na palnikach niskoemisyjnych typu ROBTAS oraz układzie dysz powietrza zainstalowanych na ścianie przedniej i tylnej kotłów nad strefą palnikową (tzw. dysz OFA, SOFA). W związku z zastrzeżeniem po 2015 r. standardów emisyjnych dla tlenków azotu do poziomu 200 mg/Nm³ konieczna będzie zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania na blokach energetycznych od nr 4 do nr 10. W 2009 r. rozpoczęto prace przygotowawcze związane z przyszłymi inwestycjami w tym zakresie.

Ograniczenie emisji SO₂ zapewniają instalacje odsiarczania spalin metodą mokrą wapienną: IOS I dla 500 MW mocy zainstalowanej, obejmującej bloki nr 9, 10 oraz IOS II dla 800 MW mocy zainstalowanej, obejmującej bloki 200 MW nr 2-8. W celu dostosowania emisji SO₂ do zastrzonych norm wynikających z wdrożenia obowiązujących w tym zakresie postanowień prawa Wspólnotowego, rozpoczęto w 2008 r. inwestycję w zakresie budowy instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą wapienną dla bloku 500 MW nr 10 z planowanym terminem zakończenia inwestycji w grudniu 2010 r.

Gospodarka odpadami.

Gospodarka odpadami prowadzona jest zgodnie z obowiązującymi przepisami, tj. zgodnie z Ustawą z dnia 21 kwietnia 2001 r. o odpadach Spółka posiada składowisko popiołu i żużła o czynnej powierzchni składowania 313 ha, składającej się z sześciu pól składowych, z którego wydzielone zostały ponadto magazyn odpadów paleniskowych oraz składowisko i magazyn gipsów z Instalacji Odsiarczania Spalin.

W I półroczu 2010 r. realizowano działania zmierzające do jak największego wykorzystywania powstających odpadów paleniskowych, wskaźnik wykorzystania tych odpadów wyniósł 46,4 %. W I półroczu 2010 r. zagospodarowano 82 300,68 ton gipsu powstałego z pracy IOS (ilość wytworzona to 78 068,23 ton).

Istotna jest także sprzedaż: popiołów lotnych - 200 681,06 ton, mikrosfery 976,28 ton, MPŻ 14 256,831 ton oraz zakup usługi na zagospodarowanie, wywóz i gospodarcze wykorzystanie mieszanek popiołowo-żuźlowych (MPŻ) ze składowiska żużla i popiołu w ilości: - MPŻ 82 940,94 ton.

Wokół składowisk odpadów prowadzony jest systematyczny monitoring, jakości środowiska zgodny z obowiązującymi w tym względzie przepisami, prowadzone są badania własności fizykochemicznych popiołów i żużli oraz badania jakości środowiska wodnego. Wyniki prowadzonych badań charakteryzują się niewielką uciążliwością dla środowiska.

Elektrownia realizuje działania zapobiegające wtórnemu pyleniu poprzez okresowe zraszanie pól, zalewanie pól nieeksploatowanych oraz zabezpieczanie powierzchni preparatami błonotwórczymi, roboty pielęgnacyjno-konserwacyjne (utrzymanie zieleni i terenów składowiska, nasadzenie drzew i krzewów), hydroobsiew skarp obwałowań.

Gospodarka paliwami w aspekcie wymogów handlu uprawnieniami do emisji CO₂, wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz produkcji z odnawialnych źródeł energii (OZE).

W efekcie dostosowania prawodawstwa polskiego do wymogów Dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Europy w energetyce, w tym w Elektrowni Koźlenice realizowane są zadania wynikające z wprowadzenia:

- systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂
- produkcji z odnawialnych źródeł energii
- wytwarzania energii elektrycznej

Dla potrzeb handlu emisjami realizowany jest monitoring emisji CO₂ z wykorzystaniem od 2008 r. własnego laboratorium chemicznego posiadającego certyfikat akredytacji. Wszystkie raporty roczne, w tym za 2009 r. (drugi rok II okresu rozliczeniowego), zostały zweryfikowane pozytywnie.

Wybudowana w 2007 r. i rozbudowana w 2009 r. instalacja współspalania biomasy stałej umożliwiła produkcję energii elektrycznej z OZE - w I półroczu 2010 r. w wysokości 121 628,437 MWh. W najbliższym czasie planowane jest uruchomienie instalacji do współspalania biomasy płynnej co umożliwi nam zwiększenie produkcji energii z OZE.

W I półroczu 2010 r. spalono 65 936,0 Mg biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje emisją unikniętą dwutlenku węgla w wysokości 110 427 Mg.

Elektrownia w okresie wcześniejszym przeprowadziła modernizację części NP. na blokach 200 MW i 500 MW skutkującą zmniejszeniem jednostkowego zużycia węgla dającego efekty w postaci zmniejszenia zużycia węgla a tym samym ograniczenia emisji CO₂.

3.21. Ubezpieczenie działalności.

Zawarte na naszą rzecz ubezpieczenia mogą nie pokryć strat poniesionych w związku z naszą działalnością. Nasza działalność wiąże się z wieloma ryzykami. Między innymi, awarie systemu elektroenergetycznego mogą uniemożliwić nam sprzedaż energii elektrycznej lub rodzić konieczność poniesienia nieprzewidzianych kosztów w celu naprawy infrastruktury dystrybucyjnej. Nasze istotne aktywa, w szczególności aktywa wytwórcze, linie energetyczne lub jednostki transformatorowe, mogą ulec zniszczeniu na skutek działania siły wyższej lub innych zdarzeń, w tym pożaru, innych katastrof naturalnych lub ataku terrorystycznego. Działalność naszej Grupy może także skutkować podniesieniem roszczeń z tytułu szkód wyrządzonych osobom trzecim. Zakres posiadanych przez nas ubezpieczeń odpowiada zakresowi ubezpieczeń posiadanych przez inne przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce, natomiast może być różny od zakresu ubezpieczeń posiadanych przez podmioty zagraniczne. Nie ma pewności, że zawarte na naszą rzecz ubezpieczenia będą wystarczające, by pokryć wszelkie poniesione przez nas lub przez osoby trzecie straty w związku z naszą działalnością. W konsekwencji wystąpienie którejkolwiek z powyższych okoliczności lub okoliczności podobnych może spowodować, że nie będziemy w stanie wznowić działalności w pełnym zakresie w rozsądnym czasie lub w ogóle, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

3.22. Kadra kierownicza.

Możemy mieć trudności z pozyskaniem i zatrzymaniem odpowiednio wykwalifikowanej kadry kierowniczej. Przyszły sukces naszej Grupy zależy od jej zdolności do zatrudnienia i zatrzymania kadry kierowniczej o rozległym doświadczeniu w zakresie zarządzania przedsiębiorstwami energetycznymi oraz identyfikacji, nabywania, finansowania, realizacji projektów energetycznych, a także kadry technicznej o odpowiednim profilu wykształcenia energetycznego. Istotnymi czynnikami w tym zakresie jest nasilająca się konkurencja w sektorze elektroenergetycznym oraz obowiązywanie w stosunku do spółek naszej Grupy przepisów Ustawy Kominowej, która ogranicza wysokość wynagrodzenia osób zajmujących niektóre stanowiska kierownicze. W dniu 13 czerwca 2008 r. Sejm uchwalił ustawę o zmianie ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji oraz niektórych innych ustaw, która następnie w dniu 26 czerwca 2008 r. została przyjęta bez zmian przez Senat. Zgodnie z proponowanymi zmianami przepisy Ustawy Kominowej nie będą miały zastosowania do członków organów zarządzających oraz organów nadzorczych między innymi jednoosobowych spółek Skarbu Państwa, jak również do spółek, w których udział Skarbu Państwa przekracza 50%. W dniu 24 lipca 2008 r. ww. ustawa zmieniająca została zawetowana przez Prezydenta RP. Nie ma pewności, że ustawa zostanie ponownie uchwalona przez Sejm i wejdzie w życie.

Jeżeli nie uda nam się pozyskać i zatrzymać odpowiedniej kadry, może to mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

3.23. Spory i porozumienia zbiorowe.

Spory zbiorowe z pracownikami mogą powodować zakłócenia w naszej działalności. Około 70% naszych pracowników należy do związków zawodowych. Pozycja związków zawodowych w sektorze elektroenergetycznym jest szczególnie silna ze względu na wielkość zatrudnienia w sektorze oraz jego strategiczny wpływ na funkcjonowanie gospodarki. Ponadto oczekiwania związków zawodowych bazują na warunkach uzyskanych przez pracowników innych zakładów energetycznych lub wytwórców energii w umowach zawartych w związku z wcześniejszą prywatyzacją tych spółek. Pomimo, że staramy się utrzymywać dobre relacje z naszymi pracownikami i na bieżąco rozwiązywać wszelkie zaistniałe problemy, nie możemy wykluczyć, że w przyszłości będą miały miejsce spory zbiorowe. Spory zbiorowe z pracownikami mogą prowadzić do zakłóceń w naszej bieżącej działalności, w szczególności przestoju, a także skutkować zwiększeniem kosztów wynagrodzeń, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju. W okresie od maja do czerwca 2008 roku Spółka prowadziła ze związkami zawodowymi działającymi w Spółce rozmowy w przedmiocie uregulowania kwestii Akcji Pracowniczych, w tym między innymi, w przedmiocie, wypłaty świadczeń pieniężnych z tytułu utraty praw do części Akcji Pracowniczych będącej następstwem procesów restrukturyzacyjnych w Grupie oraz wypłaty świadczeń pieniężnych pracownikom Spółki nieuprawnionym do nabycia Akcji Pracowniczych. W efekcie prowadzonych rozmów w dniu 28 maja 2008 r. zostało podpisane pomiędzy Spółką a stroną społeczną porozumienie kończące spor zbiorowy w wyżej wspomnianym zakresie. Z uwagi na fakt niepodpisania przez Ministra Skarbu Państwa załącznika do porozumienia z dnia 28 maja 2008 r. stanowisko części z organizacji związkowych, które podpisały porozumienie w przedmiocie zakończenia ww. sporu jest odmienne od stanowiska Spółki w ww. kwestii. W związku z powyższym istnieje ryzyko ponownego wszczęcia sporu zbiorowego w tym zakresie, które mogą prowadzić do zakłóceń w naszej bieżącej działalności, w szczególności przestoju, co może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju. Nasza zdolność do poprawy wydajności i obniżenia kosztów poprzez restrukturyzację zatrudnienia jest ograniczona poprzez porozumienia zbiorowe. Jeżeli uznamy, że poprawa naszej rentowności i zdolności do skutecznego konkurowania dzięki bardziej efektywnym działaniom wiąże się z koniecznością redukcji zatrudnienia, nasze wysiłki będą podlegały ograniczeniom wynikającym z porozumień zbiorowych zawartych ze związkami zawodowymi działającymi w Grupie. W szczególności, zgodnie z porozumieniem zawartym ze związkami zakładowymi dnia 18 grudnia 2002 r., nasi pracownicy są objęci określonymi gwarancjami zachowania warunków pracy i płacy, a także gwarancją trwałości stosunku pracy. Na mocy tego porozumienia zobowiązaliśmy się zapłacić pracownikowi, w razie rozwiązania stosunku pracy, odprawę w wysokości iloczynu indywidualnego miesięcznego wynagrodzenia pracownika i okresu pozostałego do wygaśnięcia okresu zagwarantowanego przez porozumienie – 80% płatne jednorazowo lub 100% jeżeli płatne miesięcznie. Ponadto niektórzy z naszych obecnych lub byłych pracowników kadry zarządzającej wyższego szczebla będą korzystać z gwarancji pracowniczych do dnia 31 grudnia 2018 r.

W chwili obecnej w ENEA SA występuje jeden spór zbiorowy wszczęty 07.09.2009 r. Dotyczy planowanego procesu prywatyzacji ENEA SA i wpływu potencjalnej zmiany akcjonariusza Spółki na sytuację jej pracowników. Do chwili obecnej spór nie został zakończony.

Elektrownia „Kozienice” S.A.

Około 64% ogółu zatrudnionych pracowników Elektrowni „Kozienice” S.A. jest zrzeszonych w organizacjach związkowych działających w Spółce. Na obecną chwilę nie ma nieporozumień i konfliktów w zakresie czasu pracy, wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych oraz praw i wolności związkowych, dlatego też nie ma sporów zbiorowych pomiędzy organizacjami związkowymi, a pracodawcą w rozumieniu przepisów ustawy o rozwiązywaniu sporów zbiorowych.

W I półroczu 2010 r. w Elektrowni „Kozienice” S.A. nie doszło do wszczęcia żadnych sporów zbiorowych pomiędzy organizacjami związkowymi, a pracodawcą w rozumieniu przepisów ustawy o rozwiązywaniu sporów zbiorowych.

W dniu 10.08.2007 r. została zawarta umowa społeczna pomiędzy Elektrownią a organizacjami związkowymi działającymi w Elektrowni, stanowiąca załącznik Nr 15 do Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Elektrowni „Kozienice” S.A. wprowadzony Protokołem Dodatkowym Nr 2 wpisanym do rejestru zakładowych układów zbiorowych pracy w dniu 17.03.2009 r. pod nr U-MCXLVII/3, obejmująca swoimi postanowieniami wszystkie osoby, które w dniu jej wejścia w życie były zatrudnione przez Elektrownię. Pracownicy Elektrowni są objęci gwarancją zachowania warunków pracy i płacy, a także gwarancją trwałości stosunku pracy, bez względu na restrukturyzację. W przypadku naruszenia przez Elektrownię gwarancji zatrudnienia, pracownikowi, wobec którego naruszono gwarancję zatrudnienia, niezależnie od innych świadczeń przysługujących na mocy przepisów prawa, przysługuje jednorazowe odszkodowanie w wysokości równej iloczynowi liczby miesięcy pozostających do końca okresu gwarancji zatrudnienia, liczonych od dnia rozwiązania umowy o pracę lub od dnia upływu okresu wypowiedzenia zmieniającego lub naruszającego gwarancję zatrudnienia, oraz przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w Elektrowni, nie mniej jednak niż równowartość iloczynu 48 miesięcy i przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w Elektrowni. Gwarancje powyższe obowiązują przez okres 11 lat licząc od dnia 30 stycznia 2008 r. Osoby uprawnione mogą dochodzić roszczeń powstałych w czasie obowiązywania umowy, nie dłużej niż przez okres trzech lat po jej wygaśnięciu.

3.24. Postępowania sądowe i administracyjne.

Obecnie jesteśmy i w przyszłości możemy być stroną postępowań sądowych i administracyjnych. W przypadku prowadzenia przeciwko nam postępowań administracyjnych przez Prezesa URE lub Prezesa UOKiK, w razie uznania naszych czynności za niezgodne z prawem, może zostać nałożona na nas kara do wysokości 15% przychodu z działalności koncesjonowanej, natomiast w przypadku uznania naszych działań za naruszające warunki koncesji istnieje ryzyko cofnięcia nam koncesji. Podobne ryzyko istnieje w odniesieniu do naszych spółek zależnych, posiadających koncesje.

Wobec ENEA S.A. toczą się następujące postępowania sądowe i administracyjne:

1. Postępowania sądowe.

W postępowaniu dotyczącym obciążania przez ENEA odbiorców energii dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 r., Prezes UOKiK w decyzji z dnia 12 września 2008 r. uznał obciążenie odbiorców energii dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 roku za praktykę ograniczającą konkurencję i nakazał zaniechanie jej stosowania. Ponadto nałożył na ENEA karę pieniężną w wysokości 160.000 zł, stanowiącą ok. 0,03% kary maksymalnej (wysokość kary pieniężnej wynika z faktu uznania przez Prezesa UOKiK, iż nie istnieje potrzeba oddziaływania represyjnego na ENEA oraz nadania karze waloru dyscyplinującego). W dniu 30 września 2008 r. ENEA złożyła odwołanie od przedmiotowej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 31 sierpnia 2009 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów na skutek złożonego przez ENEA odwołania zmienił decyzję Prezesa UOKiK obniżając karę pieniężną do 10.000 zł. W dniu 25 września 2009 r. ENEA złożyła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie apelację od wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wnosząc o uchylenie decyzji w całości. W dniu 27 kwietnia 2010 r. Sąd Apelacyjny uchylił wyrok SOKiK i skierował sprawę do ponownego rozpatrzenia.

W dniu 27 listopada 2008 r. Prezes URE orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w 2006 roku i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 7.594.613,28 zł. ENEA odwołała się w dniu 17 grudnia 2008 r. od tej decyzji Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji

i Konsumentów. W dniu 15 grudnia 2009 r. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał korzystny dla ENEA wyrok, zmieniając decyzję Prezesa URE z dnia 27 listopada 2008 r. i umarzając postępowanie administracyjne. Od tego wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów Prezes URE wniósł apelację do Sądu Apelacyjnego w Warszawie.

W dniu 28 grudnia 2009 r. Prezes URE orzekł w sprawie o niewykonanie przez ENEA obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w I półroczu 2007 r. i nałożył na Spółkę karę pieniężną w kwocie 2.150.000,00 zł. W dniu 19 stycznia 2010 r. ENEA odwołała się od decyzji Prezesa URE do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

2. Postępowania administracyjne.

Postępowanie prowadzone przez Prezesa UOKiK ma na celu wstępne ustalenie, czy nastąpiło naruszenie przez ENEA Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów poprzez wprowadzenie od 1 stycznia 2008 roku opłaty za obsługę handlową odbiorców związanej z rozliczaniem sprzedawanej energii.

Elektrownia Kozienice jest stroną jednego postępowania przed Sądem Okręgowym Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W dniu 5 sierpnia 2009 r. Elektrownia Kozienice otrzymała decyzję Prezesa URE z 31 lipca 2009 r. o kwocie korekty rocznej (za 2008 rok) rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych w wysokości 89,5 mln złotych, którą miała obowiązek zwrócić Zarządcy Rozliczeń S.A. do dnia 30 września 2009 r. Elektrownia Kozienice S.A. zakwestionowała obowiązek zwrotu takiej kwoty odwołując się do Sądu Okręgowego w Warszawie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Dnia 23 września 2009 r., Sąd wydał postanowienie wstrzymujące wykonanie zaskarżonej decyzji ponad kwotę 44.768.476,50 zł. Elektrownia Kozienice S.A. dokonała zwrotu zaliczki w kwocie 44.768.476,50 zł zgodnie z decyzją Sądu. Sąd Apelacyjny w Warszawie VI Wydział Cywilny postanowieniem z dnia 19 maja 2010 r. wstrzymał wykonanie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 lipca 2009 r. także w zakresie kwoty 44.768.476,50 zł. Postępowanie w sprawie na dzień 30 czerwca 2010 r. nie zostało rozstrzygnięte.

Elektrownia Kozienice była stroną jednego postępowania sądowego, w którym pozwanym był Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. Toczyło się ono przed Sądem Najwyższym, wysokość roszczenia wynosi 3,2 mln zł. Sąd Najwyższy uwzględnił skargę Elektrowni i przekazał sprawę do ponownego rozpatrzenia Sądowi Apelacyjnemu w Lublinie, który wyrokiem z dnia 24 listopada 2009 r. oddalił apelację LW Bogdanka S.A. Pozwany nie wniósł skargi kasacyjnej. Sprawa zakończona.

Dyrektor Izby Celnej w Warszawie po rozpatrzeniu odwołań Spółki od decyzji Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu obejmujących okres od stycznia 2006 r. do grudnia 2007 r. wydał decyzje utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu obejmujące w/w okres. Spółka wniosła skargi do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie na decyzje Dyrektora Izby Celnej utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego, obejmujące okres od stycznia 2006 r. do czerwca 2007 r. Naczelnik Urzędu Celnego po rozpatrzeniu wniosku Spółki wydał szereg decyzji odmawiających zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2008 r. do lutego 2009 r. łącznie. Jednocześnie Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające zobowiązanie podatkowe w podatku akcyzowym za miesiące od stycznia 2008 r. do lutego 2009 r. Spółka w dniu 20.03.2010 r. złożyła odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie od decyzji Naczelnika Urzędu Celnego, obejmujących okres od stycznia 2008 r. do grudnia 2008 r. W wyniku toczących się postępowań, na dzień 30.06.2010 r., dokonano na rzecz Elektrowni „Kozienice” S.A. zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym w łącznej kwocie 3.362.958,00 zł. Sprawy w toku.

W dniu 11 lutego 2009 r. Elektrownia Kozienice złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym od energii elektrycznej za miesiące od stycznia 2006 r. do grudnia 2008 r. w kwocie 694,6 mln PLN wraz z korektami deklaracji.

Ponadto Spółka w dniu 24 listopada 2009 r. złożyła w Urzędzie Celnym w Radomiu wniosek o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym od energii elektrycznej za kolejne miesiące tj. styczeń 2009 r. i luty 2009 r. w kwocie 34,6 mln PLN, z czego kwota akcyzy od energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych 247 tys. PLN.

Korekty w podatku akcyzowym, z wyłączeniem akcyzy od energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych wynikają z istniejącej od 01 stycznia 2006 r. do 28 lutego 2009 r. niezgodności polskich regulacji dotyczących opodatkowania energii elektrycznej z przepisami wspólnotowymi.

Postępowania dot. nadpłaty za 2006 r. – Spółka złożyła Skargi do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie na decyzje Dyrektora Izby Celnej w Warszawie utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego

w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za poszczególne miesiące 2006 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazany okres w kwotach wynikających z pierwotnych deklaracji Spółki.

Postępowania dot. nadpłaty za 2007 r. – Dyrektor Izby Celnej w Warszawie w procedurze odwoławczej wydał decyzje utrzymujące w mocy decyzje Naczelnika Urzędu Celnego w Radomiu odmawiające zwrotu nadpłaty w podatku akcyzowym za poszczególne miesiące 2007 r. i określające zobowiązanie podatkowe za wskazany okres w kwotach wynikających z pierwotnych deklaracji Spółki. Według stanu na 30 czerwca 2010 r. Spółka złożyła Skargi do WSA na decyzje Dyrektora Izby Celnej w Warszawie za miesiące od stycznia 2007 r. do czerwca 2007 r.

Postępowania dot. nadpłaty za 2008 r. – Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające nadpłatę w podatku akcyzowym od energii elektrycznej, ale tylko wytworzonej ze źródeł odnawialnych za poszczególne miesiące 2008 r. w łącznej kwocie 2,6 mln PLN. Natomiast w zakresie wynikającym z niezgodności polskich przepisów podatkowych z przepisami wspólnotowymi wydał decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty, określając na nowo zobowiązanie podatkowe w kwotach pomniejszych o akcyzę od energii ze źródeł odnawialnych za wskazany okres. Według stanu na 30 czerwca 2010 r. Spółka wniosła od powyższych decyzji odwołania do Dyrektora Izby Celnej w Warszawie.

Postępowania dot. nadpłaty za styczeń 2009 r. i luty 2009 r. – Naczelnik Urzędu Celnego w Radomiu wydał decyzje określające nadpłatę w podatku akcyzowym od energii elektrycznej, ale tylko wytworzonej ze źródeł odnawialnych za miesiące styczeń 2009 r. i luty 2009 r. w łącznej kwocie 247 tys PLN. Natomiast w zakresie wynikającym z niezgodności polskich przepisów podatkowych z przepisami wspólnotowymi wydał decyzje odmawiające zwrotu nadpłaty, określając na nowo zobowiązanie podatkowe w kwotach pomniejszych o akcyzę od energii ze źródeł odnawialnych za wskazany okres.

