



**Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.**

za okres zakończony dnia 30 czerwca 2011 roku

Warszawa, sierpień 2011 roku

Wybrane skonsolidowane dane finansowe Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

	Okres zakończony 30.06.2011 (po przeglądzie)	Okres zakończony 30.06.2010 (po przeglądzie) dane przekształcone	Okres zakończony 30.06.2011 (po przeglądzie)	Okres zakończony 30.06.2010 (po przeglądzie) dane przekształcone
	tys. PLN		tys. EUR	
Przychody ze sprzedaży	13.915.332	10.132.713	3.507.507	2.530.521
Zysk/strata z działalności operacyjnej	2.663.497	2.280.837	671.363	569.611
Zysk/strata brutto (przed opodatkowaniem)	2.774.011	2.277.581	699.219	568.798
Zysk/strata netto za okres obrotowy	2.261.792	1.842.410	570.109	460.119
Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	2.220.232	1.499.471	559.633	374.475
Całkowite dochody	2.262.953	1.844.063	570.401	460.532
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	2.950.126	3.419.809	743.610	854.055
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2.166.328)	(1.806.882)	(546.046)	(451.247)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(677.899)	(2.055.240)	(170.872)	(513.271)
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	105.899	(442.313)	26.693	(110.462)
Zysk netto na akcję (w PLN/EUR na akcję)	1,19	0,87	0,30	0,22
Rozwodniony zysk na akcję (w PLN/EUR na akcję)	1,19	0,87	0,30	0,22
Średnioważona liczba akcji	1.869.760.829	1.730.090.000	1.869.760.829	1.730.090.000
	Stan na dzień 30.06.2011 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2010 (badane) dane przekształcone	Stan na dzień 30.06.2011 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2010 (badane) dane przekształcone
Aktywa trwałe	43.152.236	44.137.422	10.824.320	11.144.969
Aktywa obrotowe	9.246.540	7.285.844	2.319.405	1.839.720
Aktywa razem	52.398.776	51.423.266	13.143.725	12.984.690
Kapitał własny	38.651.211	37.632.100	9.695.282	9.502.336
Kapitał własny przypadający akcjonariuszowi jednostki dominującej	38.038.758	37.033.281	9.541.654	9.351.130
Kapitał podstawowy	18.697.837	18.697.837	4.690.171	4.721.318
Zobowiązania długoterminowe	7.201.327	7.199.809	1.806.383	1.817.996
Zobowiązania krótkoterminowe	6.546.238	6.591.357	1.642.060	1.664.358
Liczba akcji stan na koniec okresu sprawozdawczego	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829
Wartość księgową na akcję (w PLN/EUR na akcję)	20,34	19,81	5,10	5,00
Rozwodniona wartość księgową na akcję (w PLN/EUR na akcję)	20,34	19,81	5,10	5,00

Wybrane jednostkowe dane finansowe PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

	Okres zakończony 30.06.2011 (po przeglądzie)	Okres zakończony 30.06.2010 (nie badane)	Okres zakończony 30.06.2011 (po przeglądzie)	Okres zakończony 30.06.2010 (nie badane)
	tys. PLN		tys. EUR	
Przychody ze sprzedaży	5.025.694	5.961.005	1.266.779	1.488.688
Zysk/strata z działalności operacyjnej	107.408	89.163	27.073	22.267
Zysk/strata brutto (przed opodatkowaniem)	2.444.706	320.720	616.214	80.096
Zysk/strata netto za okres obrotowy	2.414.548	281.241	608.612	70.237
Całkowite dochody	2.415.841	281.131	608.938	70.209
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	(330.621)	213.475	(83.337)	53.313
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	1.699.672	(1.536.340)	428.420	(383.682)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(1.106.631)	(441.631)	(278.938)	(110.292)
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	262.420	(1.764.496)	66.146	(440.661)
Zysk netto na akcję (w PLN/EUR na akcję)	1,29	0,15	0,33	0,04
Rozwodniony zysk na akcję (w PLN/EUR na akcję)	1,29	0,15	0,33	0,04
	Stan na dzień 30.06.2011 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2010 (nie badane)	Stan na dzień 30.06.2011 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2010 (nie badane)
Aktywa trwałe	23.339.287	23.330.403	5.854.434	5.891.070
Aktywa obrotowe	9.266.046	8.530.960	2.324.298	2.154.120
Aktywa razem	32.605.333	31.861.363	8.178.732	