3.25. Ryzyko związane z przyłączeniem odnawialnych źródeł energii.

Według Prawa Energetycznego ENEA Operator, jako przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, ma obowiązek zawierania umów przyłączenia do sieci z podmiotami ubiegającymi się o takie przyłączenie, jeżeli spełnione są techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia, a ubiegający się o przyłączenie podmiot spełnia warunki przyłączenia i odbioru energii. Jeżeli ENEA Operator odmówi zawarcia takiej umowy przyłączenia, ma obowiązek powiadomić o tym Prezesa URE i podmiot ubiegający się o przyłączenie, określając przyczynę takiej odmowy. Na dzień dzisiejszy, ENEA Operator jest stroną w kilkudziesięciu postępowaniach prowadzonych przez Prezesa URE, które dotyczą przyłączenia do własnej sieci dystrybucyjnej, w tym zasad rozliczenia kosztów oraz określenia wysokości opłat za przyłączenie. ENEA Operator uznaje, że koszty przebudowy sieci powinny być uwzględniane w kosztach przyłączenia do sieci i stanowić podstawę do kalkulacji opłat za przyłączenie do sieci, które poniesione zostaną przez podmioty wnioskujące o przyłączenie do sieci. Jednakże, w związku z postępowaniami administracyjnymi dotyczącymi innych przedsiębiorstw energetycznych, jak i ENEA Operator, Prezes URE uznał tego rodzaju wyliczenia kosztów przyłączenia do sieci za niezgodne z przepisami Prawa Energetycznego, a tym samym, że to przedsiębiorstwo energetyczne powinno ponieść całość kosztów związanych z przebudową sieci. Dlatego też, możemy zostać zmuszeni do poniesienia znaczących kosztów związanych z przebudową naszej sieci wskutek nałożenia na nas obowiązku przyłączenia podmiotów wnioskujących o takie przyłączenie. Powodem naszego niepokoju jest w szczególności duża liczba wytwórców energii ze źródeł odnawialnych starających się o przyłączenie do naszej sieci. Możemy zostać zmuszeni do poniesienia znaczących nakładów w krótkim okresie czasu, jeżeli wszystkie lub większość wspomnianych tu spraw toczących się przed Prezesem URE zostanie rozstrzygniętych na niekorzyść ENEA Operator.

3.26. Nieruchomości.

Do części nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator, spółka nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego, a ponadto nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator mogą być przedmiotem roszczeń repywatyzacyjnych.

W związku z prowadzoną po II wojnie światowej powszechną elektryfikacją oraz nacjonalizacją, jak również w związku z brakiem odpowiednich regulacji prawnych w zakresie korzystania z nieruchomości na potrzeby rozwoju sieci dystrybucyjnych, ENEA Operator korzysta bez odpowiedniego tytułu prawnego z wielu nieruchomości, na których posadowione są jej urządzenia elektroenergetyczne służące do dystrybucji energii. Dotyczy to około 33% wszystkich nieruchomości, na których znajduje się infrastruktura elektroenergetyczna

(za wyjątkiem linii elektroenergetycznych). Według stanu na dzień 30.06.2010 r. dane te przedstawiają się następująco:

- obiekty sieciowe uznane przez nas za kluczowe (rozdzielnie elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia, GPZ) – ENEA Operator posiada w 95% odpowiedni tytuł prawny do nieruchomości, na których znajdują się te obiekty sieciowe,
- stacje transformatorowe kubaturowe średniego i niskiego napięcia – około 66% spośród blisko 14,6 tys. stacji kubaturowych znajduje się na nieruchomościach, w stosunku do których ENEA Operator posiada odpowiedni tytuł prawny, oraz
- linie elektroenergetyczne – szacujemy, że ENEA Operator nie posiada odpowiedniego tytułu prawnego w stosunku do przeważającej większości nieruchomości, przez które przebiegają linie elektroenergetyczne.

Szczególne kategorie spraw stanowią roszczenia z tytułu korzystania z gruntów leśnych będących w zarządzie Lasów Państwowych na potrzeby linii elektroenergetycznych stanowiących własność ENEA Operator.

W odniesieniu do nieruchomości, z których korzysta ENEA Operator bez odpowiedniego tytułu prawnego, jesteśmy narażeni na ryzyko ich zwrotu właścicielom oraz podniesienia przez osoby trzecie roszczeń z tytułu bezumownego korzystania z takich nieruchomości. Na dzień 30.06.2010 r. toczyło się przeciwko ENEA Operator Sp. z o.o. 338 postępowań sądowych dotyczących bezumownego korzystania z nieruchomości na łączną kwotę 15,12 mln zł. Łączna wartość rezerwy na roszczenia (w tym roszczenia związane z bezumownym korzystaniem z nieruchomości) będące przedmiotem prowadzonych przeciwko ENEA Operator postępowań sądowych oraz na roszczenia o charakterze przedsądowym wynosiła na dzień 30.06.2010 r. 33,03 mln zł.

Z uwagi na fakt, że do 1 lipca 2007 r. ENEA S.A. była nie tylko spółką obrotu, ale również spółką dystrybucyjną, jest ona obecnie stroną postępowań dotyczących bezumownego korzystania z nieruchomości oraz stroną sporów przedsądowych. Na dzień 30.06.2010 r. toczyło się przeciwko ENEA S.A. 123 sprawy sądowe o łącznej wartości 9,89 mln zł. ENEA utworzyła rezerwę na te postępowania w wysokości 12,47 mln zł oraz rezerwę na roszczenia o charakterze przesądowym w wysokości 19,66 mln zł.

Rezerwy na zobowiązania wycenia się w uzasadnionej, wiarygodnie oszacowanej wartości. Nie tworzymy rezerw na potencjalne roszczenia właścicieli nieruchomości, z których korzystamy, w przypadku, gdy status nieruchomości nie jest nam znany, w szczególności wówczas, gdy nie jesteśmy w stanie określić rodzaju roszczenia, które może zostać wniesione przeciwko nam, albowiem uniemożliwia to nam oszacowanie maksymalnej kwoty potencjalnego roszczenia. Rozmiar zasądzonych odszkodowań z tytułu takich roszczeń może być dla nas znaczący z uwagi na liczbę przedmiotowych nieruchomości, jednak nie jesteśmy w stanie oszacować maksymalnej kwoty takich odszkodowań.

Nie można wykluczyć, że w przyszłości będziemy zobowiązani do ponoszenia dalszych kosztów z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości, co w konsekwencji będzie miało negatywny wpływ na naszą działalność oraz osiągnięte przez nas wyniki finansowe. Nie ma również pewności, że nie zostaną przeciwko nam wszczęte postępowania zmierzające do uniemożliwienia nam dalszego korzystania z nieruchomości, do których nie przysługuje nam odpowiedni tytuł prawny lub do zmiany sposobu korzystania z takich nieruchomości, co może skutkować koniecznością poniesienia przez nas znaczących kosztów.

3.27. Organizacje związkowe.

Do związków zawodowych należy ok. 70% spośród ponad 10.200 pracowników Grupy ENEA W Grupie ENEA działa osiem organizacji związkowych:

- NSZZ Solidarność Organizacja Międzyzakładowa ENEA;
- Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Grupy Kapitałowej ENEA;
- Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Ruchu Ciągłego Grupy Energetycznej ENEA S.A.
- Międzyzakładowa Organizacja Związkowa Związku Zawodowego Inżynierów i Techników przy ENEA S.A.
- Międzyzakładowy Związek Zawodowy Pracowników Grupy Energetycznej ENEA S.A. „Kadra”
- Samorządny Niezależny Związek Zawodowy Pracowników Elektrowni „Kozienice” S.A.
- Niezależny Samorządny Związek Zawodowy „Solidarność” Elektrowni „Kozienice” S.A.
- Związek Zawodowy Pracowników Zmianowych Elektrowni „Kozienice” S.A.

3.28. Modernizacja i rozwój

Rozwój Grupy Kapitałowej ENEA prowadzony będzie w trzech podstawowych obszarach strategicznych: I) rozwój działalności podstawowej Grupy; II) poprawa efektywności funkcjonowania Grupy; III) budowa firmy odpowiedzialnej społecznie, o czym szerzej zostało wspomniane w rozdziale 1 pkt 2 „Charakterystyka polityki w zakresie kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej”.

Jeżeli nie pozyskamy kapitału na korzystnych warunkach może to istotnie i negatywnie wpłynąć na naszą zdolność do modernizacji lub rozwoju, a tym samym obniżyć efektywność naszej działalności.

Bieżące utrzymanie, ale przede wszystkim modernizacja i rozbudowa Elektrowni Kozienice oraz linii energetycznych wymaga regularnego ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych. Przewidujemy, że nasze nakłady inwestycyjne w okresie najbliższych lat będą finansowane głównie ze środków finansowych generowanych z działalności operacyjnej oraz finansowania dłużnego. Nasza zdolność do pozyskania finansowania oraz koszt kapitału zależą od wielu czynników, z których wiele jest poza naszą kontrolą, a w szczególności: (I) ogólne warunki rynkowe i sytuacja na rynkach kapitałowych; (II) dostępność kredytów bankowych; (III) zaufanie inwestorów; (IV) nasza sytuacja finansowa, wyniki i perspektywy rozwoju; oraz (V) przepisy podatkowe i dotyczące obrotów papierami wartościowymi.

Powyższe źródła finansowania mogą być niedostępne dla nas w całości lub w wymaganej kwocie, skutkując brakiem możliwości realizacji wszystkich planowanych przez nas nakładów inwestycyjnych. W wyniku powyższego nie możemy zapewnić, że będziemy zdolni do wygenerowania wystarczających przepływów pieniężnych albo posiadać dostęp do wystarczających alternatyw finansowania w celu utrzymania lub rozwoju naszej aktualnej działalności. W efekcie możemy być zmuszeni do opóźnienia lub rezygnacji z planowanych inwestycji, co może mieć istotny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

W przyszłości możemy zaciągnąć nowe istotne zadłużenie, które może istotnie i negatywnie wpłynąć na naszą sytuację finansową, zdolność do pozyskania dodatkowego finansowania oraz naszą zdolność do reagowania na zmiany w naszej działalności.

W związku z realizacją naszej strategii rozwoju, możemy starać się pozyskać dodatkowe pożyczki i kredyty lub inne instrumenty dłużne. W konsekwencji możemy być zmuszeni do przeznaczenia istotnej części naszych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej na obsługę kosztów oprocentowania i spłat kapitału z tytułu naszego zadłużenia, co w przypadku braku alternatywnych źródeł finansowania obniży naszą zdolność do finansowania kapitału obrotowego, wydatków kapitałowych oraz innych ogólnych celów korporacyjnych. Jeżeli nie będziemy zdolni do spełnienia zobowiązań wobec naszych wierzycieli, całość lub część zadłużenia może zostać postawiona w stan natychmiastowej wymagalności, a jeżeli nie będziemy mogli refinansować takiego zadłużenia może to mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki działalności lub perspektywy rozwoju.

Nasze zadłużenie może także zwiększyć naszą wrażliwość na niekorzystne trendy makroekonomiczne lub gospodarcze, a także niekorzystnie wpłynąć na naszą konkurencyjność w stosunku do innych spółek. Nasza elastyczność operacyjna może także zostać ograniczona, a w szczególności nasza zdolność do pozyskania dodatkowego finansowania, które może być wymagane dla naszego rozwoju lub reagowania na zmiany w naszej działalności lub branży.

3.29. Czynniki związane z działalnością gospodarczą.

Wyniki naszej działalności, jak również sytuacja finansowa oraz nasze perspektywy rozwoju zależą od wielu czynników, na które wpływ wywierają zarówno stan polskiej gospodarki, jak i regionalna sytuacja ekonomiczna. Powyższe czynniki obejmują, między innymi, wzrost lub spadek produktu krajowego brutto, produkcji przemysłowej, inflacji, bezrobocia, średniego wynagrodzenia, wielkość i charakterystykę demograficzną populacji, a także rozwój sektora usług i przemysłu. Wszelkie przyszłe niekorzystne zmiany jednego lub kilku z powyższych czynników, w szczególności pogorszenie stanu polskiej gospodarki, mogą mieć negatywny wpływ na wyniki i sytuację finansową naszej Grupy.

Ponadto na naszą działalność, jako podmiotu sektora elektroenergetycznego uznanego za strategiczny, wpływ mogą mieć decyzje o charakterze politycznym. Chodzi tu głównie o kierunki polityki energetycznej kraju oraz decyzje strukturalne i własnościowe dotyczące przedsiębiorstw energetycznych kontrolowanych przez Skarb

Państwa. Czynniki te mogą mieć istotny i negatywny wpływ na przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji, w szczególności w odniesieniu do odbiorców indywidualnych.

Otoczenie prawno-regulacyjne, w którym prowadzimy działalność podlega zmianom.

Grupa jest narażona na ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego. Otoczenie prawno-regulacyjne w Polsce, a w szczególności prawo dotyczące sektora energetycznego podlega zmianom. W konsekwencji regulacje prawne nie są interpretowane przez sądy oraz instytucje administracji publicznej w sposób jednolity.

Polska stosunkowo niedawno uchwaliła ramy prawne regulujące funkcjonowanie sektora energetycznego w obecnym kształcie. Wiąże się z tym brak wypracowanej, jednolitej interpretacji prawa w ww. zakresie. W związku z powyższym istnieje duża niepewność, co do sposobu rozwiązania kwestii dotyczących naszej działalności w przypadku, gdyby stały się one przedmiotem postępowania sądowego. Dlatego też istnieje ryzyko niespodziewanych i niekorzystnych rozstrzygnięć, które mogłyby mieć negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

Działalność naszej Grupy pozostaje również pod silnym wpływem zmian w zakresie prawa podatkowego. System podatkowy w Polsce podlega dynamicznym zmianom, wynikającym z potrzeby dostosowania tych regulacji do wymogów wynikających z prawa Unii Europejskiej. Rodzaj i zakres takich zmian, a także trudności interpretacyjne związane ze stosowaniem prawa podatkowego, utrudniają zarówno codzienną działalność, jak i właściwe planowanie podatkowe. Praktyka organów skarbowych, jak i orzecznictwo sądowe w tej dziedzinie nie są jednolite. Przyjęcie przez organy podatkowe odmiennej niż nasza interpretacji przepisów podatkowych może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

3.30. Zarys strategii rozwoju.

Jednym z podstawowych czynników istotnych dla rozwoju Grupy Kapitałowej i jej perspektyw jest realizacja strategii Grupy Kapitałowej.

Aktywnie obserwując sytuację na rynku energii w Polsce oraz dynamiczne zmiany w sektorze, Zarząd podjął działania zmierzające do weryfikacji przygotowanej 10-letniej strategii do 2020 r. (w tym planowanych inwestycji), celem uwzględnienia kluczowych dla sytuacji Grupy trendów na rynku energii w Polsce. Zidentyfikowane trendy to m.in.: (I) wzrost zapotrzebowania na energię i ograniczenie dostępnej na rynku mocy wytwórczej, (II) zaostrzenie polityki UE w zakresie ograniczenia emisji CO₂, (III) zwiększeniu konkurencji we wszystkich obszarach działalności Grupy, (IV) rozwój hurtowego rynku obrotu energią elektryczną, (V) wzrost liczby klientów korzystających ze zmiany dostawcy energii elektrycznej, (VI) pojawienie się możliwości zagospodarowania złóż węgla brunatnego, oraz (VII) możliwości rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Strategia oparta jest na misji Grupy, tj. dostarczaniu wysokiej jakości usług dla klientów, zapewnieniu przyjaznego środowiska pracy naszym pracownikom oraz budowie wartości dla naszych akcjonariuszy przy zapewnieniu dbałości o środowisko naturalne.

Naszą strategię zamierzamy realizować poprzez:

- **Rozwój działalności podstawowej Grupy – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:**
 - rozwoju i dywersyfikacji mocy wytwórczej,
 - rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnej,
 - rozwoju działalności w zakresie handlu hurtowego,
 - zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw węgla kamiennego z optymalnych źródeł,
 - zwiększeniu zysku na sprzedaży energii elektrycznej,
 - zapewnieniu rozwoju techniczno-technologicznego,

- **Poprawę efektywności funkcjonowania Grupy – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:**
 - optymalizacji funkcjonowania procesów podstawowych,
 - optymalizacji funkcji wsparcia,
 - zapewnieniu integracji operacyjnej Grupy,
 - reorganizacji działalności spółek zależnych Grupy,

- **Budowanie firmy odpowiedzialnej społecznie – obszarze, w którym będziemy się koncentrować na:**
- zapewnieniu zrównoważonego zarządzania kapitałem ludzkim,
- zapewnieniu dialogu ze społecznością lokalną i uwzględnieniu jej głosu w działalności biznesowej,
- promowaniu rozwiązań i zachowań pro środowiskowych.

Integralną częścią strategii jest wdrożenie nowego modelu biznesowego Grupy, zakładającego docelowo funkcjonowanie następujących obszarów biznesowych:

- Centrum Korporacyjne,
- Wytwarzanie w oparciu o paliwa kopalne oraz źródła odnawialne,
- Obrót hurtowy,
- Sprzedaż,
- Dystrybucja,
- Centrum usług wspólnych.

Stworzenie obok podstawowych obszarów biznesowych dodatkowo pionów centrum korporacyjnego i centrum usług wspólnych ma usprawnić zarządzanie Grupą i umożliwić uzyskanie synergii kosztowych wynikających z centralnego zarządzania działalnością Grupy i spójnego systemu obsługi klientów.

Zakładamy, iż realizując naszą strategię przeznaczymy łącznie w wariantie bazowym ok. 18,7 mld zł na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne (około 39,4% łącznych nakładów inwestycyjnych), dystrybucję (około 34,4% łącznych nakładów inwestycyjnych) oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji (około 26,2% łącznych nakładów inwestycyjnych).

W obszarze wytwarzania konwencjonalnego naszym głównym celem jest wybudowanie nowego bloku opalanego węglem kamiennym o mocy 1000 MW w Świerżach Górnych (zakładamy średni koszt budowy 1 MW na poziomie 1,3 mln EUR). Planujemy jego rozruch w nie później niż 2016 r. Obecnie prowadzimy postępowanie na wybór wykonawcy w zakresie opracowania projektu i budowy nowego bloku o mocy 1000 MW. Planujemy wyłonienie wykonawcy na przełomie 2010/2011 r. Jednocześnie z budową nowego bloku rozważamy modernizację pozostałych bloków 200 MW funkcjonujących w Elektrowni Kozienice.

Prowadzimy również obecnie analizy w zakresie przygotowania budowy drugiego bloku 1000 MW w Świerżach Górnych.

W obszarze dystrybucji w okresie objętym strategią planujemy i prowadzimy prace inwestycyjne i modernizacyjne infrastruktury sieciowej i niezbędnego wyposażenia w związku ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz koniecznością przyłączenia odnawialnych źródeł energii. Działania inwestycyjne i modernizacyjne powinny przełożyć się na zwiększenie efektywności pracy naszej sieci oraz ograniczenie strat sieciowych. Dzięki nim nastąpi również wymiana części linii dystrybucyjnych o najdłuższym okresie wykorzystania. W 2010 r. planujemy ponieść nakłady inwestycyjne na majątek dystrybucyjny w wysokości ok. 575 mln PLN.

Nakłady inwestycyjne na inwestycje sieciowe sukcesywnie wzrastają. W stosunku do 2008 r. w 2009 r. wzrosły one o 17% (biorąc pod uwagę wykonanie planu inwestycyjnego), natomiast w 2010 r. o 30% (biorąc pod uwagę wydatki zaplanowane na 2010 r., tak więc ostateczny poziom wzrostu będzie znany po uzyskaniu informacji o wykonaniu tegorocznego Planu Inwestycyjnego).

Podobna tendencja widoczna jest w obszarze inwestycji w infrastrukturę dla wspomagania działalności dystrybucyjnej. W stosunku do 2008 r. w 2009 r. wzrosły one o 14% (biorąc pod uwagę wykonanie planu inwestycyjnego), natomiast w 2010 r. o 66% (biorąc pod uwagę wydatki zaplanowane na 2010 rok, tak więc ostateczny poziom wzrostu będzie znany po uzyskaniu informacji o wykonaniu tegorocznego Planu Inwestycyjnego).

W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej i ciepłej po weryfikacji planujemy rozbudowę mocy wiatrowych osiągając do 2020 r. 250-350 MW mocy zainstalowanej. Równocześnie podjęliśmy decyzje o realizacji inwestycji w moce biogazowe, planując osiągnięcie w tym obszarze mocy około 40-60 MW w 2020 r.

W 2009 r. Spółka przeprowadziła pełną procedurę przygotowawczą do zakupu pierwszej elektrowni biogazowej w Liszkowie (woj.kujawsko-pomorskie) o mocy 2,12 MWe (zakup sfinalizowano w styczniu 2010 r.). W latach 2010-2011 planuje się uzyskanie 14,42 MWe mocy zainstalowanej z 10 elektrowni biogazowych (plan na 2010 r. przewiduje 4,12 MWe, z czego aktualnie zrealizowano 2,12 MWe)

W zależności od sytuacji rynkowej, naszej sytuacji finansowej, wyników przeprowadzonych analiz technicznych i ekonomicznych oraz zdolności do sfinansowania inwestycji, nie wykluczamy zwiększenia bazowego programu inwestycyjnego o dodatkowe inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne w kwocie ok. 1,3 mld EUR. Kwota ta zakłada budowę drugiego bloku o mocy 1000 MW w Świerżach Górnych. Ponadto, Zarząd nie wyklucza realizacji inwestycji związanej z budową elektrowni atomowej o mocy około 1600 MW. W tym przypadku dodatkowe nakłady wynosić będą około 14,4 mld PLN (9,4 mld PLN do 2020 r.).

3.31. Planowane nakłady inwestycyjne.

W 2010 r., w ramach działalności ENEA, ENEA Operator i Elektrowni Kozienice, planujemy poczynić nakłady inwestycyjne w wysokości około 975.334 tys. PLN. Poniższa tabela przedstawia planowane nakłady inwestycyjne w roku kończącym się 31 grudnia 2010 r., w podziale na poszczególne rodzaje.

	Za rok kończący się 31 grudnia 2010 r.
	(niezbadane)
	<i>(w tys. PLN)</i>
Nakłady inwestycyjne na majątek dystrybucyjny, w tym:	575 071
<i>Sieć elektroenergetyczna WN, SN i nn.....</i>	<i>436 855</i>
<i>Infrastruktura dla wspomagania działalności</i>	<i>75 979</i>
<i>Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych.....</i>	<i>41 768</i>
<i>Zaplecza.....</i>	<i>12 859</i>
<i>Wykup gruntów.....</i>	<i>7 610</i>
Nakłady inwestycyjne na aktywa wytwórcze, w tym:.....	290 858
<i>Inwestycje w poszczególne bloki 200 MW.....</i>	<i>23 140</i>
<i>Inwestycje wspólne* w blok 200 MW.....</i>	<i>10 902</i>
<i>Budowa bloku energetycznego około 1.000 MW.....</i>	<i>950</i>
<i>Inwestycje w poszczególne bloki 500 MW.....</i>	<i>92 850</i>
<i>Inwestycje wspólne* w bloki 500 MW.....</i>	<i>115 210</i>
<i>Inwestycje wspólne* w bloki 200 MW i 500 MW.....</i>	<i>42 473</i>
<i>Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych.....</i>	<i>5 333</i>
Pozostałe nakłady inwestycyjne.....	109 405
Razem	975 334

* Inwestycje wspólne – obejmują inwestycje w układy technologiczne wspólne dla funkcjonowania poszczególnych grup bloków (tzn. inwestycje wspólne dla bloków 200 MW, inwestycje wspólne dla bloków 500 MW, inwestycje wspólne dla bloków 200 MW i 500 MW).

Majątek dystrybucyjny.

Polityka inwestycyjna ma na uwadze obowiązek utrzymania właściwego stanu technicznego sieci dystrybucyjnej, zdolnej do realizacji usług dystrybucji energii elektrycznej w sposób ciągły oraz przy zachowaniu wymaganych parametrów technicznych jej dostarczania.

ENEA Operator jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii jest zobowiązana do sporządzania planów rozwoju dla obszaru swojego działania w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Plany rozwoju powinny uwzględniać miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego oraz kierunki rozwoju gminy określone w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego danej gminy. Projekty planów rozwoju podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

Znaczną część programu inwestycyjnego na lata 2008-2010 przewidujemy na realizację zadań związanych z przyłączeniem do sieci dystrybucyjnej zarówno odbiorców jak i wytwórców. Kolejną znaczną pozycją programu inwestycyjnego jest realizacja zadań polegających na modernizacji, wymianie i rozbudowie elementów sieci dystrybucyjnej w celu zachowania wymaganych parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej odbiorcom istniejącym. Program inwestycyjny obejmuje także zadania z zakresu wspomagania dystrybucji jak

np. informatyka, telekomunikacja, telemekhanika i pomiary oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych, w tym środków transportu oraz zadania dotyczące zapleczy, tj. budynków i budowli.

Aktywa wytwórcze.

Polityka inwestycyjno-modernizacyjna w Elektrowni Kozienice realizowana będzie głównie poprzez działania w następujących obszarach:

- dostosowanie jednostek wytwórczych do osiągnięcia dopuszczalnych standardów emisji SO₂, NO_x i pyłu, które wynikają z dyrektyw UE oraz postanowień przewidzianych w Traktacie Akcesyjnym;
- jak najdłuższe i ekonomicznie uzasadnione wykorzystanie istniejących jednostek energetycznych, które eksploatowane będą w sposób bezpieczny i efektywny przy wysokiej dyspozycyjności i sprawności urządzeń wytwórczych,
- realizacja dalszych inwestycji związanych ze współspalaniem biomasy na istniejących kotłach energetycznych,
- budowa nowych jednostek wytwórczych na parametry nadkrytyczne o wysokiej sprawności wytwarzania energii.

W związku z zaostrzającymi się wymogami dotyczącymi ochrony środowiska, w tym dotyczącymi ograniczeń w zakresie emisji dwutlenku węgla i innych gazów i substancji, Elektrownia Kozienice dokonuje modernizacji jednostek wytwórczych pod kątem zmieniających się wymogów w zakresie ochrony środowiska. W najbliższych latach Elektrownia Kozienice planuje dokonać, między innymi, następujących modernizacji: (I) do 2014 r. w ramach modernizacji w zakresie redukcji emisji pyłu, planuje się modernizację elektrofiltrów na blokach nr 3, 4, 8 oraz 10; (II) do 2018 r. w celu osiągnięcia emisji NO_x poniżej 200 mg/Nm³ na blokach 4-10 planuje się zabudowę instalacji katalicznego odazotowania spalin (SCR).

Ponadto nie później niż do 2016 r. planujemy wybudować i uruchomić w Elektrowni Kozienice blok o mocy osiągalnej około 1.000 MW. W marcu 2008 r. Elektrownia Kozienice uzyskała decyzję Burmistrza Gminy Kozienice w sprawie ustalenia warunków zabudowy dla tej inwestycji, zaś w grudniu 2008 r. została podpisana umowa przyłączeniowa z PSE Operator ustalająca warunki przyłączenia bloku o mocy około 1.000 MW do krajowej sieci przesyłowej. Szacowany koszt inwestycji wyniesie 5,3 mld PLN.

Kozienice II Sp. z o.o. prowadzi przygotowania w celu przeprowadzenia przetargu na wybór wykonawcy budowy bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy ok. 1000 MW w formule kontraktu EPC. Spodziewany termin wyłonienia wykonawcy budowy bloku – I kwartał 2011 r. Termin realizacji inwestycji lata 2011-2015.

Na realizację inwestycji w latach 2010-2012 zaplanowano łączne środki w wysokości 2.272.474 tys. PLN. Na poszczególne lata okresu planistycznego zakończone 31 grudnia 2010 r., 2011 r., oraz 2012 r. zaplanowano odpowiednio środki w wysokości 94,1; 554,4; oraz 1.624,0 mln PLN.

Realizacją powyższej inwestycji zajmuje się zawiązana w dniu 8 sierpnia 2008 r. spółka Kozienice II Sp. z o.o., w której na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania ENEA posiada 80,56% udziałów, zaś Elektrownia Kozienice posiada pozostałe 19,44% udziałów.

Ponadto zainicjowaliśmy prace związane z potencjalną budową dodatkowego bloku o całkowitej mocy 1.000 MW, którego uruchomienie przewidywane jest w 2016 r. Projekt znajduje się we wczesnej fazie realizacji. Aktualnie prowadzone są rozmowy z PSE Operator na temat możliwości przyłączenia nowego bloku do sieci. Ponadto wykonane zostało studium lokalizacji nowego bloku. Szacujemy, iż uruchomienie nakładów inwestycyjnych dla tego projektu rozpocznie się w 2011 roku. Ich wysokość, według szacunków, będzie się kształtowała na podobnym poziomie jak w przypadku pierwszego bloku.

Pozostałe nakłady inwestycyjne.

W ramach kwoty pozostałych nakładów inwestycyjnych w wysokości 109,4 mln PLN Spółka planuje wydatkować środki w szczególności na: inwestycje kapitałowe pieniężne w spółki Grupy prowadzące działalność wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej (w tym również z OZE), modernizację oświetlenia drogowego oraz projekty teleinformatyczne.

Przewidujemy, że planowane nakłady inwestycyjne zostaną pokryte z dostępnych środków pieniężnych, środków pieniężnych z działalności operacyjnej, a ponadto z pozyskanego finansowania dłużnego.

Obecnie realizowane nakłady inwestycyjne.

Aktualnie realizujemy plan inwestycyjny na 2010 r, w ramach którego prowadzimy/prowadziliśmy następujące inwestycje:

- inwestycje na aktywa dystrybucyjne obejmujące budowę i modernizację sieci wysokiego, średniego i niskiego napięcia oraz realizację przyłączania klientów do sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia;
- inwestycje w majątek dystrybucyjny dla wspomagania dystrybucji obejmującą zadania z obszarów informatyki, telekomunikacji, telemechaniki i układów pomiarowo- rozliczeniowych;
- inwestycje w zakupy urządzeń elektroenergetycznych (transformatory oraz inne aparaty wykorzystywane na stacjach), przełączników zabezpieczających przed skutkami zwarć, aparatury kontrolno-pomiarowej oraz środków transportu;
- modernizację bloku nr 7, polegającą na modernizacji młynów i zasobników węglowych oraz modernizacji automatyki blokowej;
- modernizację bloku nr 10, polegającą między innymi na wymianie elektrofiltru, modernizacji kotła, turbosespołu oraz modernizacji automatyki blokowej;
- budowę nowej sprężarkowni nr 2;
- budowę nowego komina do odprowadzania spalin z instalacji odsiarczania IOS I i IOS III;
- budowę instalacji dozowania biomasy – zrealizowano;
- budowę instalacji odsiarczania spalin IOS III dla bloku nr 10; oraz
- nabycie instalacji do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w oparciu o biogaz.

3.32. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych.

Sytuacja finansowa Grupy tworzy silne podstawy dla możliwości realizacji planów inwestycyjnych, które mogą być realizowane na drodze rozwoju organicznego, jak i poprzez przejęcia innych podmiotów. Nasz bilans, kapitały własne oraz saldo środków pieniężnych są solidną podstawą finansowania nakładów inwestycyjnych, tak ze środków własnych, jak i źródeł zewnętrznych. W celu efektywnego wykorzystania środków, spółki Grupy w danych działaniach inwestycyjnych (w szczególności w zakresie akwizycji) będą wspomagać się finansowaniem dłużnym w celu wykorzystania efektu dźwigni finansowej.

3.33. Opis wykorzystania wpływów z emisji akcji.

Środki pozyskane przez ENEA S.A. w drodze emisji akcji, są lokowane w instrumenty o minimalnym ryzyku, tj. instrumenty dłużne emitowane, poręczone lub gwarantowane przez Skarb Państwa oraz depozyty bankowe. Zrealizowane przychody z tytułu dokonanych inwestycji za I półrocze 2010 r. wyniosły 52,706 tys. PLN. Planowany sposób wykorzystania środków z emisji akcji serii C opisany został szczegółowo w prospekcie emisyjnym sporządzonym w związku z emisją tychże akcji.

4. Władze ENEA S.A.

4.1. Skład osobowy.

Na dzień przekazania niniejszego raportu skład osobowy Zarządu przedstawia się następująco:

Prezes Zarządu	-	Maciej Owczarek
Członek Zarządu ds. Ekonomicznych	-	Hubert Rozpędek
Członek Zarządu ds. Handlowych	-	Maksymilian Górniak
Członek Zarządu ds. Wytwarzania	-	Krzysztof Zborowski

4.2. Wykaz akcji i udziałów podmiotów z Grupy Kapitałowej ENEA w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących.

Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania Pan Tadeusz Dachowski, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej Spółki posiada 300 sztuk akcji ENEA S.A. Pan Maksymilian Górniak Członek Zarządu ds. Handlowych posiada akcje ENEA S.A. w ilości 3740 sztuk.

Pan Paweł Balcerowski, Tadeusz Dachowski oraz Mieczysław Pluciński Członkowie Rady Nadzorczej wybrani z ramienia pracowników, są uprawnieni na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji do nieodpłatnego nabycia akcji pracowniczych ENEA S.A.

Ponadto na podstawie ustawy z dnia 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego Pan Krzysztof Zborowski Członek Zarządu ds. Wytwarzania ENEA S.A. jest uprawniony do nieodpłatnego nabycia akcji pracowniczych ENEA S.A.

Na dzień przekazania niniejszego raportu osoby zarządzające i nadzorujące ENEA S.A. nie posiadają akcji lub udziałów w podmiotach zależnych ENEA S.A. W okresie od przekazania raportu kwartalnego stan posiadania akcji osób zarządzających i nadzorujących nie uległ zmianie.

5. Struktura kapitału zakładowego oraz akcjonariatu ENEA S.A.

5.1. Struktura kapitału zakładowego

W związku z przeprowadzeniem oferty publicznej akcji serii C, w dniu 13 stycznia 2009 r. Sąd Rejonowy Poznań – Nowe Miasto i Wilda w Poznaniu, VIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego na posiedzeniu niejawnym zarejestrował podwyższenie kapitału zakładowego Emitenta z kwoty 337.626.428 zł do kwoty 441.442.578 zł, w drodze emisji 103.816.150 akcji zwykłych na okaziciela serii „C”.

Po rejestracji podwyższenia wysokość kapitału zakładowego Emitenta wynosi 441.442.578 zł. Ogólna liczba głosów wynikających ze wszystkich wyemitowanych akcji Emitenta wynosi 441.442.578.

Struktura kapitału zakładowego po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Emitenta przedstawia się następująco:

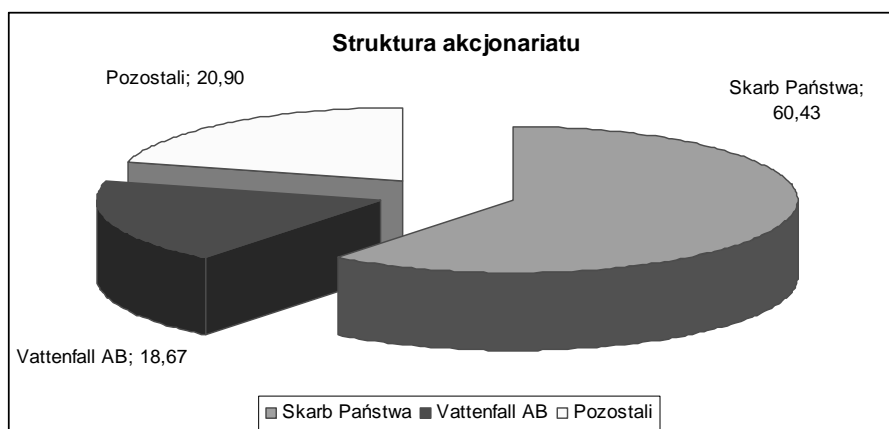
- 295.987.473 akcje zwykłe na okaziciela serii „A”,
- 41.638.955 akcji zwykłych imiennych serii „B”,
- 103.816.150 akcji zwykłych na okaziciela serii „C”.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania wysokość i struktura kapitału zakładowego ENEA S.A. pozostaje bez zmian.

5.2. Struktura akcjonariatu.

Na dzień przekazania niniejszego raportu struktura akcjonariuszy posiadających ponad 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A. przedstawia się następująco:

Nazwa akcjonariusza	Liczba posiadanych akcji	Liczba posiadanych głosów	Udział w kapitale zakładowym	Udział w ogólnej liczbie głosów
Skarb Państwa	266 774 895	266 774 895	60,43%	60,43%
Vattenfall AB	82 395 573	82 395 573	18,67%	18,67%
Pozostali	92 272 110	92 272 110	20,90%	20,90%



W okresie od przekazania raportu za I kwartał 2010 r. nie nastąpiły zmiany w strukturze własności znacznych pakietów akcji ENEA S.A.

Zgodnie z zapowiedziami z listopada 2009 r. Ministerstwo Skarbu Państwa (MSP) przeprowadziło w lutym 2010 r. kolejny etap rozpoczętej w 2008 r. prywatyzacji Spółki ENEA S.A. W planie prywatyzacji Spółki MSP było zbycie akcji ENEA S.A. w dwóch etapach – w ramach transakcji dokonanych poprzez rynki publiczne (I-etap / luty 2010 r.), a następnie zbycie ponad 50% akcji Spółki inwestorowi branżowemu (II etap / połowa 2010 r.). Głównym celem I-etapu było zwiększenie liczby akcji Spółki w wolnym obrocie – tj. zwiększenie free-float Spółki (czyli liczby akcji znajdujących się w posiadaniu akcjonariuszy, których udział nie przekracza 5% w kapitale Spółki).

W dniu 10 lutego 2010 r. MSP dokonało sprzedaży 70.851.533 akcji spółki ENEA S.A. stanowiących 16,05% kapitału zakładowego Spółki. Sprzedaż została przeprowadzona za pośrednictwem Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. Była to druga największa transakcja w formule „fully-marketed offer” w historii GPW i największa w ostatnich trzech latach. Akcje Spółki zostały zaoferowane wyłącznie krajowym i zagranicznym inwestorom instytucjonalnym. Cena sprzedaży oferowanych akcji została ustalona na 16,00 zł za akcję. Łączna wartość dokonanej oferty wyniosła 1,134 mld zł.

W wyniku przeprowadzonej subskrypcji 80% oferty zostało objęte przez krajowych inwestorów instytucjonalnych, w tym do funduszy emerytalnych trafiło około 60% oferty. W wyniku przeprowadzonej transakcji udział MSP w kapitale zakładowym Spółki spadł z 76,48% do 60,43%. Udział drugiego największego akcjonariusza spółki Vattenfall AG pozostał nie zmieniony i wynosi 18,67%, zaś w wolnym obrocie znajduje się obecnie 20,90% akcji ENEA S.A.

6. Opis zasad sporządzania półrocznego skróconego sprawozdania finansowego oraz skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia 2010 r. do 30 czerwca 2010 r. zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską („MSSF UE”).

Skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone według zasady kosztu historycznego, za wyjątkiem aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży oraz płatności w formie akcji.

Zasady konsolidacji.

Jednostki zależne.

Jednostki zależne to wszelkie jednostki, w odniesieniu do których Grupa ma zdolność kierowania ich polityką finansową i operacyjną, co zwykle towarzyszy posiadaniu większości ogólnej liczby głosów w organach stanowiących. Przy dokonywaniu oceny, czy Grupa kontroluje daną jednostkę, uwzględnia się istnienie i wpływ potencjalnych praw głosu, które w danej chwili można zrealizować lub zamienić. Jednostki zależne podlegają pełnej konsolidacji od dnia przejęcia nad nimi kontroli przez Grupę. Przystaje się je konsolidować z dniem ustania kontroli.

W odniesieniu do transakcji nabycia spółek, które nie znajdują się pod wspólną kontrolą, koszt przejęcia ustala się jako wartość godziwą przekazanych aktywów, wyemitowanych instrumentów kapitałowych oraz zobowiązań zaciągniętych lub przejętych na dzień wymiany, powiększoną o koszty bezpośrednio związane z przejęciem. Możliwe do zidentyfikowania aktywa nabyte oraz zobowiązania i zobowiązania warunkowe przejęte w ramach połączenia jednostek gospodarczych wycenia się początkowo według ich wartości godziwej na dzień przejęcia, niezależnie od wielkości ewentualnych udziałów mniejszości. Nadwyżkę kosztu przejęcia nad wartością godziwą udziału Grupy w możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywach, zobowiązaniach i zobowiązaniach warunkowych ujmuje się jako wartość firmy. Jeżeli koszt przejęcia jest niższy od wartości godziwej aktywów, zobowiązań i zobowiązań warunkowych przejętej jednostki zależnej, różnicę ujmuje się bezpośrednio w rachunku zysków i strat.

Transakcje, rozrachunki i niezrealizowane zyski na transakcjach pomiędzy spółkami Grupy są eliminowane. Niezrealizowane straty również podlegają eliminacji, chyba że transakcja dostarcza dowodów na utratę wartości przez przekazany składnik aktywów. Zasady rachunkowości stosowane przez jednostki zależne zostały zmienione tam, gdzie było to konieczne dla zapewnienia zgodności z zasadami rachunkowości stosowanymi przez Grupę.

Jednostki stowarzyszone i współkontrolowane.

Jednostki stowarzyszone to wszelkie jednostki, na które Grupa wywiera znaczący wpływ, lecz których nie kontroluje, co zwykle towarzyszy posiadaniu od 20% do 50% ogólnej liczby głosów w organach stanowiących. Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych rozlicza się metodą praw własności i ujmuje początkowo według kosztu. Inwestycja Grupy w jednostkach stowarzyszonych obejmuje wartość firmy (pomniejszoną o ewentualne skumulowane odpisy z tytułu utraty wartości), określoną w dniu nabycia.

Jednostki współkontrolowane to wszystkie jednostki, w których na podstawie ustaleń umownych ENEA S.A. sprawuje kontrolę wspólnie z innymi podmiotami.

Udział Grupy w wyniku finansowym jednostek stowarzyszonych i/lub współkontrolowanych od dnia nabycia ujmuje się w rachunku zysków i strat, zaś jej udział w zmianach stanu innych kapitałów od dnia nabycia – w innych kapitałach. Wartość bilansową inwestycji koryguje się o łączne zmiany stanu kapitału własnego od dnia nabycia. Gdy udział Grupy w stratach jednostki stowarzyszonej lub współkontrolowanej staje się równy lub większy od udziału Grupy w tej jednostce stowarzyszonej lub współkontrolowanej, obejmującego ewentualne inne niezabezpieczone należności, Grupa przestaje ujmować dalsze straty, chyba, że wzięta na siebie obowiązki lub dokonała płatności w imieniu danej jednostki stowarzyszonej lub współkontrolowanej.

Niezrealizowane zyski na transakcjach pomiędzy Grupą a jej jednostkami stowarzyszonymi lub

współkontrolowanymi, eliminuje się proporcjonalnie do udziału Grupy w jednostkach stowarzyszonych lub współkontrolowanych. Niezrealizowane straty również są eliminowane, chyba, że transakcja dostarcza dowodów na wystąpienie utraty wartości przekazywanego składnika aktywów. Zasady rachunkowości stosowane przez jednostki stowarzyszone lub współkontrolowane zostały, tam gdzie było to konieczne, zmienione dla zapewnienia zgodności z zasadami rachunkowości stosowanymi przez Grupę.

Połączenia / nabycia jednostek gospodarczych znajdujących się pod wspólną kontrolą.

Zasady (polityka) rachunkowości.

Transakcje połączenia/nabycia jednostek znajdujących się pod wspólną kontrolą są wyłączone spod zakresu uregulowań standardów MSSF. W tej sytuacji, zgodnie z zaleceniem zawartym w MSR 8 „Zasady (polityka) rachunkowości, zmiany wartości szacunkowych i korygowanie błędów”, wobec braku szczegółowych uregulowań wewnątrz MSSF, jednostka powinna sama opracować odpowiednie zasady rachunkowości dla tego typu transakcji.

Zgodnie z zaleceniem, Grupa przyjęła politykę rachunkowości polegającą na ujmowaniu takich transakcji według wartości księgowych.

Przyjęte zasady rachunkowości są następujące:

Jednostka przejmująca rozpoznaje aktywa, kapitały i zobowiązania jednostki przejmowanej począwszy od dnia nabycia według ich bieżącej wartości księgowej, skorygowanej jedynie w celu ujednoczenia zasad rachunkowości łączonych jednostek. Wartość firmy oraz ujemna wartość firmy nie są rozpoznawane. Ewentualna różnica między wartością księgową przejmowanych aktywów netto a wartością godziwą kwoty zapłaty w formie wyemitowanych przez jednostkę instrumentów kapitałowych i/lub wydanych aktywów jest rozpoznawana w kapitale własnym Grupy.

Przy zastosowaniu metody bazującej na wartościach księgowych dane porównawcze, dotyczące prezentowanych okresów historycznych, nie są przekształcane.

Połączenia / nabycia jednostek gospodarczych znajdujących się poza wspólną kontrolą rozlicza się metodą nabycia zgodnie z MSSF 3.

Transakcje w walucie obcej i wycena pozycji wyrażonych w walutach obcych.

(a) Waluta funkcjonalna i waluta prezentacji.

Pozycje zawarte w sprawozdaniach finansowych poszczególnych jednostek Grupy wycenia się w walucie podstawowego środowiska gospodarczego, w którym dana jednostka prowadzi działalność (w walucie funkcjonalnej). Skonsolidowane sprawozdanie finansowe prezentowane jest w złotych polskich (PLN), które stanowią walutę funkcjonalną i walutę prezentacji wszystkich jednostek Grupy Kapitałowej.

(b) Transakcje i salda.

Transakcje wyrażone w walutach obcych przelicza się na moment początkowego ujęcia na walutę funkcjonalną według kursu obowiązującego w dniu transakcji.

Na dzień bilansowy wyrażone w walucie obcej pozycje pieniężne przelicza się przy zastosowaniu kursu zamknięcia (kurs zamknięcia - jest to średni kurs NBP obowiązujący na dzień wyceny).

Zyski i straty z tytułu różnic kursowych powstałe w wyniku rozliczenia transakcji w walucie obcej oraz wyceny bilansowej aktywów i zobowiązań pieniężnych wyrażonych w walutach obcych ujmuje się w rachunku zysków i strat.

Rzeczowe aktywa trwałe.

Rzeczowe aktywa trwałe wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Grupa Kapitałowa ENEA wybrała fakultatywne wyłączenie MSSF 1 i przyjęła, na dzień przejścia na MSSF UE, wartość godziwą wybranych pozycji rzeczowych aktywów trwałych za zakładany koszt.

Późniejsze nakłady uwzględnia się w wartości bilansowej danego środka trwałego lub ujmuje jako odrębny środek trwały (tam, gdzie jest to właściwe) tylko wówczas, gdy jest prawdopodobne, że z tytułu tej pozycji nastąpi wpływ korzyści ekonomicznych do Grupy, zaś koszt danej pozycji można wiarygodnie zmierzyć. Wszelkie pozostałe wydatki na naprawę i konserwację odnoszone są do rachunku zysków i strat w okresie

obrotowym, w którym je poniesiono.

W przypadku wymiany części środka trwałego w jego wartości bilansowej ujmuje się koszt wymienianej części składowej tego środka; Jednocześnie wartość bilansowa wymienionej części składowej jest usuwana z bilansu niezależnie, czy była osobno amortyzowana i ujmowana jest w rachunku zysków i strat.

Grunty nie podlegają amortyzacji. Amortyzację innych środków trwałych nalicza się metodą liniową przez oszacowany okres użytkowania. Podstawę naliczania amortyzacji stanowi wartość początkowa pomniejszona o wartość końcową, jeżeli jest istotna. Każda istotna część składowa pozycji środka trwałego o różnym okresie użytkowania amortyzowana jest osobno.

Okresy użytkowania środków trwałych wynoszą:

- budynki i budowle	25 – 80 lat
w tym sieci energetyczne	33 lata
- urządzenia techniczne i maszyny	4 – 50 lat
- środki transportu	5 – 20 lat
- pozostałe środki trwałe	5 – 15 lat

Weryfikacji wartości końcowej i okresów użytkowania środków trwałych dokonuje się co najmniej raz w roku.

Amortyzację rozpoczyna się, gdy składnik aktywów jest dostępny do użytkowania. Zakończenie amortyzacji następuje wtedy, gdy składnik aktywów zostanie przeznaczony do sprzedaży lub gdy zostanie usunięty z bilansu.

W ramach swojej działalności Grupa otrzymuje częściowy lub pełny zwrot nakładów poniesionych na środki trwałe w związku z przyłączeniami nowych klientów do sieci energetycznej. Przyjęte środki trwałe wyceniane są wg ceny nabycia lub kosztu wytworzenia, a odpowiadająca im kwota zwrotu części nakładów odnoszona jest jednocześnie na rozliczenia dochodu z tytułu opłat przyłączeniowych i podlega rozliczeniu w czasie odpowiednio do amortyzacji tych środków trwałych.

Grupa otrzymuje nieodpłatnie od gmin urządzenia oświetlenia ulicznego i rozpoznaje te środki trwałe zgodnie z MSR 20 *Dotacje rządowe*, tj. wykazuje w rzeczowych aktywach trwałych według wartości godziwej, a także ujmuje w bilansie, jako rozliczenie dochodu z tytułu dotacji, rozliczane w czasie w ciężar przychodów, proporcjonalnie do naliczanych kosztów amortyzacji z tego tytułu, przez okres 35 lat.

Zyski i straty z tytułu zbycia środków trwałych, stanowiące różnice pomiędzy przychodami ze sprzedaży i wartością bilansową zbywanego środka trwałego, ujmowane są w rachunku zysków i strat.

Prawo wieczystego użytkowania gruntów.

Grunty stanowiące własność Skarbu Państwa, jednostek samorządu terytorialnego lub ich związków, mogą być oddane w użytkowanie wieczyste (PWUG). Użytkowanie wieczyste jest szczególnym prawem rzeczowym uprawniającym do: korzystania z nieruchomości z wyłączeniem innych osób oraz rozporządzania tym przedmiotem (prawem).

W zależności od sposobu nabycia praw Grupa dokonuje następującej klasyfikacji:

1. PWUG uzyskane nieodpłatnie z mocy prawa na podstawie decyzji wojewody lub zarządu jednostki samorządu terytorialnego – traktuje się jako leasing operacyjny.
2. PWUG nabyte odpłatnie od osób trzecich – wykazuje się jako aktywa w PWUG w cenie nabycia po pomniejszeniu o odpisy amortyzacyjne.
3. PWUG nabyte na podstawie umowy o oddaniu gruntu w użytkowanie wieczyste, zawartej ze Skarbem Państwa lub jednostkami samorządu terytorialnego – przyjmuje się jako nadwyżkę pierwszej opłaty nad opłatą roczną i zalicza się jako aktywo do PWUG i amortyzuje.

Amortyzacja prawa wieczystego użytkowania gruntu odbywa się przez okres, na który to prawo zostało przyznane (od 40 do 99 lat).

Wartości niematerialne.

(a) Wartość firmy.

Wartość firmy stanowi nadwyżkę ceny przejęcia nad wartością godziwą udziału jednostek Grupy w możliwych do zidentyfikowania aktywach, zobowiązaniach oraz zobowiązaniach warunkowych nabytej jednostki zależnej na dzień przejęcia lub jednostki stowarzyszonej na dzień objęcia znaczącego wpływu. Wartość firmy z przejęcia

jednostek zależnych ujmuje się w wartościach niematerialnych. Wartość firmy powstałą na nabyciu inwestycji w jednostkach stowarzyszonych ujmuje się w wartości bilansowej tej inwestycji.

Wartość firmy podlega corocznie testowi na utratę wartości i jest wykazywana w bilansie według wartości początkowej pomniejszonej o skumulowane odpisy z tytułu utraty wartości. W celu przeprowadzenia testu na utratę wartości, wartość firmy alokowana jest do ośrodków wypracowujących środki pieniężne, które czerpią korzyści z synergii połączenia.

Zyski i straty ze zbycia jednostki zależnej lub stowarzyszonej uwzględniają wartość bilansową wartości firmy dotyczącą sprzedanej jednostki.

(b) Inne wartości niematerialne.

Do innych wartości niematerialnych zaliczane są: oprogramowanie komputerowe, licencje oraz inne wartości niematerialne. Wartości niematerialne wyceniane są w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o zakumulowaną amortyzację oraz o zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Amortyzacja naliczana jest metodą liniową, według oszacowanego okresu użytkowania, który wynosi:

- dla licencji i oprogramowania serwerowego 2 -7 lat,
- dla licencji i oprogramowania stacji roboczych oraz oprogramowania antywirusowego 4- 7 lat,
- dla innych wartości niematerialnych 2 -7 lat.

(c) Prawa do emisji CO₂.

Prawa do emisji przyznane nieodpłatnie w Krajowym Planie Rozdziału, jak również prawa zakupione stanowią, wartości niematerialne i prawne, z tym że prawa otrzymane nieodpłatnie ujmowane są w wartości zerowej, natomiast prawa nabyte w cenie zakupu.

Rezerwa na rzeczywistą emisję CO₂ rozpoznana jest w wartości zerowej, pod warunkiem że rzeczywista emisja nie przekracza posiadanych przez Grupę ilości praw do emisji przypadających na dany rok. Jeżeli rzeczywista emisja przekracza posiadaną przez Grupę ilość praw do emisji CO₂ przypadających na dany rok, Grupa tworzy rezerwę na zakup brakujących praw według aktualnej na dzień bilansowy wartości rynkowej praw do emisji CO₂.

Przychody z tytułu sprzedaży nadwyżki praw emisji rozpoznawane są w momencie sprzedaży tych praw.

Koszty prac badawczych i rozwojowych.

Koszty prac badawczych ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym są ponoszone.

Koszty prac rozwojowych spełniające kryteria ich kapitalizacji, opisane poniżej podobnie jak inne wartości niematerialne i prawne, wyceniane są w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o zakumulowaną amortyzację oraz o zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości. Amortyzacja naliczana jest metodą liniową według oszacowanego okresu użytkowania, który wynosi 2-7 lat.

Kryteria kapitalizacji:

- Możliwość, z technicznego punktu widzenia, ukończenia składnika wartości niematerialnych tak, aby nadawał się do użytkowania lub sprzedaży,
- Zamiar ukończenia składnika wartości niematerialnych oraz jego użytkowania lub sprzedaży,
- Zdolność do użytkowania lub sprzedaży składnika wartości niematerialnych,
- Sposób, w jaki składnik wartości niematerialnych będzie wytwarzał prawdopodobne przyszłe korzyści ekonomiczne. Między innymi jednostka gospodarcza powinna udowodnić istnienie rynku na produkty powstające dzięki składnikowi wartości niematerialnych lub na sam składnik lub – jeśli składnik ma być użytkowany przez jednostkę – użyteczność składnika wartości niematerialnych,
- Dostępność stosownych środków technicznych, finansowych i innych, które mają służyć ukończeniu prac rozwojowych oraz użytkowaniu lub sprzedaży składnika wartości niematerialnych,
- Możliwość wiarygodnego ustalenia nakładów poniesionych w czasie prac rozwojowych, które można przyporządkować temu składnikowi wartości niematerialnych.

Koszty finansowania zewnętrznego.

Koszty finansowania zewnętrznego, które można bezpośrednio przyporządkować nabyciu, budowie lub wytworzeniu dostosowywanego składnika aktywów, aktywuje się jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tego składnika aktywów. Pozostałe koszty finansowania zewnętrznego ujmuje się jako koszt w okresie, w którym są ponoszone.

Leasing.

Umowa leasingu, w ramach której zasadniczo całość ryzyka i wszystkie pożytki z tytułu własności przysługują Grupie, klasyfikuje się jako leasing finansowy. Leasing inny niż leasing finansowy uznaje się za leasing operacyjny.

Przedmiot leasingu finansowego ujmuje się w aktywach z dniem rozpoczęcia leasingu według niższej z dwóch kwot: wartości godziwej przedmiotu leasingu lub wartości bieżącej minimalnych opłat leasingowych. Każdą opłatę w ramach leasingu finansowego dzieli się na kwotę pomniejszającą saldo zobowiązania i kwotę kosztów finansowych w taki sposób, aby utrzymywać stałą stopę odsetek w stosunku do nieuregulowanej części zobowiązania. Element odsetkowy raty leasingowej ujmuje się w kosztach finansowych w rachunku zysków i strat przez okres leasingu w taki sposób, aby uzyskać za każdy okres stałą okresową stopę procentową w stosunku do nieuregulowanej części zobowiązania. Podlegające amortyzacji aktywa nabyte w ramach leasingu finansowego amortyzowane są przez okres użytkowania aktywów.

Opłaty leasingowe wnoszone w ramach leasingu operacyjnego (po pomniejszeniu o ewentualne specjalne oferty promocyjne uzyskane od leasingodawcy) rozliczane są w koszty metodą liniową przez okres leasingu.

Utrata wartości aktywów.

Aktywa Grupy analizuje się pod kątem utraty wartości, ilekroć wystąpią przesłanki wskazujące na to, iż składnik aktywów mógł stracić na wartości.

Aktywa niefinansowe.

Stratę z tytułu utraty wartości ujmuje się w wysokości kwoty, o jaką wartość bilansowa danego składnika aktywów przewyższa jego wartość odzyskiwalną. Wartość odzyskiwaną ustala się jako wyższą z dwóch kwot: wartości godziwej pomniejszonej o koszty doprowadzenia do sprzedaży lub wartości użytkowej (tj. bieżącej szacunkowej wartości przyszłych przepływów pieniężnych, których uzyskania oczekuje się z tytułu dalszego użytkowania składnika aktywów lub ośrodka wypracowującego środki pieniężne). Dla potrzeb analizy pod kątem utraty wartości, aktywa grupuje się na najniższym poziomie, w odniesieniu do którego występują dające się zidentyfikować odrębnie przepływy pieniężne (ośrodki wypracowujące środki pieniężne).

Wszystkie odpisy z tytułu utraty wartości są odnoszone w ciężar rachunku zysków i strat. Odpisy z tytułu utraty wartości mogą zostać odwrócone w następnych okresach (z wyjątkiem odpisów dotyczących wartości firmy), jeżeli nastąpiły zdarzenia uzasadniające brak lub zmianę utraty wartości aktywów.

Aktywa finansowe.

Aktywa finansowe analizuje się na każdy dzień bilansowy w celu ustalenia, czy nie istnieją przesłanki wystąpienia utraty wartości tych aktywów. Uznaje się, że nastąpiła utrata wartości aktywów, jeżeli istnieją obiektywne przesłanki, że jedno lub więcej zdarzeń miało ujemny wpływ na szacowane przyszłe przepływy pieniężne z tytułu tego aktywa.

Utrata wartości instrumentów finansowych dostępnych do sprzedaży jest kalkulowana w odniesieniu do ich wartości godziwej.

Pojedyncze instrumenty finansowe istotne pod względem wartościowym są oceniane indywidualnie pod względem utraty wartości. Pozostałe aktywa finansowe są w celu oceny utraty wartości dzielone na grupy o podobnym poziomie ryzyka kredytowego.

Nieruchomości inwestycyjne.

Nieruchomości inwestycyjne są utrzymywane w celu uzyskiwania przychodów z tytułu najmu, z tytułu wzrostu ich wartości lub z obu przyczyn. Do wyceny po początkowym ujęciu Grupa wybrała model ceny nabycia.

Inwestycje w nieruchomości amortyzowane są metodą liniową. Rozpoczęcie amortyzacji następuje w następnym miesiącu po przyjęciu inwestycji w nieruchomości do używania. Szacunkowy okres użytkowania jest następujący:

Budynki	25 – 33 lat
---------	-------------

Aktywa finansowe.

Grupa zalicza instrumenty finansowe do następujących kategorii: aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy, pożyczki i należności, inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności oraz

aktywa finansowe dostępne do sprzedaży.

Klasyfikacja opiera się na kryterium celu nabycia inwestycji. Klasyfikacji dokonuje się na moment początkowego ujęcia, a następnie poddaje się ją weryfikacji na każdy dzień bilansowy, jeśli jest to wymagane lub dopuszczone przez MSR 39.

(a) Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy.

Kategoria ta obejmuje dwie podkategorie:

- aktywa finansowe przeznaczone do obrotu, składnik aktywów finansowych zalicza się do tej kategorii, jeżeli nabyty został przede wszystkim w celu sprzedaży w krótkim terminie (np. portfel akcji zarządzanych przez biuro maklerskie);
- aktywa finansowe wyznaczone w momencie ich początkowego ujęcia, jako wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy (np. jednostki uczestnictwa funduszy inwestycyjnych).

Aktywa z tej kategorii zalicza się do aktywów obrotowych, jeżeli są przeznaczone do obrotu lub oczekuje się ich realizacji w ciągu 12 miesięcy od dnia bilansowego.

(b) Pożyczki i należności.

Pożyczki i należności to niestanowiące instrumentów pochodnych aktywa finansowe o ustalonych lub możliwych do ustalenia płatnościach, nienotowane na aktywnym rynku. Powstają wówczas, gdy Grupa wydaje środki pieniężne, dostarcza towary lub usługi bezpośrednio dłużnikowi, bez intencji zaklasyfikowania tych należności do przeznaczonych do obrotu.

Pożyczki i należności zalicza się do aktywów obrotowych, o ile termin ich wymagalności nie przekracza 12 miesięcy od dnia bilansowego. Pożyczki i należności o terminie wymagalności przekraczającym 12 miesięcy od dnia bilansowego zalicza się do aktywów trwałych. Pożyczki i należności wykazuje się w bilansie w pozycji „należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności”.

(c) Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności.

Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności to niestanowiące instrumentów pochodnych aktywa finansowe o ustalonych lub możliwych do ustalenia płatnościach i ustalonym terminie wymagalności, które Grupa zamierza i jest w stanie utrzymać do terminu wymagalności.

(d) Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży.

Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży to niestanowiące instrumentów pochodnych instrumenty finansowe wyznaczone jako „dostępne do sprzedaży” albo niezaliczone do żadnej z pozostałych kategorii. Do tej kategorii zaliczane są udziały i akcje w jednostkach niepowiązanych. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży zalicza się do aktywów trwałych, o ile Grupa nie zamierza zbyć inwestycji w ciągu 12 miesięcy od dnia bilansowego.

Transakcje zakupu i sprzedaży aktywów finansowych ujmuje się na dzień przeprowadzenia transakcji – tj. na dzień, w którym Grupa zobowiązuje się zakupić lub sprzedać dany składnik aktywów. Aktywa finansowe ujmuje się początkowo według wartości godziwej powiększonej o koszty transakcyjne, za wyjątkiem inwestycji zaliczanych do kategorii wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, które ujmowane są początkowo w wartości godziwej bez uwzględniania kosztów transakcji.

Aktywa finansowe wyłącza się z ksiąg rachunkowych, gdy prawa do uzyskiwania przepływów pieniężnych z ich tytułu wygasły lub prawa te zostały przeniesione i Grupa dokonała przeniesienia zasadniczo całego ryzyka i wszystkich pożytków z tytułu ich własności.

Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży oraz aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wycenia się po początkowym ujęciu w wartości godziwej. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, jeżeli nie jest możliwe ustalenie ich wartości godziwej i nie posiadają one ustalonego terminu wymagalności, wycenia się w cenie nabycia pomniejszonej o odpisy z tytułu utraty wartości. Należności i pożyczki oraz aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności wyceniane są w wysokości zamortyzowanego kosztu przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej.

Skutki wyceny aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat ujmuje się w rachunku zysków i strat w okresie, w którym powstały. Skutki wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży ujmuje się w kapitale własnym, za wyjątkiem odpisów z tytułu utraty wartości oraz tych zysków i strat z tytułu różnic kursowych, które powstają dla aktywów pieniężnych. W momencie usunięcia z ksiąg

rachunkowych składnika aktywów zaliczonego do „dostępnych do sprzedaży”, łączne dotychczasowe zyski i straty uprzednio ujęte w kapitale ujmują się w rachunku zysków i strat.

Wartość godziwa inwestycji, dla których istnieje aktywny rynek, wynika z ich bieżącej ceny zakupu. Jeżeli nie istnieje aktywny rynek dla aktywów finansowych (lub jeśli papiery wartościowe są nienotowane), Grupa ustala wartość godziwą stosując odpowiednie techniki wyceny, które obejmują wykorzystanie niedawno przeprowadzonych transakcji na normalnych zasadach rynkowych, porównanie do innych instrumentów, które są w swojej istocie identyczne, analizę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, modele wyceny opcji oraz inne techniki/modele wyceny powszechnie stosowane na rynku, dostosowane do konkretnej sytuacji wystawcy.

Grupa dokonuje na każdy dzień bilansowy oceny, czy występują obiektywne dowody na to, że składnik aktywów finansowych lub grupa aktywów finansowych utraciły wartość.

Jeżeli takie dowody występują w przypadku aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży, łączne dotychczasowe straty ujęte w kapitale – ustalone, jako różnica pomiędzy ceną nabycia a aktualną wartością godziwą, pomniejszone o ewentualne straty z tytułu utraty wartości ujęte wcześniej w rachunku zysków i strat – wyłącza się z kapitału własnego i ujmują w rachunku zysków i strat. Straty z tytułu utraty wartości ujęte w rachunku zysków i strat, a dotyczące instrumentów kapitałowych, nie podlegają odwróceniu w korespondencji z rachunkiem zysków i strat. Odwrócenie straty z tytułu utraty wartości dłużnych instrumentów finansowych ujmują się w rachunku zysków i strat, jeżeli w kolejnych okresach, po ujęciu odpisu, wartość godziwa tych instrumentów finansowych wzrosła w wyniku zdarzeń występujących po momencie ujęcia odpisu.

Jeżeli występują dowody wskazujące na możliwość wystąpienia utraty wartości pożyczek i należności lub inwestycji utrzymywanych do terminu wymagalności wycenianych w wysokości zamortyzowanego kosztu, kwota odpisu jest ustalana, jako różnica pomiędzy wartością bilansową aktywów a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych oryginalną efektywną stopą procentową dla tych aktywów (tj. efektywną stopą procentową wyliczoną na moment początkowego ujęcia dla aktywów opartych na stałej stopie procentowej oraz efektywną stopą procentową ustaloną na moment ostatniego przeszacowania dla aktywów opartych na zmiennej stopie procentowej). Odpis z tytułu utraty wartości ujmują się w rachunku zysków i strat. Odwrócenie odpisu ujmują się, jeżeli w kolejnych okresach utrata wartości ulega zmniejszeniu i zmniejszenie to może być przypisane do zdarzeń występujących po momencie ujęcia odpisu. W wyniku odwrócenia odpisu wartość bilansowa aktywów finansowych nie może przekraczać wysokości zamortyzowanego kosztu, jaki zostałby ustalony, gdyby uprzednio nie ujęto odpisu z tytułu utraty wartości. Odwrócenie odpisu ujmują się w rachunku zysków i strat.

Jeżeli występują przesłanki wskazujące na utratę wartości nienotowanych instrumentów kapitałowych, które są wyceniane w cenie nabycia (ze względu na brak możliwości wiarygodnego ustalenia wartości godziwej), kwota odpisu jest ustalana, jako różnica pomiędzy wartością bilansową aktywa a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych przy zastosowaniu bieżącej rynkowej stopy zwrotu podobnych aktywów finansowych. Odpisu takiego nie odwraca się.

Zapasy.

Zapasy wyceniane są w cenie nabycia lub w koszcie wytworzenia nie wyższym od ceny sprzedaży netto.

Koszt ustala się z zastosowaniem metody „pierwsze przyszło-pierwsze wyszło” („FIFO”) za wyjątkiem węgla produkcyjnego, biomasy i mączki wapiennej, których koszt ustala się z zastosowaniem metody średniej ważonej ceny nabycia.

Świadectwa pochodzenia energii.

Zgodnie z art. 9 a Ustawy Prawo energetyczne ENEA S.A., jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest obowiązana:

- a) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE określoną liczbę świadectw pochodzenia lub
- b) uiścić opłatę zastępczą.

Świadectwo pochodzenia jest potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii oraz energii wytworzonej w kogeneracji (w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła). Wydaje je Prezes URE na

wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (energia pochodząca z wiatru, wody, słońca, biomasy) i kogeneracji. Świadczenia pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia powstają z chwilą zapisania w rejestrze świadectw pochodzenia prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”). Przeniesienie praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia następuje z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu w rejestrze świadectw pochodzenia.

ENEA S.A. ma obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwa odpowiadające wielkościom ustalonym w rozporządzeniach do Prawa energetycznego jako procent ogólnej sprzedaży energii dla odbiorców finalnych. Termin wykonania obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia lub poniesienia opłat zastępczych za dany rok upływa z dniem 31 marca roku następnego.

Opłatę zastępczą stanowi iloczyn ceny określonej w Prawie energetycznym oraz różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia za dany rok.

W zależności od celu nabycia świadectwa pochodzenia klasyfikowane są jako:

- długo- lub krótkoterminowe aktywa finansowe jeśli świadectwa pochodzenia zostały nabyte w celu późniejszej odsprzedaży;
- wyodrębniona kategoria aktywów długo- lub krótkoterminowych („świadectwa pochodzenia”) jeśli świadectwa pochodzenia zostały nabyte w celu umorzenia.

Świadczenia pochodzenia energii wytworzone we własnym zakresie rozpoznawane są w momencie wytworzenia energii (lub na dzień, w którym ich wydanie stało się prawdopodobne), chyba że istnieje uzasadniona wątpliwość co do możliwości ich wydania przez Prezesa URE.

Świadczenia pochodzenia wyceniane są początkowo według ceny nabycia, natomiast świadectwa pochodzenia wytworzone we własnym zakresie wyceniane są według cen rynkowych z ostatniego dnia miesiąca, w którym wytworzono energię, której świadectwa dotyczą.

W ciągu roku obrotowego oraz do 31 marca roku następnego Grupa przedstawia świadectwa pochodzenia do umorzenia – umorzenie świadectw pochodzenia w księgach rachunkowych następuje z zastosowaniem rozchodu według metody szczegółowej identyfikacji świadectwa pochodzenia.

Na dzień bilansowy świadectwa pochodzenia, za wyjątkiem nabytych w celu późniejszej odsprzedaży, wycenia się według ceny nabycia, pomniejszonej o ewentualne odpisy z tytułu utraty wartości, natomiast świadectwa pochodzenia wytworzone we własnym zakresie wyceniane są według cen rynkowych z ostatniego dnia miesiąca, w którym wytworzono energię, której świadectwa dotyczą.

Na dzień bilansowy świadectwa pochodzenia nabyte w celu późniejszej odsprzedaży, wycenia się według wartości godziwej a skutki ich wyceny ujmuje się w rachunku zysków i strat.

W przypadku braku na dzień bilansowy wystarczającej ilości świadectw pochodzenia Grupa tworzy rezerwę na opłatę zastępczą lub zakup świadectw na TGE w celu zaspokojenia obowiązków nałożonych przez Prawo energetyczne. Rezerwa obejmuje ilość świadectw stanowiącą różnicę między ilością świadectw umorzonych za dany rok obrotowy, a ilością wymaganą do umorzenia zgodnie z wymogami Prawa energetycznego. Rezerwy wyceniane są w pierwszej kolejności w oparciu o cenę nabycia dla ilości posiadanych a nie umorzonych na dzień bilansowy świadectw pochodzenia; w drugiej kolejności w oparciu o jednostkową opłatę zastępczą lub (jeśli wolumeny transakcji na TGE są wystarczające dla zrealizowania odpowiednich transakcji w okresie umożliwiającym umorzenie świadectw do 31 marca kolejnego roku obrotowego) według średnioważonej wartości indeksów publikowanych przez TGE z czterech ostatnich sesji przed końcem kwartału.

Rezerwa pomniejsza wartość świadectw pochodzenia posiadanych przez Grupę.

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty.

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty obejmują środki pieniężne w kasie, depozyty bankowe płatne na żądanie, inne krótkoterminowe inwestycje o pierwotnym terminie wymagalności do trzech miesięcy oraz o dużej płynności.

Kapitał zakładowy.

Kapitałem podstawowym Grupy Kapitałowej jest kapitał zakładowy jednostki dominującej wykazywany w wysokości określonej w statucie i wpisanej w rejestrze sądowym, skorygowany odpowiednio o skutki hiperinflacji i rozliczenie skutków transakcji połączenia i nabycia spółek. Podwyższenie kapitału akcyjnego, które na dzień bilansowy zostało pokryte przez akcjonariuszy, a które oczekuje na rejestrację w Krajowym Rejestrze Sądowym, jest również prezentowane jako kapitał zakładowy.

Kredyty i pożyczki.

Zobowiązania finansowe ujmuje się początkowo według wartości godziwej pomniejszonej o poniesione koszty transakcyjne.

Po początkowym ujęciu zobowiązania finansowe wyceniane są w wysokości zamortyzowanego kosztu przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej.

Podatek dochodowy (w tym odroczony podatek dochodowy).

Na obowiązkowe obciążenie wyniku składają się: podatek bieżący oraz podatek odroczony.

Bieżące obciążenie podatkowe obliczane jest na podstawie wyniku podatkowego (podstawy opodatkowania) danego okresu sprawozdawczego. Zysk/strata podatkowa różni się od księgowego zysku/straty netto w związku z wyłączeniem przychodów podlegających opodatkowaniu i kosztów stanowiących koszty uzyskania przychodów w latach następnych oraz pozycji kosztów i przychodów, które nigdy nie będą podlegały opodatkowaniu. Obciążenia podatkowe wyliczane są w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym okresie sprawozdawczym.

Rezerwę z tytułu podatku odroczonego wynikającego z tytułu dodatnich różnic przejściowych pomiędzy wartością podatkową aktywów i zobowiązań a ich wartością bilansową ujmuje się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w pełnej wysokości.

Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego ujmuje się, jeżeli jest prawdopodobne, że w przyszłości osiągnięty zostanie dochód do opodatkowania, który umożliwi potrącenie różnic przejściowych lub wykorzystanie strat podatkowych.

Nie ujmuje się rezerwy z tytułu podatku odroczonego ani aktywa z tytułu podatku odroczonego, jeżeli wynikają one z początkowego ujęcia składnika aktywów lub zobowiązań pochodzących z transakcji, jeżeli transakcja ta nie jest transakcją połączenia jednostek gospodarczych oraz w czasie wystąpienia nie ma wpływu na wynik finansowy brutto ani na dochód podlegający opodatkowaniu. Rezerwy z tytułu podatku odroczonego nie ujmuje się również od różnic przejściowych wynikających z początkowego ujęcia wartości firmy lub wartości firmy, której amortyzacja nie jest uznawana za koszt podatkowy.

Aktywa i rezerwę z tytułu podatku odroczonego tworzy się od wszystkich różnic przejściowych związanych z inwestycjami w jednostkach powiązanych z wyjątkiem sytuacji, w których spełnione są łącznie następujące dwa warunki:

- Grupa jest w stanie kontrolować terminy odwracania się różnic przejściowych, oraz
- jest prawdopodobne, że różnice przejściowe nie odwrócą się w dającej się przewidzieć przyszłości.

Odroczony podatek dochodowy ustala się przy zastosowaniu stawek (i przepisów) podatkowych, które według przewidywań będą obowiązywać wtedy, gdy składnik aktywów zostanie zrealizowany lub rezerwa rozliczona, przyjmując za podstawę stawki podatkowe (i przepisy podatkowe), które obowiązywały prawnie lub faktycznie na dzień bilansowy.

Podatek odroczony ujmuje się w rachunku zysków i strat danego okresu, za wyjątkiem przypadku, gdy podatek odroczony:

1. dotyczy transakcji czy zdarzeń, które ujmowane są bezpośrednio w kapitale własnym – wówczas podatek odroczony również ujmowany jest w odpowiednim składniku kapitału własnego, lub
2. wynika z połączenia jednostek gospodarczych – wówczas podatek odroczony wpływa na wartość firmy lub nadwyżkę udziału w wartości godziwej aktywów netto nad kosztem przejęcia.

Kompensaty aktywa i rezerwy z tyt. podatku odroczonego dokonuje się, gdy spółki Grupy posiadają możliwy do wyegzekwowania tytuł do przeprowadzenia kompensat należności i zobowiązań z tyt. bieżącego podatku dochodowego oraz gdy aktywa i rezerwy z tyt. podatku odroczonego dotyczą podatku dochodowego nałożonego przez tę samą władzę podatkową.

Świadczenia pracownicze.

W Grupie Kapitałowej występują następujące rodzaje świadczeń pracowniczych:

A. Krótkoterminowe świadczenia pracownicze.

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych Grupa zalicza między innymi: wynagrodzenia miesięczne, wynagrodzenia z tytułu premii rocznej, prawo do ulgowej odpłatności za nabycie energii, krótkoterminowe płatne nieobecności wraz z należnymi składkami na ubezpieczenia społeczne.

Zobowiązanie z tytułu krótkoterminowych (kumulowanych) płatnych nieobecności (wynagrodzenie za niewykorzystany urlop) jest ujmowane, nawet jeżeli płatne nieobecności nie uprawniają do ekwiwalentu pieniężnego. Grupa ustala przewidywany koszt kumulowanych płatnych nieobecności jako dodatkową kwotę, którą zgodnie z przewidywaniami zapłaci w wyniku niewykorzystanego uprawnienia ustalonego na dzień bilansowy.

B. Programy określonych świadczeń.

Do programów określonych świadczeń Grupa zalicza:

1) Odprawy emerytalne.

Pracownicy przechodzący na emeryturę (rentę) uprawnieni są do otrzymania odpraw emerytalnych w formie gratyfikacji pieniężnych. Wysokość tych odpraw zależy od stażu pracy oraz wysokości otrzymywanego przez pracownika wynagrodzenia. Do oszacowania zobowiązań z tego tytułu stosuje się metody aktuarialne.

2) Prawo do ulgowej odpłatności za nabycie energii po przejściu na emeryturę.

Pracownikom, którzy przepracowali w Grupie co najmniej rok, przechodzącym na emeryturę, przysługuje prawo do ulgowej odpłatności za wykorzystanie energii w ilości 3000 kWh rocznie. Prawo to, w przypadku zgonu pracownika przechodzi na małżonka w przypadku pobierania przez małżonka renty rodzinnej.

Emeryci i renciści mają prawo do ekwiwalentu pieniężnego w wysokości 3000 kWh x 80% ceny energii elektrycznej i składnika zmiennego opłaty przesyłowej oraz 100% wartości opłaty stałej sieciowej i opłaty abonamentowej według taryfy jednostrefowej ogólnie obowiązującej dla gospodarstw domowych. Ekwiwalent pieniężny wypłacany jest dwa razy w roku: do 31 maja i do 30 listopada w wysokości stanowiącej każdorazowo połowę rocznego ekwiwalentu.

3) Nagrody jubileuszowe.

Do innych długoterminowych świadczeń pracowniczych Grupa zalicza nagrody jubileuszowe. Wysokość tych nagród zależy od stażu pracy oraz wysokości otrzymywanego przez pracownika wynagrodzenia. Do oszacowania zobowiązań z tego tytułu stosuje się metody aktuarialne.

4) Odpis na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych dla emerytów.

Zgodnie z Układem Zbiorowym Pracy Grupa Kapitałowa, naliczając wysokość rocznego odpisu na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych (ZFŚS) uwzględnia również emerytów uprawnionych do korzystania ze świadczeń funduszu. Zobowiązanie ujmowane jest proporcjonalnie do przewidywanego okresu świadczenia pracy przez pracowników. Wysokość rezerwy szacowana jest przy wykorzystaniu metod aktuarialnych.

Szacowanie zobowiązań z tytułu tych świadczeń, o których mowa w punktach 1 - 4 dokonywane jest przez aktuarium metodą „Projected Unit Credit Method”. Zyski i straty aktuarialne są w całości odnoszone w rachunek zysków i strat.

C. Program określonych składek.

Zgodnie z załącznikiem nr 18 do Układu ZUZP Grupa prowadzi Pracowniczy Program Emerytalny w formie grupowego ubezpieczenia pracowników z funduszem kapitałowym na zasadach określonych w ustawie i wynegocjowanych ze stroną związkową.

Z Pracowniczego Programu Emerytalnego mogą korzystać pracownicy Grupy po roku pracy niezależnie od rodzaju umowy o pracę.

Pracownicy przystępują do Pracowniczego Programu Emerytalnego na warunkach określonych poniżej:

- a) ubezpieczenie zawiera się w formie ubezpieczenia grupowego na życie z ochroną ubezpieczeniową,
- b) poziom składki podstawowej ustala się w wysokości 7% wynagrodzenia uczestnika,

c) 90% składki podstawowej przeznacza się na składkę inwestycyjną, a 10% na ochronę ubezpieczeniową.

D. Płatność w formie akcji własnych.

Płatności w formie akcji odnoszą się do transakcji rozliczanych w instrumentach kapitałowych lub ich ekwiwalencie, w których Grupa w zamian za własne instrumenty kapitałowe (akcje) lub ich ekwiwalent otrzymuje usługi (świadczenie pracy przez pracowników).

Grupa ujmuje usługi otrzymane w ramach transakcji płatności w formie akcji rozliczanych w instrumentach kapitałowych oraz odpowiadający im wzrost w kapitale własnym w momencie, gdy otrzymuje te usługi. Jeżeli usługi otrzymane w ramach transakcji płatności w formie akcji nie kwalifikują się do ujęcia jako aktywa, Grupa ujmuje je jako koszt.

Wysokość kosztu ocenia się na podstawie wartości godziwej i dokonuje się wyceny na dzień przyznania instrumentów. Z uwagi na fakt, że wartości godziwej świadczeń pracowników nie da się bezpośrednio ocenić, ich wartość ustala się w oparciu o wartość godziwą przyznanych instrumentów kapitałowych.

W transakcjach płatności w formie akcji rozliczanych w środkach pieniężnych Grupa wycenia zobowiązanie w wartości godziwej na każdy dzień sprawozdawczy, jak i na dzień rozliczenia a ewentualne zmiany wartości ujmuje w rachunku zysków i strat danego okresu.

Rezerwy.

Rezerwy tworzone są, gdy na spółkach Grupy ciąży obecny obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) wynikający ze zdarzeń przeszłych i prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność wypływu środków zawierających w sobie korzyści ekonomiczne oraz można dokonać wiarygodnego szacunku kwoty tego obowiązku.

Kwota, na którą tworzona jest rezerwa, stanowi najbardziej właściwy szacunek nakładów niezbędnych do wypełnienia obecnego obowiązku na dzień bilansowy.

Ujmowanie przychodów.

Przychody ze sprzedaży ujmuje się w wartości godziwej zapłaty otrzymanej lub należnej, po pomniejszeniu o podatek od towarów i usług, rabaty i opusty.

Przychody ze sprzedaży energii i usług dystrybucyjnych ujmuje się w momencie dostawy energii lub usług przesyłu do odbiorcy.

Dla celów ustalenia wielkości przychodów za okres pomiędzy datą ostatniego fakturowania a datą bilansową dokonywany jest szacunek przychodów, który wykazywany jest w bilansie w pozycji należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe.

Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów ujmuje się, gdy jednostka przekazała znaczące ryzyko i korzyści wynikające z własności towarów i materiałów oraz istnieje prawdopodobieństwo uzyskania korzyści ekonomicznych z tytułu transakcji.

Przychody z tytułu najmu nieruchomości inwestycyjnych ujmowane są w rachunku zysków i strat metodą liniową przez okres trwania umowy.

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są memoriałowo przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej, jeśli ich uzyskanie nie jest wątpliwe.

Przychody z tytułu dywidend ujmuje się w momencie nabycia prawa do otrzymania płatności.

Dotacje.

Grupa otrzymuje dotacje w formie środków trwałych oraz w formie refundacji wydatków poniesionych na środki trwałe. Grupa rozpoznaje te dotacje zgodnie z MSR 20 *Dotacje rządowe*.

Dotacje ujmowane są w bilansie jako przychody przyszłych okresów, jeśli istnieje wystarczająca pewność ich otrzymania oraz Grupa spełni warunki z nimi związane. Dotacje otrzymane jako zwrot już poniesionych kosztów przez Grupę są systematycznie ujmowane jako przychód w rachunku zysków i strat w okresach, w których ponoszone są związane z nimi koszty. Dotacje otrzymywane jako zwrot poniesionych przez Grupę nakładów inwestycyjnych, są systematycznie, proporcjonalnie do odpisów amortyzacyjnych, ujmowane jako pozostałe przychody operacyjne w rachunku zysków i strat przez okres użytkowania aktywa.

Rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (KDT).

Rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych ujmowane są jako przychód w rachunku zysków i strat w okresach, w których ponoszone są związane z nimi koszty osierocone.

Rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych ujmowane są w wysokości zaliczek należnych za dany okres obrotowy wykazanych w Załączniku nr 4 do Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej z dnia 29 czerwca 2007 r. skorygowanych o szacowaną wysokość korekty za dany okres. Rozliczenie rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych za dany rok jest dokonywane przez Prezesa URE do 31 lipca kolejnego roku oraz do 31 sierpnia po ostatnim roku obowiązywania KDT.

Opłaty przyłączeniowe.

Grupa otrzymuje od kontrahentów, dla których wykonywała przyłączenia do sieci, zwrot części lub całości poniesionych kosztów związanych z tym przyłączeniem. Wartość zrefundowanych kosztów przyłączeniowych rozpoznaje się w zobowiązaniach Grupy i rozlicza się w przychody przez okres amortyzacji przyłączy, czyli 35 lat.

Rozliczenie w czasie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych uzyskany do końca 2009 r. pokrywa się z rozliczeniem w czasie amortyzacji otrzymanych środków trwałych. Otrzymane opłaty przyłączeniowe, zgodnie z KIMSF 18, od 1 stycznia 2010 r. ujmowane są jednorazowo w przychody

Wyplata dywidend.

Płatność dywidend na rzecz akcjonariuszy (w tym akcjonariuszy mniejszościowych w przypadku dywidend spółek zależnych) ujmuje się jako zobowiązanie w sprawozdaniu finansowym Grupy w okresie, w którym nastąpiło ich zatwierdzenie przez akcjonariuszy Jednostki Dominującej.

Jako dywidendę traktuje się również wpłatę z zysku od Jednoosobowych Spółek Skarbu Państwa, która wynosi 15% od zysku brutto pomniejszonego o należny podatek dochodowy.

Sprawozdawczość dotycząca segmentów działalności.

Podstawowym wzorem sprawozdawczości stosowanym do segmentów jest segment branżowy. Segment branżowy to grupa aktywów i zobowiązań zaangażowana w dostarczanie produktów i usług, które podlegają ryzykom i zwrotom z poniesionych nakładów inwestycyjnych innym niż pozostałe segmenty branżowe. W Grupie Kapitałowej wyodrębnia się cztery segmenty branżowe:

- obrót – sprzedaż finalnemu odbiorcy energii elektrycznej,
- dystrybucja – usługi przesyłu energii elektrycznej,
- wytwarzanie – wytwarzanie energii elektrycznej,
- działalność pozostała.

Grupa działa w jednym środowisku gospodarczym – na terenie Polski, w związku z tym nie wydziela segmentów geograficznych.

Skrócone śródroczne sprawozdanie finansowe.

Opis ważniejszych stosowanych zasad rachunkowości.

Najważniejsze zasady rachunkowości zastosowane przy sporządzaniu skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego ENEA S.A. przedstawione zostały w nocie nr 3 do sprawozdania finansowego ENEA S.A. za I półrocze 2010 r. Zasady te stosowane były we wszystkich prezentowanych okresach w sposób ciągły.

Podstawa sporządzenia.

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia 2010 r. do 30 czerwca 2010 r. zostało sporządzone zgodnie z wymogami Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej, które zostały zatwierdzone przez Unię Europejską („MSSF UE”).

Skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe zostało sporządzone według zasady kosztu historycznego, za wyjątkiem aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat, aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży oraz płatności w formie akcji.

7. Pozostałe informacje.

7.1. Podmiot uprawniony do badania dokonujący przeglądu sprawozdań finansowych.

Uprawniony podmiot to Deloitte Audyt Sp. z o.o., Al. Jana Pawła II 19, 00-854 Warszawa, wpisany na listę podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych prowadzoną przez Krajową Izbę Biegłych Rewidentów z dnia 7.02.1995 r., pod numerem ewidencyjnym 73.

7.2. Inne informacje, które są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego Emitenta i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Emitenta.

Niezależnie od informacji zamieszczonych w pozostałych częściach raportu półrocznego w opinii Zarządu należy także zwrócić uwagę na informacje dotyczące ochrony środowiska w okresie 2008 – 2009 r., istotne głównie w kontekście prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii przez „Elektrownię Kozienice” S.A. Nasza działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej jest uzależniona od poziomu przydzielonych nam uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy. Istniejące oraz zmieniające się uwarunkowania w zakresie ochrony środowiska mogą ponadto zmuszać nas do ponoszenia dodatkowych nakładów inwestycyjnych, a także mogą skutkować ponoszeniem przez nas odpowiedzialności, nakładaniem na nas kar lub wstrzymaniem eksploatacji niektórych instalacji. Niezależnie od informacji zamieszczonych poniżej zagadnienia te opisane zostały również w pkt 3.5 i 3.20 powyżej.

7.2.1. OCHRONA ŚRODOWISKA – raport za 2008 r.

Instalacja energetycznego spalania paliw w Elektrowni „Kozienice” S.A. służy do wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, produkcji i dystrybucji ciepła (pary wodnej i gorącej wody).

Eksploatacja instalacji powoduje:

- wprowadzanie substancji zanieczyszczających – gazów i pyłów do powietrza,
- emisję hałasu do środowiska,
- wytwarzanie odpadów niebezpiecznych oraz odpadów innych niż niebezpieczne,
- wprowadzanie ścieków do wód powierzchniowych.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 26 lipca 2002 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości instalacje w przemyśle energetycznym do spalania paliw o mocy nominalnej ponad 50 MW są zobligowane do posiadania pozwolenia zintegrowanego.

I. Aktualny stan formalno – prawny.

Elektrownia „Kozienice” posiada wszystkie niezbędne decyzje na korzystanie ze środowiska zgodnie z obowiązującymi przepisami w zakresie poboru wód i odprowadzania ścieków, gospodarki odpadami, emisji zanieczyszczeń do powietrza.

W dniu 20 grudnia 2005 r. Elektrownia uzyskała pozwolenie zintegrowane w zakresie energetycznego spalania paliw (decyzja nr WŚR.I.6640/13/6/05 wraz z decyzjami zmieniającymi: nr WŚR.I.JB/6640/43/06 z dnia 05.07.2007 r. oraz nr 55/08/PŚ.Z z dnia 15.09.2008 r.). Termin ważności pozwolenia ustalono na czas określony do dnia 20 grudnia 2015 roku.

W dniu 29.03.2006 r. Elektrownia, decyzją Wojewody Mazowieckiego nr WŚR.II.EK/0717-3/16/06, uzyskała zezwolenie obejmujące okres od 1 stycznia 2005 r. do 31 grudnia 2014 r. na uczestnictwo we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji. Ponieważ dopuszczony do obliczeń emisji ze spalania węgla w 2005 system TKE nie uzyskał akceptacji prawnej na rozliczenia w następnych latach, Elektrownia wystąpiła do Wojewody Mazowieckiego o zmianę decyzji. Zgodnie z wydanymi decyzjami Wojewody mazowieckiego - WŚR.II.MO/0717-3/48/06 z dnia 20.05.2006 r. oraz WŚR.II.MP/0717-3/67/06 z dnia 12.12.2006 r. określenie zużycia węgla dla potrzeb bilansowania emisji dwutlenku węgla w latach 2006-2007 realizowane było w oparciu o metodę magazynową, przy poziomie dokładności 2b dla którego maksymalna dopuszczalna niepewność pomiaru wynosi $\pm 4,5\%$.

W dniu 18.01.2008 r. Elektrownia uzyskała decyzję Marszałka Województwa Mazowieckiego nr 1/08/PS.P zmieniającą decyzję z dnia 29.03.2006 r., w której określono sposób monitorowania wielkości emisji dwutlenku węgla w okresie od 01.01.2008 r. – dla węgla pomiar realizowany będzie w oparciu o zalegalizowane wagi automatyczne (poziom dokładności 3a), a w przypadku awarii wag metodą zastępczą - bilansu masy (poziom dokładności 3b). W dniu 31.10.2008 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12.09.2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji, w którym zostały określone nowe zasady monitorowania CO₂. W związku z powyższym Elektrownia wystąpiła i uzyskała nową decyzję nr 2/09/PŚ.P Marszałka Województwa Mazowieckiego udzielającą Elektrowni zezwolenia na uczestnictwo we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji w terminie od 01.01.2009 r. do 04.02.2019 r.

Kontrola dotrzymywania standardów emisyjnych i emisji dopuszczalnych realizowana jest w Elektrowni w oparciu o system pomiarów ciągłych emisji MIKROS. Począwszy od 2008 r. obowiązują znacznie zaostrzone standardy emisyjne, jak również zmiana sposobu ich interpretacji (w odniesieniu do pyłu i tlenków azotu emisje dopuszczalne określone są dla kominów, bez możliwości uśredniania dla całej elektrowni). W konsekwencji tego w 2008 r. odnotowano przypadki przekroczeń dopuszczalnych 48- godzinnych stężeń pyłu.

II. Emisja zanieczyszczeń i wniesione opłaty za korzystanie ze środowiska.

Wielkość emisji zanieczyszczeń w 2008 roku wyniosła:

- SO₂ – 32 595 Mg
- NO_x - 21 824 Mg
- pył - 1 570 Mg
- CO - 1 497 Mg
- CO₂ – 10 004 616 Mg
- odpady (mieszanka popiołowo-żużlowa) – 340 123 Mg.

Należne i wniesione opłaty za 2008 rok za korzystanie ze środowiska wyniosły łącznie 31.395.938,55 zł, w tym za:

- emisję z energetyczne spalania 25 133 611,11 zł;
- emisję ze środków transportu 25 425,38 zł;
- składowanie odpadów 5 012 055,36 zł;
- pobór wód 700 528,82 zł,
- zrzut wód pochodniczych 365 410,65 zł;
- odprowadzanie ścieków 158 907,23 zł.

Elektrownia „Kozienice” S.A wносиła opłaty za korzystanie ze środowiska w ustawowym terminie. Nie ma zaległości we wnoszeniu opłat, należności w tym zakresie regulowane są terminowo.

Zmniejszenie opłat za emisję NO_x w 2008 r., z tytułu przeprowadzonych modernizacji na wszystkich blokach, wyniosło **8 869 696,0 zł** (łączna redukcja emisji NO_x wyniosła : **20 627,2 t**).

W 2008 r. Elektrownia nie była obciążana żadnymi karami z tytułu nie przestrzegania przepisów z zakresu ochrony środowiska.

III. Realizowane działania w zakresie ochrony środowiska.

W 2008 r. kontynuowano w Elektrowni cykl modernizacyjny – inwestycyjny prowadzący do zmniejszenia jej negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne.

III.1 Ochrona powietrza.

III.1.1 Zmniejszanie zawartości pyłu w spalinach.

W 2008 r. została zakończona wymiana elektrofiltru bloku nr 1 (rozpoczęta w 2007 r.), dokonano wymiany elektrofiltru na bloku nr 6 gwarantującego stężenie pyłu na jego wylocie w wysokości 50 mg/norm. m³, przeprowadzono również remont kapitalny elektrofiltru bloku nr 5 oraz remonty średnie elektrofiltrów bloków nr 4 i nr 10.

III.1.2 Ograniczenie emisji tlenków azotu.

W odniesieniu do problemów dotyczących tlenków azotu (NO_x) zawarto umowę z firmą FORTUM & HEAT Oy/SERVICE na realizację tematu: „Modernizacja kotła OP-650 nr 5 dla obniżenia emisji NO_x” z gwarancją

obniżenia stężenia NO_x do poziomu poniżej 400 mg/m³. Przewidywane pomiary gwarancyjne odbędą się w okresie 06 ÷ 07.2009 r.

III.1.3. Odsiarczanie spalin.

W 2008 roku rozpoczęto realizację budowy instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą - IOS III dla bloku 500 MW nr 10. Termin zakończenia budowy IOS III i przekazania instalacji do eksploatacji przewidziany jest na koniec 2010 r.

III.1.4. Instalacja do współspalania biomasy.

W dniu 31.08.2007 r. została oddana do eksploatacji instalacja do współspalania biomasy dla bloków 200 MW, dla której roczne maksymalne zużycie biomasy wynosi 100 000 ton. Spalanie biomasy w tej ilości zastępuje około 50 tys. ton węgla i zmniejsza emisję CO₂ o ponad 100 tys. ton.

W dniu 10.12.2008 r. Elektrownia podpisała umowę z firmą Elektra Tarnów na realizację II etapu zadania „ Budowa odnawialnych źródeł energii – instalacja dozowania biomasy” z terminem zakończenia 30.03.2009 r. W ramach podjętych działań planowana jest zabudowa drugiej ruchomej podłogi o wydajności nie mniejszej niż 230 m³/h, oraz przesiewacza o wydajności 40 T/h, planowana jest również zabudowa rozdrabniacza o wydajności 15 T/h, budowa wiaty magazynowej wraz z placem manewrowym, oraz modernizacja układu sterowania instalacją dozowania biomasy.

Wykonanie w/w zakresu prac spowoduje:

- zwiększenie możliwości rozładunkowych biomasy z 40 t/h do 80 t/h
- rozszerzenie asortymentu dostarczanej biomasy (w tym głównie o brykiet pochodzenia rolnego i leśnego oraz gorszej jakości biomasę leśną)
- poprawę logistyki dostaw poprzez zabudowę powierzchni magazynowych
- zwiększenie dyspozycyjności instalacji poprzez zabudowę alternatywnych dróg podawania biomasy
- zwiększenie bezpieczeństwa pracy bloków współpalających biomasę.

W roku 2008 spalono 98 656,4 t biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje emisją unikniętą dwutlenku węgla w wysokości 151 138 t.

III.1.5 Handel uprawnieniami do emisji.

Zlokalizowana na terenie Elektrowni Kozienice instalacja do spalania paliw ujęta w KPRU-II podlega ustawie z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 281, poz. 2784). Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 01.07.2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Upnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 do wspólnotowego handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 202, poz. 1248) Elektrownia „Kozienice” S.A. otrzymała średnioroczny przydział uprawnień w wysokości 9 636 619 ton. Elektrownia „Kozienice” S.A. w dniu 9 lutego 2009 roku uzyskała pozytywną weryfikację Raportu rocznego emisji CO₂ za 2008 rok . Weryfikację przeprowadziła firma SGS Polska Sp. z o.o. . Wielkość zweryfikowanej emisji CO₂ za 2008 rok wyniosła 10 004 616 Mg. Zgodnie z art. 45 ustawy o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. Nr 281, poz. 2784 z 2004 r.) Elektrownia jest zobowiązana przesłać do 31.03.2009 r. do Krajowego Administratora Handlu Upnieniami do Emisji oraz do Departamentu Środowiska Urzędu Marszałkowskiego w Warszawie zweryfikowany raport roczny za 2008 r. Zweryfikowany Raport został przesłany za potwierdzeniem odbioru w dniu 26 lutego 2009 roku. Ponieważ rzeczywista wielkość emisji CO₂ (10 004 616 t) była większa niż emisja wynikająca z liczby posiadanych uprawnień (9 636 619 t), Elektrownia zwróciła się w dniu 03.03.2009 r. do Marszałka Województwa z wnioskiem o wyrażenie zgody na pokrycie różnicy uprawnień w ilości 367 997 t CO₂ przyznanymi uprawnieniami na rok 2009.

Do dnia 27.03.2009 r. Krajowy Administrator Handlu Emisjami nie wydał uprawnień dwutlenku węgla dla wszystkich instalacji za rok 2008 i 2009. Według najnowszych informacji ma to nastąpić w miesiącu kwietniu, tak by było możliwe rozliczenie się zakładów za rok 2008 w terminie ustawowym do końca miesiąca kwietnia 2009 r.

III.2 Ochrona powierzchni ziemi (gospodarka odpadami).

Gospodarka odpadami w Elektrowni "Kozienice" S.A. prowadzona jest zgodnie z obowiązującymi w tym względzie przepisami prawnymi, Ustawą o odpadach (Dz.U. Nr 62 z dn. 27.04.2001 r.) oraz Zarządzeniem wewnętrznym Prezesa Elektrowni "Kozienice" S.A. Nr 12/07 z dnia 30.07.2007 r.

Dla ochrony gruntu przed ewentualnym wyciekami oleju z transformatorów wykonana została kolejna szczelna betonowa misa zabezpieczająca pod transformatorem blokowym i odczepowym bloku 200 MW nr 6.

W 2008 r. realizowano działania zmierzające do jak największego wykorzystania powstających odpadów paleniskowych, wskaźnik wykorzystania tych odpadów wyniósł 65,08 %.

W 2008 r. zagospodarowano 157,2 tys. ton gipsu powstałego z pracy IOS (ilość wytworzona to 159,3 tys. ton). Sposób postępowania z wytwarzanymi odpadami – odpady przekazywane są odbiorcom posiadającym stosowne zezwolenia w zakresie gospodarki odpadami.

Sposób i miejsca magazynowania odpadów na terenie Elektrowni „Kozienice” S.A. są zgodne z określonymi w pozwoleniu zintegrowanym – odpady magazynowane są w wyznaczonych i zabezpieczonych magazynach. Odpady magazynowane są selektywnie, w sposób uniemożliwiający ich mieszanie. Powierzchnie miejsc magazynowania są utwardzone i zabezpieczone przed przenikaniem wód opadowych do gruntu. Teren miejsc magazynowania jest ogrodzony i oznakowany a magazyny gipsu oraz mieszanki popiołowo-żuźlowej są dozorowane. Okresy magazynowania odpadów nie są przekraczane.

Składowisko popiołu i żuźla.

Badania wpływu składowiska na stan środowiska są prowadzone (łącznie dla wszystkich składowisk) z częstotliwością i w zakresie określonym w rozporządzeniu. Badania prowadzone są przez laboratorium posiadające akredytację. W ustawowym terminie badania przekazywane są do WIOŚ Warszawa – Delegatury w Radomiu. W badaniach za 2008 r. nie stwierdzono istotnych zmian badanych parametrów.

W celu zmniejszenia oddziaływania składowiska na środowisko prowadzone były w 2008 roku następujące prace :

- usuwanie mikrosfery z kwater eksploatowanych
- rekultywacja skarp poprzez przykrywanie humusem z obsiewaniem nasionami traw metodą hydroobsiewu
- zraszanie wodą i nawadnianie kwater
- pokrywanie środkami błonotwórczymi kwater pozostających w rezerwie oraz odkrytych powierzchni odpadów (w 2008r. - 50 ha tj. 30 ha pole 5, 14 ha pole nr 6 i 6 ha pole nr 4b)
- konserwacyjno- pielęgnacyjne tj. nawożenie i koszenie traw, uzupełnianie ubytków skarp i odmulanie rowów melioracyjnych i wody powrotnej, zraszanie obwałowań w dni suche i wietrzne, dokonywanie nasadzeń drzew i krzewów
- zwiększanie powierzchni nasadzeń oraz uzupełnianie ubytków.

Służby eksploatacyjne prowadzą bieżące i okresowe przeglądy stanu technicznego składowiska oraz prace konserwacyjne i pielęgnacyjne. Prowadzona jest ewidencja składowanych i magazynowych odpadów.

Na składowisku popiołu i żuźla nagromadzonych zostało na koniec 2008 r. 27.898,9 tys. Mg odpadów.

Eksploatacja składowiska popiołu i żuźla prowadzona jest zgodnie z zatwierdzoną instrukcją eksploatacji.

Składowisko gipsu nie jest dotychczas eksploatowane (nie zachodziła taka potrzeba – gips jest przekazywany do wykorzystania). Posiada zatwierdzoną instrukcję eksploatacji – decyzja Wojewody Mazowieckiego znak WŚR-R-6625/5/02 z dnia 31.12.2002r. oraz uwzględnione zostało w posiadanym pozwoleniu zintegrowanym

Składowisko odpadów niemetalicznych zlokalizowane jest w strefie ochronnej pola nr 5 składowiska żuźla i popiołu. W zakresie konstrukcji i technologii eksploatacji spełnia wymogi ochrony środowiska. Na wysypisku składowane są odpady komunalne tzw. odpady bytowo-gospodarcze oraz zanieczyszczona wełna mineralna, nie spełniająca wymagań odbiorców, powstające na terenie El. Kozienice. Eksploatacja składowiska prowadzona jest zgodnie z zatwierdzoną instrukcją eksploatacji.

III.3 Ochrona wód.

III.3.1 Gospodarka wodna.

Wielkość poboru wody powierzchniowej

W 2008 r. pobór wody powierzchniowej wyniósł:

- zwrotny do chłodzenia: 1 505 855 tys. m³,
- bezzwrotny: 6 676 596,32 m³,

w tym:

- do hydrotransportu: 3 655 332,32m³,

- do instalacji odsiarczania spalin bloków 500 MW (IOS I): 376 091,0 m³,

- do instalacji odsiarczania spalin bloków 200 MW (IOS II): 905 640,320 m³,
- dla celów technologicznych (DEMI II): 1 739 533 m³,

Przestrzeganie warunków poboru wód podziemnych i powierzchniowych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

- Pobór wody powierzchniowej nie przekraczał ilości dopuszczonej pozwoleniem wodno-prawnym $Q_{max} = 100,1 \text{ m}^3/\text{s}$ i wyniósł maksymalnie w 2008 r. - $79,2 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Średni pobór wody powierzchniowej wyniósł w 2008 r. - $48 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Ujęcie wód podziemnych z utworów czwartorzędowych od września 2005 r. stanowiło ujęcie rezerwowe i nie było eksploatowane, a zostało zlikwidowane w listopadzie 2008 r.
- Stan techniczny urządzenia do poboru wód oraz do pomiarów ilości pobieranej wody utrzymany jest w należyтым stanie,
- Badania jakości pobieranej wody powierzchniowej wykonywane są z częstotliwością określoną w decyzji - 1 raz w miesiącu,
- Ilość pobieranej wody powierzchniowej kontrolowana jest z częstotliwością określoną w decyzji - w sposób ciągły.

III.3.2 Gospodarka ściekowa.

Ilość odprowadzanych ścieków.

W 2008 r. z instalacji zakładu odprowadzono następujące ilości ścieków:

- ilość łączna odprowadzonych oczyszczonych ścieków przemysłowych z Instalacji Odsiarczania Spalin (IOS I i IOS II) wyniosła: 136 919,585 m³

- ilość ścieków technologicznych ogółem : 1 604 816,0 m³

w tym:

8 x 200MW – 981 966,0 m³

2 x 500 MW – 622 850,0 m³

- ilość ścieków sanitarnych: 268 769,00 m³

W 2008 r. ilość wód pochłodniczych wprowadzonych do rzeki Wisły wyniosła 1 505 855 093 m³.

Urządzenie ochronne (oczyszczalnie ścieków z instalacji odsiarczania spalin) zapewniają oczyszczenie ścieków w stopniu wystarczającym zarówno pod względem ilościowym jak i jakościowym. Urządzenia oczyszczające ścieki są we właściwym stanie technicznym, eksploatowane w sposób właściwy, zgodnie z obowiązującymi instrukcjami ich eksploatacji, przez Wydział Gospodarki Wodno-Ściekowej.

Przestrzeganie warunków wprowadzania ścieków do wód określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

Ilość wód pochłodniczych z obiegu chłodzącego bloki 8 x 200 MW wprowadzanych do wód rzeki Wisły, poprzez kanał zrzutowy wód pochłodniczych nie przekraczała dopuszczanej ilości $Q_{max} = 66,8 \text{ m}^3/\text{s}$ i wynosiła maksymalnie w 2008 r. – $55,8 \text{ m}^3/\text{s}$.

Temperatura wprowadzanych do rzeki Wisły wód pochłodniczych nie przekraczała dopuszczalnej temperatury 35°C i wynosiła maksymalnie w 2008 r. – 34,9 °C

Ilość odcieków ze składowiska odpadów paleniskowych oraz wód z odwodnienia składowiska i terenów przyległych, zbieranych systemem rowów odwadniających od strony północnej i północno-wschodniej składowiska wprowadzanych Rowem Michałowskim do wód rzeki Wisły nie przekraczała ilości $Q_{max} = 250 \text{ dm}^3/\text{s}$ i wynosiła maksymalnie w 2008 r. – $190,61 \text{ dm}^3/\text{s}$,

Wskaźniki zanieczyszczeń w odprowadzanych odciekach nie przekraczały stężeń wskaźników dopuszczonych decyzją.

Ilość wód pochłodniczych z obiegu chłodzącego bloki 2 x 500 MW wprowadzanych do wód rzeki Wisły, poprzez kanał zrzutowy wód pochłodniczych nie przekraczała dopuszczanej ilości $Q_{max} = 33,3 \text{ m}^3/\text{s}$ i wynosiła maksymalnie w 2008. – $30,9 \text{ m}^3/\text{s}$,

Temperatura wprowadzanych wód pochłodniczych nie przekraczała dopuszczanej temperatury 35°C i wynosiła maksymalnie w 2008 r. – 35°C .

Wskaźniki zanieczyszczeń w odprowadzanych ściekach oczyszczonych nie przekraczały w 2008 r. stężeń wskaźników dopuszczonych decyzją (w żadnej próbie).

III.4 Zobowiązania dotyczące ochrony przed hałasem.

Elektrownia „Kozienice” S.A. jest dużym obiektem przemysłowym, który pracuje w sposób ciągły niezależnie od pory dnia. Ze względu na złożoność technologii produkcji energii oraz wielkość urządzeń i obiektów

generujących hałas i rozmiary terenów, na których zlokalizowane są te urządzenia i obiekty, emisja hałasu stanowi bardzo istotny czynnik mający wpływ na stan środowiska. Emisja hałasu i charakter oddziaływania Elektrowni „Kozienice” S.A. są typowe dla obiektów tego typu, a zasięg oddziaływania obiektu zaznacza się na znacznym obszarze, obejmującym swoim zasięgiem tereny zabudowy mieszkaniowej.

Wymogi w zakresie ochrony przed hałasem zostały uwzględnione w aktualnie obowiązującym pozwoleniu zintegrowanym.

Realizując te wymogi Elektrownia wykonuje pomiary środowiskowe hałasu 1 raz na dwa lata. Ostatnie pomiary hałasu w sąsiedztwie Elektrowni, przeprowadzono w 2007 roku. Wartości równoważnego poziomu hałasu A w żadnym z punktów pomiarowych nie przekroczyły wartości dopuszczalnych określonych w pozwoleniu zintegrowanym. Wyniki pomiarów hałasu są przekazywane do Marszałka Województwa Mazowieckiego i do WIOŚ w terminie 30 dni od daty ich wykonania.

IV. Efekty działań modernizacyjnych.

Wymiana elektrofiltrów – poprzez wymianę elektrofiltrów, zrealizowaną w latach 1988 – 1995 i 2001 – 2008 utrzymywana jest skuteczność elektrofiltrów powyżej 99 %.

Średnie roczne stężenie pyłu w odprowadzonych spalinach wyniosło w 2008 r. 34 mg/Nm³ przy wartości dopuszczalnej 50 mg/Nm³. Jednostkowy wskaźnik emisji pyłu za 2008 r. wyniósł 0,133 kg/MWh.

Odsiarczanie- Instalacja odsiarczania spalin na blokach 200 i 500MW pozwoliła na uzyskanie w 2008 r. efektu ekologicznego w postaci redukcji emisji SO₂ w wysokości 61727,3 ton oraz pyłu 897,4 ton. Średnia skuteczność IOS za ten okres wyniosła odpowiednio : dla IOS I – 94,52 %, dla IOS II – 95,29 % .

Średnie stężenie dwutlenku siarki w odprowadzonych spalinach z Elektrowni wyniosło 715 mg/Nm³.

Wymiana palników na niskoemisyjne – zrealizowana na blokach 200 MW Nr 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8 oraz blokach 500 MW Nr 9 i 10 dla ograniczenia emisji NO_x pozwoliła na uzyskanie średniego stężenia w odprowadzanych spalinach z Elektrowni w 2008 r. w wysokości 478 mg/Nm³.

Jednostkowy wskaźnik emisji NO_x wyniósł 1,851 kg/MWh (dla porównania w 1997 r. 2,924 kg/MWh) dla całej Elektrowni.

V. Nakłady finansowe na zrealizowane w 2008 r. zadania inwestycyjne związane z ochroną środowiska.

Wymiana elektrofiltru na bloku nr 6	- 24.706.320,00 zł
Ograniczenie emisji NO _x na bloku nr 5	- 27.851.733,23 zł
Instalacja odsiarczania spalin IOS III	- 28.914.035,45 zł
Chłodnie wentylatorowe IV etap	- 8.135.397,92 zł
Instalacja współspalania biomasy II	- 1.276.877,73 zł
RAZEM:	- 90.884.364,33 zł

VI. Zamierzenia inwestycyjne Elektrowni dotyczące ochrony środowiska w 2009 roku.

Planowane działania Elektrowni „Kozienice” S.A. w zakresie ochrony środowiska będą dotyczyły:

- Planowanego wykonania remontu kapitalnego elektrofiltru bloku nr 8 i bloku nr 9
- kontynuacji budowy instalacji Odsiarczania Spalin dla bloku 500 MW nr 10;
- zwiększenia zagospodarowania odpadów paleniskowych;
- całkowitego zagospodarowania gipsu z instalacji mokrego odsiarczania spalin bloków 500 i 200 MW.

VII. Realizacja wymogów związanych z wdrażaniem rozporządzenia REACH.

W dniu 1 czerwca 2008 r. zaczęły obowiązywać zapisy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rejestracji, oceny i udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (RECH). Rozporządzeniem tym w Elektrowni zostały objęte substancje takie jak popiół, mieszanina popiołowo-żużłowa, gips i mikrosfera, które zostały wstępnie zarejestrowane w terminie do 1.12.2008 r. Rejestracja ta pozwoliła na uzyskanie możliwości dokonania rejestracji pełnej tych substancji w terminie do 1.12.2010 r. po uprzednim wykonaniu stosownych badań. Brak realizacji rejestracji wstępnej uniemożliwiłby obrót handlowy tymi substancjami. Z uwagi na bardzo kosztowny proces rejestracji pełnej – wykonanie bardzo złożonych badań,

Elektrownia podjęła działania w celu przyłączenia się do tworzącego się konsorcjum do spraw rejestracji ubocznych produktów spalania.

VIII. Poważne awarie przemysłowe.

Ze względu na występujące w Elektrowni „Kozienice” S.A. substancje niebezpieczne klasyfikowane na podstawie zwrotów zagrożenia określonych w tabeli nr 1 i tabeli nr 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 31 stycznia 2006r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie rodzajów i ilości substancji niebezpiecznych, których znajdowanie się w zakładzie decyduje o zaliczeniu go do zakładu o zwiększonym ryzyku albo o dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej (Dz. U. Nr 30, poz. 208) **ELEKTROWNIA KOZIENICE S.A. kwalifikowana jest, jako zakład o zwiększonym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej.**

W związku z powyższym Elektrownia opracowała i przekazała do Komendy Powiatowej Państwowej Straży Pożarnej w Kozienicach oraz do WIOŚ - Delegatury w Radomiu wymagane prawem następujące dokumenty, które winien posiadać zakład o ww. stopniu ryzyka:

- ZGŁOSZENIE ZZR z grudnia 2002r.
- PROGRAM ZAPOBIEGANIA POWAŻNYM AWARIOM z maja 2003r.
- Z WEWNĘTRZNY PLAN OPERACYJNO - RATOWNICZY z grudnia 2002r.

W dokumentach tych przedstawiono zasady postępowania załogi, Zakładowej Straży Pożarnej na wypadek wystąpienia poważnej awarii spowodowanej zagrożeniami wewnętrznymi, przedstawiono także zasady postępowania powaryjnego.

IX. Azbest.

W Elektrowni „Kozienice” S.A. nie nastąpiło jeszcze całkowite usunięcie azbestu.

W roku 2008 w ramach modernizacji chłodni wentylatorowych usunięto 949,84 Mg zabudowanego tam azbestu.

Azbest występuje jeszcze na niżej wymienionych obiektach:

- | | | |
|---------------------------------------|---------------|-----------|
| • budynek administracyjny TPO | płyty płaskie | 5,0 ton |
| • budynek pompowni wody chł. 500 MW | płyty płaskie | 2,8 ton |
| • tunele kablowe podziemne | płyty płaskie | 5,0 ton |
| • budynek kotłowni bl.200 MW (ściany) | płyty faliste | 102,9 ton |

Na podstawie art. 163. 1 ustawy – Prawo Ochrony Środowiska oraz Rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23.10.2003 r.(Dz.U. 192 poz.1876) w sprawie wymagań w zakresie wykorzystywania i przemieszczania azbestu oraz wykorzystywania i oczyszczania instalacji lub urządzeń, w których był lub jest wykorzystywany azbest, Elektrownia „Kozienice” S.A. terminowo przedkłada do Urzędu Marszałkowskiego Informację o wyrobach zawierających azbest i miejscach ich wykorzystania o raz Informację o wyrobach zawierających azbest, których wykorzystanie zostało zakończone.

7.2.2. OCHRONA ŚRODOWISKA – raport za 2009 r.

I. Aktualny stan formalno – prawny.

Elektrownia „Kozienice” S.A. jest zawodową elektrownią kondensacyjną z otwartym układem chłodzenia skraplaczy wodą z rzeki Wisły. Energia elektryczna wytwarzana jest przez 10 bloków energetycznych o mocach osiągalnych: 215 MW – 1 blok, 220 MW – 1 blok, 225 MW – 6 bloków, 535 MW – 1 blok, 560 MW – 1 blok, opalanych węglem kamiennym. Łączna moc osiągalna Elektrowni „Kozienice” S.A. wynosi 2880 MW i jest wyższa od mocy osiągalnej projektowej (2600 MW) w wyniku wprowadzonych modernizacji poszczególnych bloków energetycznych.

Eksplatacja instalacji powoduje:

- wprowadzanie substancji zanieczyszczających – gazów i pyłów do powietrza,
- emisję hałasu do środowiska,
- wytwarzanie odpadów niebezpiecznych oraz odpadów innych niż niebezpieczne
- wprowadzanie ścieków do wód powierzchniowych.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 26 lipca 2002 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości

instalacje w przemyśle energetycznym do spalania paliw o mocy nominalnej ponad 50 MW są zobligowane do posiadania pozwolenia zintegrowanego.

Elektrownia „Kozienice” S.A. posiada wszystkie niezbędne decyzje na korzystanie ze środowiska zgodnie z obowiązującymi przepisami w zakresie poboru wód i odprowadzania ścieków, gospodarki odpadami oraz emisji zanieczyszczeń do powietrza.

W dniu 20 grudnia 2005 r. Elektrownia „Kozienice” S.A. uzyskała pozwolenie zintegrowane w zakresie energetycznego spalania paliw (decyzja Nr WŚR.I.6640/13/6/05 wraz z decyzjami zmieniającymi: Nr WŚR.I.JB/6640/43/06 z dnia 05 lipca 2007 roku oraz Nr 55/08/PŚ.Z z dnia 15 września 2008 roku). Termin ważności pozwolenia ustalono na czas określony do dnia 20 grudnia 2015 r.. Zgodnie z wymogiem Ustawy Prawo Ochrony Środowiska (art. 216 POŚ) organ wydający decyzję pozwolenie zintegrowane po upływie pięciu lat od jej wydania przeprowadza przegląd zobowiązań określonych w decyzji.

W 2009 r. Elektrownia przystąpiła do prac przygotowawczych do zmiany pozwolenia zintegrowanego w związku ze zmianami w funkcjonowaniu instalacji, w tym uruchomieniem instalacji odsiarczania spalin IOS dla bloku 500 MW nr 10. Wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego przygotowujący jest wspólnie z Energoprojektem Warszawa. Prace nad opracowaniem i złożeniem Wniosku są tak zaplanowane, aby możliwe było uzyskanie decyzji na pozwolenie zintegrowane w terminie przed uruchomieniem instalacji odsiarczania spalin IOS III.

Elektrownia „Kozienice” S.A., decyzją Wojewody Mazowieckiego Nr WŚR.II.EK/0717-3/16/06 z dnia 29.03.2006 r. uzyskała zezwolenie na uczestnictwo we Wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji obejmujące okres od 1 stycznia 2005 r. do 31 grudnia 2014 r.

Dla potrzeb rozliczania emisji CO₂ w drugim okresie rozliczeniowym, obejmującym lata 2008-2012, Elektrownia „Kozienice” S.A w dniu 18.01.2008 r. uzyskała decyzję Marszałka Województwa Mazowieckiego Nr 1/08/PS.P zmieniającą decyzję z dnia 29.03.2006 r. W decyzji tej określono sposób monitorowania wielkości emisji dwutlenku węgla z energetycznego spalania węgla w oparciu o pomiar zużycia węgla z wykorzystaniem zalegalizowanych automatycznych wag przenośnikowych, a w przypadku awarii wag metodą zastępczą bilansu zmian zapasów węgla. Po ukazaniu się rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 12.09.2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych Wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji Elektrownia „Kozienice” S.A. wystąpiła z Wnioskiem do Urzędu Marszałkowskiego o wydanie decyzji w oparciu o obowiązujące nowe wymogi prawne. Nową decyzją Nr 2/09/PŚ.P Marszałka Województwa Mazowieckiego, udzielała Spółce zezwolenia na uczestnictwo we Wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji w terminie od 01.stycznia 2009 r. do 04 lutego 2019 r. W związku z zaistniałymi zmianami dotyczącymi sposobu rozliczania zużycia węgla, wyposażenia akredytowanego laboratorium chemicznego Elektrowni Kozienice oraz zmiany zakresu pomiarowego wagi przeznaczonej do pomiaru ilości spalanej biomasy konieczne było wprowadzenie zmian w planie monitorowania. Nowy plan monitorowania został zatwierdzony w Decyzji Marszałka Nr 30/09/PŚ.P z dnia 19.11.2009 r.

Gospodarowanie odpadami przez Elektrownię „Kozienice” S.A. jest uregulowane formalno-prawnie decyzjami:

1. Decyzja nr WŚR.I.6640/13/6/05 Wojewody Mazowieckiego z dnia 20 grudnia 2005 roku udzielająca Elektrowni „Kozienice” S.A. pozwolenia zintegrowanego wraz z decyzjami zmieniającymi: Nr WŚR.I.JB/6640/43/06 z dnia 05 lipca 2007 r. oraz Nr 55/08/PŚ.Z z dnia 15 września 2008 r. Decyzja ważna do dnia 20 grudnia 2015 roku.
2. Decyzja nr WŚR-R-6620/8/04 Wojewody Mazowieckiego z dnia 30 czerwca 2004 r. na wytwarzanie odpadów obejmująca zezwolenie na prowadzenie działalności w zakresie unieszkodliwiania, odzysku i transportu odpadów oraz sposobu i miejsc składowania odpadów. Decyzja ważna do 30 czerwca 2014 r. Decyzja zmieniona pozwoleniem zintegrowanym WŚR.I.6640/13/6/05. Decyzja ważna wraz z Postanowieniem WŚR-R-662018-2/04 z dnia 06 października 2004 r. w sprawie sprostowania z urzędu omyłki stwierdzonej w decyzji Zn. WŚR-R-6620/8/04 z dnia 30 czerwca 2004 r.

Unieszkodliwianie odpadów poprzez składowanie na zakładowych składowiskach odpadów możliwe jest dzięki uzyskaniu niżej wymienionych decyzji zatwierdzających instrukcje eksploatacji składowisk:

1. Decyzja WŚR-R-6625/1/02 Wojewody Mazowieckiego z dnia 31 grudnia 2002 r. zatwierdzająca instrukcję eksploatacji składowiska żużla i popiołu.
2. Decyzja WŚR-R-6625/2/04 Wojewody Mazowieckiego z dnia 30 czerwca 2004 r. zmieniająca decyzję WŚR-R-6625/1/02 zatwierdzającą instrukcję eksploatacji składowiska żużla i popiołu.
3. Decyzja WŚR-R-6625/4/02 Wojewody Mazowieckiego z dnia 31 grudnia 2002 r. zatwierdzająca instrukcję eksploatacji zakładowego składowiska odpadów komunalnych.

4. Decyzja Wojewody Mazowieckiego WŚR-R-6625/4-1/02/04 z dnia 22 września 2004 r. zmieniająca decyzję WŚR-R-6625/4/02 zatwierdzającą instrukcję eksploatacji odpadów komunalnych.
5. Decyzja Wojewody Mazowieckiego WŚR-R-6625/5/02 z dnia 31 grudnia 2002 r. zatwierdzająca instrukcję eksploatacji składowiska odpadów z Instalacji Odsiarczania Spalin Elektrowni „Kozienice” S.A.

Gospodarka wodna.

Elektrownia posiada wszystkie wymagane Prawem Wodnym aktualne pozwolenia wodno-prawne:

1. WŚR.IV.IM/6811/164/06 z dnia 11 września 2006 r. Wojewody Mazowieckiego udzielająca Elektrowni pozwolenia na: pobór wód podziemnych z ujęcia złożonego z utworów trzeciorzędowych na cele socjalno-bytowe; pobór wód podziemnych z odwodnienia bloków 8x200 MW i 2x500 MW i ich odprowadzanie do wód rzeki Wisły w kanale ujęciowym i kanale rzutowym; długotrwałe obniżenie poziomu zwierciadła wody podziemnej z utworów czwartorzędowych na skutek odwadniania budynku głównego bloków 200 MW i 500 MW; odwodnienie budynku głównego bloków 200 MW i 500 MW; wprowadzanie do wód rzeki Wisły w kanale ujęciowym wody chłodzącej ścieków deszczowo-przemysłowych z bloków 8 x 200 MW i 2x500 MW; Wprowadzanie do wód rzeki Wisły w kanale rzutowym wody chłodzącej ścieków bytowych.
2. WŚR.I.6640/13/6/05 z dnia 20 grudnia 2005 r. Wojewody Mazowieckiego (pozwolenie zintegrowane) udzielające pozwolenia na pobór wód podziemnych z utworów czwartorzędowych; pobór wód powierzchniowych do chłodzenia skraplaczy turbin, uzupełniania strat w obiegu hydroodpopielania, na potrzeby instalacji odsiarczania spalin oraz na potrzeby obiegu parowo-wodnego; odprowadzania wód pochłodniczych z obiegu chłodzącego bloków 200 i 500 MW, odprowadzania oczyszczonych ścieków z instalacji odsiarczania spalin, wprowadzanie odcieków ze składowiska odpadów paleniskowych oraz wód z odwodnienia składowiska i terenów przyległych, zbieranych systemów odwadniających od strony północnej i północno-wschodniej składowiska wprowadzanych Rowem Michałowskim, do wód rzeki Wisły, wprowadzanie odcieków ze składowiska odpadów paleniskowych oraz wód z odwodnienia składowiska i terenów przyległych, zbieranych systemem rowów odwadniających od strony południowej i południowo-wschodniej składowiska oraz wód prowadzonych z górnego odcinka Rowu Michałowskiego do wód rzeki Radomki.
3. WŚR.I.JB/6640/43/06 z dnia 05 lipca 2007 r. oraz Nr 55/08/PŚ.Z z dnia 15 września 2008 r. Wojewody Mazowieckiego zmieniające decyzję WŚR.I.6640/13/6 z 20 grudnia 2005 r. , udzielająca Elektrowni „Kozienice” S.A. pozwolenia zintegrowanego.

Realizowany przez Elektrownię „Kozienice” S.A. monitoring parametrów środowiskowych, określonych w decyzjach administracyjnych, w gospodarce wodno –ściekowej (pomiar okresowe) w 2009 r. nie wykazał przekroczeń wartości normatywnych, natomiast w przypadku emisji zanieczyszczeń do atmosfery w zakresie dopuszczalnych stężeń (pomiar ciągły) w 2009 r. miały miejsce przekroczenia wartości dopuszczalnych dla pyłu (10 przekroczeń 48-godzinnych w stosunku do 11 dopuszczonych prawem).

II. Emisja zanieczyszczeń i wniesione opłaty za korzystanie ze środowiska.

Zainstalowany w Elektrowni system monitoringu emisji zanieczyszczeń do atmosfery służy do kontroli dotrzymania standardów emisyjnych oraz pomiaru strumieni masowych dwutlenku siarki, tlenków azotu, tlenku węgla oraz pyłu. Wyniki z pomiarów ciągłych emisji są wykorzystywane do wyliczania opłat emisyjnych wnoszonych na konto Urzędu Marszałkowskiego w Warszawie.

Analizę jakościową odprowadzanych ścieków przeprowadza zakładowe laboratorium Wydziału Chemicznego posiadające akredytację.

Ilość odprowadzanych ścieków mierzona jest w sposób ciągły zalegalizowaną aparaturą.

Ilość pobieranej wody z rzeki Wisły (dla celów technologicznych i dla schładzania skraplaczy turbin) oraz ilość odprowadzanej kanałem rzutowym podgrzanej wody do rzeki Wisły, mierzona jest w sposób ciągły zalegalizowaną aparaturą pomiarową. Prowadzony jest ciągły monitoring temperatury odprowadzanej do Wisły wody chłodzącej.

Ilość wytwarzanych odpadów paleniskowych obliczana jest na podstawie ilości i jakości spalanych paliw stałych (węgiel, biomasa). Ilość tych odpadów, pomniejszona o emisję pyłu do atmosfery, ilość pyłu zatrzymanego w instalacjach odsiarczania spalin oraz ilość odpadów sprzedanych, przekazywana jest do składowania na zakładowym składowisku odpadów paleniskowych.

Wielkość emisji zanieczyszczeń w 2009 r. wyniosła:

- SO ₂	- 32 241 Mg
- NO _x	- 21 214 Mg
- pył	- 1 042 Mg
- CO	- 1 517 Mg
- CO ₂	- 10 689 735 Mg
- odpady (mieszanka popiołowo-żużlowa)	- 479 291 Mg.

Należne i wniesione opłaty za 2009 r. za korzystanie ze środowiska wyniosły łącznie 34.921.503,86 zł, w tym za:

emisję z energetyczne spalania	26 616368,11 zł;
emisję ze środków transportu	26 629,08 zł;
składowanie odpadów	7 231 427,54 zł;
pobór wód	478 454,44 zł;
rzut wód pochłodniczych	402 219,02 zł;
odprowadzanie ścieków	166 405,67 zł.

Elektrownia „Kozienice” S.A. wносиła opłaty za korzystanie ze środowiska w ustawowym terminie. Nie ma zaległości we wnoszeniu opłat, należności w tym zakresie regulowane są terminowo.

Zmniejszenie opłat za emisję NO_x w 2009 roku, z tytułu przeprowadzonych modernizacji na wszystkich blokach, wyniosła **10 088 666 zł** (łączna redukcja emisji NO_x wyniosła **22 928,8 t**).

Elektrownia nie była obciążana żadnymi karami z tytułu nie przestrzegania przepisów z zakresu ochrony środowiska.

III. Realizowane działania w zakresie ochrony środowiska.

W 2009 r. kontynuowano w Elektrowni „Kozienice” S.A. cykl modernizacyjno – inwestycyjny prowadzący do zmniejszenia jej negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne.

III.1 Ochrona powietrza.

III.1.1 Zmniejszanie zawartości pyłu w spalinach.

W realizowanym cyklu modernizacji, remontów i inwestycji bloków uwzględniana jest m.in. konieczność dotrzymywania przez Elektrownię dopuszczalnego stężenia pyłu w odprowadzanych spalinach z każdego bloku poziomie nie większym jak 50 mg/Nm³. W ostatnich latach wymianę elektrofiltrów zrealizowano na: blok nr 2- w 2006 r., blok nr 1- w 2007 r., blok nr 6 w 2008 r.. W roku 2009 zrealizowano remont kapitalny elektrofiltru bloków nr 8 i 9 oraz zrealizowano remonty średnie elektrofiltrów bloków nr 1, nr 2 i nr 3.

III.1.2. Ograniczenie emisji tlenków azotu.

W odniesieniu do problemów związanych ze zmniejszeniem emisji tlenków azotu (NO_x) w 2009 roku zrealizowano zadanie : „Modernizacja kotła OP-650 Nr 5 dla obniżenia emisji NO_x” z gwarancją obniżenia stężenia NO_x do poziomu poniżej 400mg/m³.

W związku z zaostreniem od 2016 roku standardów emisyjnych dla tlenków azotu do poziomu 200 mg/Nm³ konieczna będzie zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania na poszczególnych blokach energetycznych Elektrowni „Kozienice” S.A. W 2009 r. rozpoczęto prace przygotowawcze związane z przyszłymi inwestycjami w tym zakresie.

III.1.3. Odsiarczanie spalin.

Oddana do użytku w 2001 r. instalacja odsiarczania spalin IOS I metodą moką wapienną dla mocy 500 MW obejmuje bloki nr 9 i 10, zapewniając możliwość maksymalnego jej wykorzystania, niezależnie od układu pracy i obciążeń obu bloków .

Oddana do eksploatacji w 2006 r. instalacja odsiarczania spalin oparciu o metodę moką, wapienno-gipsową - IOS II przeznaczona jest dla 5 bloków 200 MW (bloki nr 4- 8), przy czym ekwiwalentna moc elektryczna bloków współpracujących z IOS II wynosi 800 MWe. Poprzez skolektorowanie kanałów spalin, instalacja ta może także przejąć spaliny z bloków 2 i 3 w przypadku, gdy pozwala na to obciążenie instalacji tj. gdy nie pracują wszystkie bloki nr 4-8.

Produktem odsiarczania spalin dla IOS I oraz IOS II jest gips o wartości handlowej; Elektrownia sprzedaje go do wykorzystania odbiorcom zewnętrznym.

W 2008 r. rozpoczęto realizację budowy instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą - IOS III dla bloku 500 MW Nr 10. Termin zakończenia budowy IOS III i przekazania instalacji do eksploatacji zgodnie z podpisaną umową przewidziany jest na grudzień 2010 r.

Efekty podejmowanych działań w zakresie ochrony powietrza określane są poprzez ciągły pomiar stężeń zanieczyszczeń gazowych (dwutlenek siarki , tlenki azotu , tlenek węgla) i pyłu oraz ciągły pomiar natężenia przepływu spalin, a poprzez to kontrolę strumieni masowych tych zanieczyszczeń. System monitoringu pomiarów ciągłych emisji do atmosfery eksploatowany jest zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2008 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U.Nr 206 ,poz. 1291) oraz zgodnie z wymogami Normy PN-EN-14 181 „Emisja ze źródeł stacjonarnych Zapewnienie jakości automatycznych systemów pomiarowych”. Wymogi wynikające z procedury QAL-3) tej normy (bieżący nadzór nad aparaturą)realizowane są przez specjalistów Wydziału Aparatury Pomiarowej Elektrowni Koźienice natomiast realizację wymogów związanych z procedurami QAL2 (pomiarów równoległe, wykonywane na danym systemie pomiarowym, w Elektrowni Koźienice przyjęto co trzy lata) oraz AST(roczne kontrole sprawności systemów) Elektrownia zleca specjalistycznej firmie zewnętrznej. W 2009 roku pomiary te wykonywała firma „Energopomiar” Gliwice.

Miesięczne raporty z pomiarów ciągłych emisji Elektrownia przesyła co kwartał do Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska i do Departamentu Środowiska Urzędu Marszałkowskiego.

III.1.4. Instalacja do współspalania biomasy.

W dniu 31.08.2007 r. została oddana do eksploatacji instalacja do współspalania biomasy stałej dla bloków 200 MW, o wydajności 40 t/h , w oparciu o projekt firmy Elektra.

Z firmą tą. Elektrownia „Koźienice” S.A. w dniu 10.12.2008 r. podpisała umowę na realizację II etapu zadania „Budowa odnawialnych źródeł energii – instalacja dozowania biomasy” z terminem zakończenia 30.03.2009 r. Realizacja zadania pozwoliła, m. in. na:

- zwiększenie możliwości rozładunkowych biomasy z 40 t/h do 80 t/h,
- rozszerzenie asortymentu dostarczanej biomasy (w tym głównie o brykiet pochodzenia rolnego i leśnego oraz gorszej jakości biomasę leśną),
- poprawę logistyki dostaw poprzez zabudowę powierzchni magazynowych.

Instalacja współspalania biomasy stałej umożliwiła produkcję energii elektrycznej z OZE - w 2009 r. w wysokości 210 476,211 MWh. Jej rozbudowa w 2009 roku umożliwi Elektrowni „Koźienice” S.A. zwiększenie produkcji energii z OZE. Zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE w Elektrowni „Koźienice” S.A. będzie również możliwe po planowanym uruchomieniu w najbliższym czasie instalacji do współspalania biomasy płynnej .

W roku 2009 spalono 116 736,1 Mg biomasy. Taka ilość spalonej biomasy skutkuje emisją unikniętą dwutlenku węgla w wysokości 194 844 Mg.

III.1.5 Handel uprawnieniami do emisji.

Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 01 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008 - 2012 do Wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 202, poz. 1248) , Elektrownia „Koźienice” S.A. otrzymała średnioroczny przydział uprawnień w wysokości 9 636 619 ton. Spółka w dniu 15 stycznia 2010 r. uzyskała pozytywną weryfikację Raportu rocznego emisji CO₂ za 2009 r. Weryfikację przeprowadziła, wyłoniona na drodze przetargu nieograniczonego, firma BSI Management Systems Polska Sp. z o.o. Wielkość zweryfikowanej emisji CO₂ za 2009 r. wyniosła 10 686 735 t. Zgodnie z art. 45 ustawy o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. Nr 281, poz. 2784 z 2004 r.) Elektrownia „Koźienice” S.A. przesłała w dniu 02 lutego 2010 r. zweryfikowany raport roczny za 2009 r. do Krajowego Administratora Handlu Uprawnieniami do Emisji oraz do Departamentu Środowiska Urzędu Marszałkowskiego w Warszawie. W roku 2008 rzeczywista wielkość emisji CO₂ była większa niż emisja wynikająca z liczby posiadanych uprawnień o 367 997 t CO₂. Brakująca ilość uprawnień została pokryta za zgodą Marszałka Województwa przyznanymi uprawnieniami na rok 2009. W roku 2009 zostało zakupione 1 200 000 t dodatkowych uprawnień do emisji CO₂. Z bilansu ilości uprawnień posiadanych oraz wykonanych w 2009 r. wynika różnica w ilości - 218.113 t CO₂, na pokrycie której uprawnieniami przyznanymi na rok 2010, Elektrownia zwróciła się z wnioskiem do Marszałka Województwa.

III.2 Ochrona powierzchni ziemi (gospodarka odpadami).

W Elektrowni „Koźienice” S.A. funkcjonuje zintegrowany system gospodarowania odpadami z instalacji IPPC oraz z pomocniczych procesów technologicznych, w ramach którego:

- prowadzona jest selekcja odpadów w miejscu ich wytwarzania,

- odpady odpowiednio zabezpieczone są magazynowane okresowo w magazynach wyznaczonych na terenie elektrowni,
- magazynowanie odpadów odbywa się z zachowaniem dopuszczalnych czasów magazynowania, tzn. do 3 lat w sytuacjach uzasadnionych (np. brak partii wysyłowej) dla odpadów z przeznaczeniem do odzysku, i do 1 roku dla odpadów z przeznaczeniem do unieszkodliwienia przez składowanie,
- prowadzi się ewidencję odpadów, która umożliwi ilościową i jakościową kontrolę odpadów wytwarzanych, poddawanych odzyskowi lub unieszkodliwianych oraz kompleksową kontrolę w zakresie obrotu odpadami,
- odpady do zagospodarowania przekazywane są odbiorcom posiadającym stosowne zezwolenia,
- składowane są tylko te odpady, dla których nie znajdują uzasadnienia inne możliwości ich zagospodarowania,
- eksploatację składowisk i magazynów odpadów prowadzi się zgodnie z zatwierdzonymi instrukcjami eksploatacji,
- wokół składowisk prowadzi się monitoring środowiska, ze szczególnym uwzględnieniem wpływu składowanych odpadów na stan i jakość wód podziemnych i powierzchniowych oraz powietrza.

Elektrownia „Kozienice” S.A. posiada:

- składowisko i miejsce magazynowania odpadów paleniskowych (mieszaniny żużla i popiołu) powstających w wyniku spalania węgla kamiennego
- składowisko gipsu odpadowego i magazyny gipsu nadmiarowego/handlowego z instalacji odsiarczania spalin,
- składowisko odpadów komunalnych (niemetalicznych), na którym składowane są odpady inne niż niebezpieczne wytwarzane w Elektrowni „Kozienice” S.A .

Przestrzeganie wymogów zawartych w decyzjach.

a) Zasadniczym odpadem poprodukcyjnym Elektrowni są popioły i żużle paleniskowe. Ich zagospodarowanie odbywa się poprzez sprzedawanie odbiorcom do gospodarczego wykorzystania oraz deponowanie na składowisku. Udział popiołów do gospodarczego wykorzystania przekracza 50% wypadu.

b) Wieloletnie badania jakości środowiska w otoczeniu składowiska odpadów paleniskowych, realizowane przy współpracy firmą Energopomiar Gliwice , wykazują, że wpływ i zasięg oddziaływania składowiska na analizowane komponenty środowiska jest niewielki. Nie ma podstaw do zmiany sposobu użytkowania terenów i wyeliminowania upraw rolnych na terenach w bezpośrednim sąsiedztwie składowiska.

c) Analiza wyników pomiarów przeprowadzonych w rejonie składowiska wykazuje, że w wyniku zmniejszenia ilości składowanych odpadów, udoskonalenia technik eksploatacji oraz zastosowania zabezpieczeń przed pyleniem, zasięg i wielkość pylenia wtórnego jest niewielki.

Składowisko popiołu i żużla.

Na koniec 2009 r. na składowisku popiołu i żużla nagromadzonych zostało 28 378,2 tys. ton odpadów. W Elektrowni realizowane są działania zmierzające do jak największego wykorzystywania powstających odpadów paleniskowych, ich wskaźnik wykorzystania w 2009 r. wyniósł 48,45 %.

W badaniach wpływu składowiska na stan środowiska nie stwierdzono istotnych zmian badanych parametrów.

W celu zmniejszenia oddziaływania składowiska na środowisko prowadzone były w 2009 r. następujące prace :

- usuwanie mikrosfery z kwater eksploatowanych
- rekultywacja skarp poprzez przykrywanie humusem z obsiewaniem nasionami traw metodą hydroobsiewu
- zraszanie wodą i nawadnianie kwater
- pokrywanie środkami błonotwórczymi kwater pozostających w rezerwie oraz odkrytych powierzchni odpadów (w 2009r. – 66 ha tj. 55 ha pole 5 oraz 11 ha pole 4b)
- konserwacyjno- pielęgnacyjne tj. nawożenie i koszenie traw, uzupełnianie ubytków skarp i odmulanie rowów melioracyjnych i wody powrotnej, zraszanie obwałowań w dni suche i wietrzne, dokonywanie nasadzeń drzew i krzewów
- (zwiększanie powierzchni nasadzeń oraz uzupełnianie ubytków – w 2008 r. i 2009 r. dokonano nasadzeń po 1000 szt.).

Składowisko gipsu.

W 2009 r. zagospodarowano 141,5 tys. ton gipsu powstałego z pracy IOS (ilość wytworzona to 143,6 tys. ton).

Składowisko gipsu nie jest dotychczas eksploatowane (nie zachodziła taka potrzeba – gips jest przekazywany do wykorzystania); posiada zatwierdzoną instrukcję eksploatacji – decyzja Wojewody Mazowieckiego znak WŚR-R-6625/5/02 z dnia 31 grudnia 2002 r. oraz uwzględnione zostało w posiadanym pozwoleniu zintegrowanym.

Składowisko odpadów niemetalicznych zlokalizowane jest w strefie ochronnej pola nr 5 składowiska żużla i popiołu. W zakresie konstrukcji i technologii eksploatacji spełnia wymogi ochrony środowiska. Na wysypisku składowane są odpady komunalne tzw. odpady bytowo-gospodarcze oraz zanieczyszczona wełna mineralna, niespełniająca wymagań odbiorców, powstające na terenie El. Kozienice. Eksploatacja składowiska prowadzona jest zgodnie z zatwierdzoną instrukcją eksploatacji.

III.3 Ochrona wód.

III.3.1 Gospodarka wodna.

Na terenie ELKO ujmowana woda zużywana jest w głównej mierze do celów technologicznych. Jest to woda powierzchniowa z rzeki Wisły.

Gospodarkę wodno-ściekową instalacji zaprojektowano sposób maksymalnie wodooszczędny. Wszędzie tam, gdzie było to możliwe zastosowano obiegi zamknięte. Jedynie straty obiegów hydroodpopielania, IOS, parowo-wodnego uzupełniane są wodą surową lub uzdatnioną – zależnie od potrzeb.

Wielkość poboru wody powierzchniowej.

W 2009 roku pobór wody powierzchniowej wyniósł:

- zwrotny do chłodzenia: 1 632 801,00 tys. m³,
- bezzwrotny: 4 790 240,0 m³,

w tym:

- do hydrotransportu: 1 952 068 m³,
- do instalacji odsiarczania spalin bloków (IOS I i II): 1 198 572 m³,
- dla celów technologicznych (DEMI II): 1 639 600 m³.

Przestrzeganie warunków poboru wód podziemnych i powierzchniowych określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

- Pobór wody powierzchniowej nie przekraczał ilości dopuszczonej pozwoleniem wodno-prawnym $Q_{max} = 100,1 \text{ m}^3/\text{s}$ i w 2009 r. wynosił maksymalnie $83,9 \text{ m}^3/\text{s}$,
- Średni pobór wody powierzchniowej w 2009 r. wynosił $51,9 \text{ m}^3/\text{s}$.
- Ujęcie wód podziemnych z utworów czwartorzędowych od września 2005 r. stanowiło ujęcie rezerwowe i nie było eksploatowane, a zostało zlikwidowane w listopadzie 2008 r.
- Stan techniczny urządzenia do poboru wód oraz do pomiarów ilości pobieranej wody utrzymany jest w należytym stanie.
- Badania jakości pobieranej wody powierzchniowej wykonywane są z częstotliwością określoną w decyzji - 1 raz w miesiącu,
- Ilość pobieranej wody powierzchniowej kontrolowana jest z częstotliwością określoną w decyzji - w sposób ciągły.

Wyniki prowadzonych pomiarów ilości pobieranych wód wykazują, że Elektrownia „Kozienice” S.A. dotrzymuje wymagania stawiane jej w obowiązującym obecnie pozwoleniu wodnoprawnym.

III.3.2 Gospodarka ściekowa.

Odbiornikiem oczyszczonych ścieków bytowych, przemysłowo-deszczowych, z IOS w Elektrowni „Kozienice” S.A., a także wód z odwodnienia składowiska i terenów przyległych oraz odcieków filtrujących przez obwałowania składowiska jest rzeka Wiśła.

W 2009 r. z instalacji zakładu odprowadzono następujące ilości ścieków:

- ilość łączna odprowadzonych oczyszczonych ścieków przemysłowych z Instalacji Odsiarczania Spalin (IOS I i IOS II) wyniosła: 132 621,0 m³

- ilość ścieków technologicznych ogółem : 1 589 204,0 m³

w tym:

- 8 x 200MW – 949 916,0 m³

- 2 x 500 MW – 639 288,0 m³
- ilość ścieków sanitarnych: 296 589,00 m³

W 2009 r. ilość wód pochłodniczych wprowadzonych do rzeki Wisły wyniosła: 1 632 801 tys. m³,

Urządzenie ochronne (oczyszczalnie ścieków z instalacji odsiarczania spalin) zapewniają oczyszczenie ścieków w stopniu wystarczającym zarówno pod względem ilościowym jak i jakościowym. Urządzenia oczyszczające ścieki są we właściwym stanie technicznym, eksploatowane w sposób właściwy, zgodnie z obowiązującymi instrukcjami ich eksploatacji, przez Wydział Gospodarki Wodno-Ściekowej.

Przestrzeganie warunków wprowadzania ścieków do wód określonych w pozwoleniu zintegrowanym.

- Ilość wód pochłodniczych z obiegu chłodzącego bloki 8 x 200 MW wprowadzanych do wód rzeki Wisły, poprzez kanał zrzutowy wód pochłodniczych nie przekraczała dopuszczanej ilości $Q_{max} = 66,8 \text{ m}^3/\text{s}$ i w 2009 r. wynosiła maksymalnie $63,7 \text{ m}^3/\text{s}$.
- Temperatura wprowadzanych do rzeki Wisły wód pochłodniczych nie przekraczała dopuszczanej temperatury 35°C i w 2009 r. wynosiła maksymalnie 34,9 °C.
- Ilość odcieków ze składowiska odpadów paleniskowych oraz wód z odwodnienia składowiska i terenów przyległych, zbieranych systemem rowów odwadniających od strony północnej i północno-wschodniej składowiska wprowadzanych Rowem Michałowskim do wód rzeki Wisły nie przekraczała ilości $Q_{max} = 250 \text{ dm}^3/\text{s}$ i w 2009 r. wynosiła maksymalnie $174,6 \text{ dm}^3/\text{s}$.
- Wskaźniki zanieczyszczeń w odprowadzanych odciekach nie przekraczały stężeń wskaźników dopuszczonych decyzją.
- Ilość wód pochłodniczych z obiegu chłodzącego bloki 2 x 500 MW wprowadzanych do wód rzeki Wisły, poprzez kanał zrzutowy wód pochłodniczych nie przekraczała dopuszczanej ilości $Q_{max} = 33,3 \text{ m}^3/\text{s}$ i w 2009 roku wynosiła maksymalnie $30,2 \text{ m}^3/\text{s}$.
- Temperatura wprowadzanych wód pochłodniczych nie przekraczała dopuszczanej temperatury 35°C i w 2009 roku wynosiła maksymalnie 35°C.

Jak wynika z prowadzonych badań jakość ścieków odprowadzanych z oczyszczalni i wód odprowadzanych Rowem Michałowskim spełnia wymagania stawiane im w obowiązującym pozwoleniu wodnoprawnym.

Zasięg oddziaływania zamierzonego korzystania z wód zamyka się w granicach terenów, do których tytułem prawnym dysponuje Elektrownia „Kozienice” S.A.

III.4 Hałas.

Elektrownia wykonuje raz na dwa lata pomiary hałasu emitowanego do środowiska zgodnie z obowiązkiem pozwolenia zintegrowanego i rozporządzeniem Ministra Środowiska. Ostatnie pomiary przeprowadzone zostały przez Zakłady Pomiarowo Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. w Gliwicach w październiku 2009 r. zarówno w porze dziennej jak również w porze nocnej. Firma ta posiada akredytację w zakresie wykonywania pomiarów emisji hałasu przemysłowego. Pomiary wykonane zostały w czterech punktach pomiarowych. Przeprowadzone pomiary nie wykazały przekroczeń dopuszczalnych norm określonych w pozwoleniu zarówno w porze dziennej, jak i w porze nocnej.

Wyniki pomiarów hałasu są przekazywane do Marszałka Województwa Mazowieckiego i do WIOŚ w terminie 30 dni od daty ich wykonania.

IV. Efekty działań modernizacyjnych.

Wymiana elektrofiltrów – poprzez wymianę elektrofiltrów, zrealizowaną w latach 1988 – 1995 i 2001 – 2008 utrzymywana jest skuteczność elektrofiltrów powyżej 99 %.

Średnie roczne stężenie pyłu w odprowadzonych spalinach wyniosło w 2009 r. $23 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ przy wartości dopuszczalnej $50 \text{ mg}/\text{Nm}^3$. Jednostkowy wskaźnik emisji pyłu za 2009 r. wyniósł $0,086 \text{ kg}/\text{MWh}$.

Odsiarczanie - Instalacja Odsiarczania Spalin na blokach 200MW(IOS II) i 500MW (IOS I) pozwoliła na uzyskanie w 2009 r. efektu ekologicznego w postaci redukcji emisji SO₂ w wysokości 60234,5 ton oraz pyłu 717,0 ton. Średnia skuteczność IOS za ten okres wyniosła odpowiednio: dla IOS I –95,25 %, dla IOS II – 96,17 % .

Średnie stężenie dwutlenku siarki w odprowadzonych spalinach z Elektrowni „Kozienice” S.A. wyniosło $701 \text{ mg}/\text{Nm}^3$. Jednostkowy wskaźnik emisji siarki za 2009 r. wyniósł $2,66 \text{ kg}/\text{MWh}$.

Instalacje pierwotnej redukcji tlenków azotu – W celu ograniczenia stężenia NO_x do wymaganego poziomu 500 mg/Nm³ wdrożono w ELKO nowy system spalania na kotłach bloków 200 MW nr: 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8 oraz blokach 500 MW nr 9 i 10. Zainstalowany układ spalania opiera się m.in. na palnikach niskoemisyjnych typu ROBTAS firmy ICL – Anglia oraz układzie dysz powietrza zainstalowanych na ścianie przedniej i tylnej kotłów nad strefą palnikową (tzw. dysz OFA, SOFA). Jedynie na bloku nr 3 dokonano modernizacji palników (bez ich wymiany). Działania te pozwoliły na uzyskanie średniego stężenia w odprowadzanych spalinach z Elektrowni w 2009 r. w wysokości 461 mg/Nm³.

Jednostkowy wskaźnik emisji NO_x wyniósł 1,75 kg/MWh (dla porównania w 1997 r. 2,924 kg/MWh) dla całej Elektrowni.

V. Nakłady finansowe na zrealizowane w 2009 r. zadania inwestycyjne związane z ochroną środowiska.

Instalacja Odsiarczania Spalin dla bloku nr 10 (IOS III)	194 237 283,52 zł
Budowa odnawialnych źródeł energii instalacja dozowania biomasy II	6 850 102,97 zł
Nowy dwuprzewodowy komin	4 083 714,80 zł
Modernizacja składowiska popiołu i żużla – pole Nr 4,5,6	1 370 938,45 zł
Modernizacja bloku nr 5-palniki niskoemisyjne NO _x	1 299 552,84 zł
Instalacja spalania oleju roślinnego	625 682,55 zł
Modernizacja pomiarów systemu rozliczenia emisji spalin K1	249 000,00 zł
Modernizacja pomiarów systemu rozliczania emisji spalin K-3	243 000,00 zł
Modernizacja chłodni wentylatorowych	10 000,00 zł
RAZEM:	231 069 573,17 zł

VI. Zamierzenia inwestycyjne Elektrowni „Kozienice” S.A. dotyczące ochrony środowiska w 2010 r.

Planowane działania Elektrowni „Kozienice” S.A. w zakresie ochrony środowiska będą dotyczyły:

- Planowanej wymiany elektrofiltru bloku Nr 10 wraz z układem odpopielania;
 - Kontynuacji budowy Instalacji Odsiarczania Spalin dla bloku 500 MW Nr 10;
 - Modernizacja rozliczeniowego systemu pomiaru emisji spalin na kominie Nr 2
 - Modernizacja układu pomiarowego emisji spalin, zwiększenie pewności pomiarów w systemie rozliczeniowym emisji.
 - Wykonanie mis olejowych dla transformatorów rezerwowych TR 1, TR 2, TR3 (wykonanie mis olejowych chroniących grunty i wody podziemne na wypadek awarii trafo i wycieków oleju).
 - Budowa odnawialnych źródeł energii - instalacja biomasy II - kontynuacja projektu z roku 2009.
 - Budowa nowego dwuprzewodowego komina H=150 m dla odprowadzenia spalin z kotłów AP-1650 (bloki Nr 9 i Nr 10) oraz z instalacji odsiarczania spalin (IOS I, IOS III). -
 - Budowa składowiska odpadów pofiltracyjnych z IOS I, II i III – (konieczność wydzielenia odrębnego, szczelnego składowiska dla odpadów z oczyszczalni ścieków instalacji odsiarczania spalin IOS I, II i III).
- zwiększenia zagospodarowania odpadów paleniskowych;
całkowitego zagospodarowania gipsu z instalacji mokrego odsiarczania spalin bloków 500 MW i 200 MW.

VII. Substancje i preparaty chemiczne -REACH.

W świetle przepisów rozporządzenia z dnia 1 czerwca 2008 r. Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rejestracji, oceny i udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH) Elektrownia KOZIENICE S.A w Świerżach Górnych jest zarówno „producentem” substancji chemicznych (gipsu), popiołu lotnego, żużla i mikrosfery jak i „dalszym użytkownikiem” wykorzystującym podczas procesu wytwarzania energii substancje i preparaty chemiczne wytwarzane przez producentów substancji lub sprzedawane przez dystrybutorów tych substancji.

Substancja chemiczna wytwarzane w zakładzie (gips) oraz popiół lotny, żużel mikrosfera a także substancje chemiczne w ich postaci własnej oraz będące składnikami preparatów stanowiącymi surowce stosowane w zakładzie objęte są obowiązkami rozporządzenia REACH.

Zakład dokonał w wymaganym terminie do dnia 01.12.2008 r. wstępnego zgłoszenia do Europejskiej Agencji Chemikaliów produkowanego gipsu, żużla, popiołu lotnego i mikrosfery. Rejestracja ta pozwoliła na uzyskanie możliwości dokonania rejestracji pełnej tych substancji w terminie do 01.12.2010 r. po uprzednim wykonaniu stosownych badań. Brak realizacji rejestracji wstępnej uniemożliwiłby obrót handlowy tymi substancjami. Z uwagi na bardzo kosztowny proces rejestracji pełnej – wykonanie bardzo złożonych badań, Spółka podjęła

działania w celu przyłączenia się do tworzącego się konsorcjum do spraw rejestracji ubocznych produktów spalania.

VIII. Poważne awarie przemysłowe.

Na terenie Elektrowni „Kozienice” S.A. znajdują się substancje używane na poszczególnych etapach procesu technologicznego wytwarzania energii, które są klasyfikowane jako niebezpieczne. Określenie ich rodzaju i ilości pozwoliło na dokonanie kwalifikacji Elektrowni „Kozienice” S.A., w której efekcie zaliczono ELKO do zakładu o zwiększonym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej (na podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 kwietnia 2002 r. - Dz.U. Nr 58, poz. 535 z późniejszą zmianą Dz.U. z 2006 r. nr 30 poz. 208). ELKO posiada „Program zapobiegania awariom przemysłowym w Elektrowni „Kozienice” S.A.” oraz „Plan operacyjno-ratowniczy podejmowanych na własnym terenie działań na wypadek nadzwyczajnych zagrożeń dla Elektrowni „Kozienice” S.A.”. Dokumenty zostały sporządzone z uwzględnieniem wymogów dyrektywy SEVESCO.

Instalacje i urządzenia są zaprojektowane i eksploatowane w sposób poprawny.

Realizując postanowienia rozporządzenia Ministra Zdrowia z dnia 1 grudnia 2004 r. (Dz.U. nr 280 z 2004 r., poz. 2771), w sprawie substancji, preparatów, czynników lub procesów technologicznych o działaniu rakotwórczym lub mutagennym w środowisku pracy, wchodzącego w życie z dniem 1 lutego 2005 r., Dyrektor Techniczny Spółki z dniem 03.03.2005 r. wydał w tej sprawie polecenie służbowe. Komisja powołana w/w poleceniem ustaliła substancje i procesy technologiczne o działaniu rakotwórczym lub mutagennym stosowane na terenie Elektrowni „Kozienice” S.A. w Świerżach Górnych.

Należą do nich:

- hydrazyna (25 % wodzian hydrazyny) – kat. rakotwórczości – 2,
- olej opałowy (mazut) – kategoria rakotwórczości – 2.

W Spółce prowadzony jest:

1. Imienny rejestr pracowników mających kontakt z substancjami rakotwórczymi,
2. Rejestr prac których wykonywanie powoduje konieczność pozostawania w kontakcie z substancjami, preparatami, czynnikami lub procesami technologicznymi o działaniu rakotwórczym lub mutagennym.

W Elektrowni planowane jest zastąpienie hydrazyny przez Nalco Eliminox – OX(R)- całkowite zastąpienie hydrazyny eliminoxem nastąpi w trzecim kwartale 2011 r.

W 2010 r. zużywana będzie zarówno hydrazyna jak i eliminox tj: odpowiednio 3700 kg, 1400 kg.

W roku 2011 planowane zużycie wyniesie:

miesiące I – VI hydrazyna – 2800 kg, eliminox – 1000 kg

miesiąc VII- XII eliminox – 5000 kg

IX. Azbest.

W Elektrowni „Kozienice” S.A. nie nastąpiło jeszcze całkowite usunięcie azbestu.

W roku 2008 w ramach modernizacji chłodni wentylatorowych usunięto 949,84 Mg zabudowanego tam azbestu.

W roku 2009 nie usuwano wyrobów zawierających azbestu z terenu Elektrowni.

Azbest występuje jeszcze na niżej wymienionych obiektach:

- | | | |
|---------------------------------------|---------------|-----------|
| • budynek administracyjny TPO | płyty płaskie | 5,0 ton |
| • budynek pompowni wody chł. 500 MW | płyty płaskie | 2,8 ton |
| • tunele kablowe podziemne | płyty płaskie | 5,0 ton |
| • budynek kotłowni bl.200 MW (ściany) | płyty faliste | 102,9 ton |

Wszystkie wyroby zawierające azbest przeznaczone są do sukcesywnego usuwania z terenu Elektrowni w trakcie trwania remontów poszczególnych obiektów.

Na podstawie art. 163. 1 ustawy –Prawo Ochrony Środowiska oraz Rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23.10.2003 r.(Dz.U. 192 poz.1876) w sprawie wymagań w zakresie wykorzystywania i przemieszczania azbestu oraz wykorzystywania i oczyszczania instalacji lub urządzeń, w których był lub jest wykorzystywany azbest, Elektrownia „Kozienice” S.A. terminowo przedkłada do Urzędu Marszałkowskiego

Informację o wyrobach zawierających azbest i miejscach ich wykorzystania o raz Informację o wyrobach zawierających azbest, których wykorzystanie zostało zakończone.

X. Substancje zubażające warstwę ozonową.

Elektrownia eksploatuje instalacje i urządzenia, w których czynnikiem chłodniczym jest freon R-22, znajdujący się w wykazie substancji kontrolowanych.

Obsługa, konserwacja, remont, naprawy instalacji i urządzeń zawierających substancje kontrolowane prowadzone są przez Elektrownię we własnym zakresie. Pracownicy prowadzący powyższe prace posiadają świadectwa kwalifikacji w zakresie naprawy i obsługi technicznej urządzeń i instalacji chłodniczych zawierających substancje kontrolowane oraz obrotu tymi substancjami.

Urządzenia i instalacje zostały oznakowane, założone zostały karty urządzeń i instalacji zawierające od 3 kg freonu R-22. Przeprowadzane są badania szczelności instalacji zgodnie z art. 8 ust. 3 ustawy z dnia 20 kwietnia 2004r. o substancjach zubażających warstwę ozonową (Dz. U. Nr 121 poz. 1263). Prowadzona jest ewidencja stosowanych substancji kontrolowanych.

XI. Zintegrowany System Zarządzania.

Zgodnie z Zarządzeniem nr 20/09 Zarządu Elektrowni „Kozienice” S.A z dnia 11.08.2009 r. w Elektrowni „Kozienice” S.A. wdrażany jest Zintegrowany System Zarządzania Jakością, Środowiskowego oraz Bezpieczeństwa i Higieny Pracy zgodny z normami PN-EN ISO 9001:2009, PN-EN ISO 14001:2005 i PN-N 18001:2004 (OHSAS 18001:2007).

W tym celu w dniu 31 lipca 2009 roku Zarząd Elektrowni „Kozienice” S.A. podpisał umowę z Ośrodkiem Kwalifikacji Jakości Wyrobów „SimpTest” z Poznania obejmującą w szczególności pomoc doradczą, konsultingową i szkolenie w zakresie opracowania, wdrożenia i doskonalenia organizacji, związanej z Zintegrowanym Systemem Zarządzania.

Opracowanie, wdrożenie i doskonalenie ZSZ oraz przygotowanie do certyfikacji będzie realizowane w ciągu 18 miesięcy, tj. od 14.09.2009 r. do 14.03.2011 r.

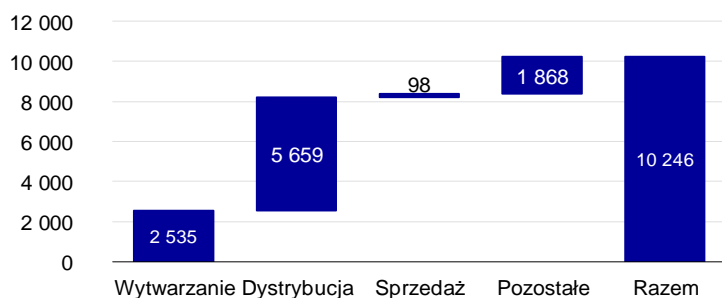
W celu sprawnego zarządzania całością zadań związanych z opracowaniem, wdrożeniem, utrzymaniem i doskonaleniem ZSZ powołano w ELKO Zespół ds. Zarządzania ZSZ oraz Zespół ds. dokumentowania i wdrażanie ZSZ, a także powołano Pełnomocnika ds. ZSZ, którego zadaniem jest nadzorowanie i koordynowanie wszelkich prac związanych z ZSZ.

7.3 Informacja o transakcjach zabezpieczających ryzyko walutowe.

W ramach prowadzonej działalności zarówno ENEA S.A. jak i spółki zależne nie korzystały w I półroczu 2010 r. z transakcji zabezpieczających ryzyko walutowe.

7.4 Struktura zatrudnienia w GK ENEA.

Strukturę zatrudnienia na dzień 30.06.2010 r. we wszystkich podmiotach Grupy Kapitałowej ENEA według segmentów działalności przedstawia diagram poniżej.



7.5. Nagrody, wyróżnienia, osiągnięcia.

ENEA S.A. została wyróżniona statuetką Acanthus Aureus za uczestnictwo w targach ze stoiskiem najbardziej sprzyjającym realizacji strategii marketingowej podczas Międzynarodowych Targów Energetyki EXPOPOWER 2010 w Poznaniu.

W zorganizowanym na terenie Międzynarodowych Targów Poznańskich wydarzeniu wzięło udział blisko 200 wystawców, w tym również liderzy sektora energetycznego. W konkursie nagrodzono stoiska wystawiennicze, których rozwiązania architektoniczne i graficzne budują pozytywny wizerunek firmy, tworzą atmosferę właściwą dla bezpośredniej komunikacji z klientem oraz z rynkiem.

ENEA S.A. uzyskała tytuł „Perły Polskiej Giełdy”, zajmując 14 miejsce w rankingu najbardziej wartościowych spółek giełdowych gazety „Parkiet” oraz 6 miejsce w podrankingu „Surowce i Energia”.

Wynik końcowy poszczególnych spółek był sumą punktów uzyskanych w kilkunastu wskaźnikach, w tym m. in. dynamice przychodów, zysku operacyjnym, zysku netto, kapitale własnym i wartości rynkowej, które stanowią podstawę do oceny fundamentów oraz postrzegania przez inwestorów firm.

ENEA S.A. zajęła wysokie 19 miejsce w przygotowanym przez tygodnik „Newsweek” rankingu 100 najbardziej wartościowych przedsiębiorstw w Polsce w 2008 r.

W rankingu pojawiły się wyłącznie spółki wyróżniające się wielkością przychodów, zyskownością lub cieszące się szczególnym uznaniem Polaków jako marki. Wartość ocenianych spółek została wyceniona na podstawie metody DCF, według której o wartości badanej firmy decyduje jej zdolność do generowania zysków w przyszłości. Parametry dotyczące przyszłości zostały wyliczone na podstawie dokonań firm, wyników finansowych, planów strategicznych oraz wyników typowych dla branży. Dla spółek giełdowych, w tym również dla ENEA S.A., za najbardziej obiektywny sposób wyceny przyjęto kursy rynkowe.

Wysokie 17 miejsce zajęła Grupa Kapitałowa ENEA w przygotowanym przez tygodnik „Polityka” rankingu 500 największych polskich przedsiębiorstw w 2009 r.

Głównym kryterium brany pod uwagę przez analityków przygotowujących zestawienie był wskaźnik przychodów ze sprzedaży. Grupa Kapitałowa ENEA odnotowała awans w stosunku do notowania z 2008 r. o 4 miejsca.

W zestawieniu 500 największych firm dziennika Rzeczpospolita, Grupa Kapitałowa ENEA uplasowała się na 25 miejscu.

W towarzyszącej rankingowi klasyfikacji najcenniejszych polskich przedsiębiorstw, ENEA uzyskała obiecujące 20 miejsce. Wartość naszej spółki została ustalona na podstawie notowań giełdowych, wysokości sprzedaży, wartości księgowej i EBITDA, czyli zysku operacyjnego powiększonego o amortyzację.

ENEA zajęła 14 miejsce w zestawieniu 500 największych firm handlowo-usługowych w Polsce przygotowanych przez miesięcznik Home&Market.

Ranking został przygotowany w oparciu o przychody za 2009 r.

Marka ENEA została uznana za jedną z najsilniejszych marek biznesowych sektora B2B (Business-to-Business) na polskim rynku.

Nagroda ta jest jedynym na rynku wyróżnieniem przyznawanym za wieloletnią pracę na rzecz silnej marki dla działu marketingu firmy. Superbrands są przyznawane przez działającą od 15 lat, w ponad 85 krajach, międzynarodową organizację Superbrands, której celem jest promowanie idei branding. W Polsce laureaci tego wyróżnienia zostali wyłonieni już po raz trzeci.

Poznań, 27 sierpnia 2010 r.

OŚWIADCZENIA ZARZĄDU
W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA
FINANSOWEGO ORAZ W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIIONEGO DO BADANIA SPRAWOZDAŃ
FINANSOWYCH

Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego:

Zarząd ENEA S.A. oświadcza, że wedle jego najlepszej wiedzy:

- skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe za I półrocze 2010 r. oraz dane porównywalne zostały sporządzone zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości i odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej ENEA oraz wynik finansowy Grupy Kapitałowej ENEA za prezentowane okresy,
- sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej ENEA za I półrocze 2010 r. zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej ENEA, włączając w to opis podstawowych ryzyk i zagrożeń.

Oświadczenie Zarządu w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych:

Zarząd ENEA S.A. oświadcza, że Deloitte Audyt Sp. z o.o., podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący przeglądu skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej ENEA za I półrocze 2010 r. został wybrany zgodnie ze znajdującymi zastosowanie przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci dokonujący przeglądu tego sprawozdania spełniali warunki do wydania bezstronnego i niezależnego raportu z przeglądu półrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa i normami zawodowymi.

Prezes Zarządu	Maciej Owczarek
Członek Zarządu	Maksymilian Górniak
Członek Zarządu	Hubert Rozpędem
Członek Zarządu	Krzysztof Zborowski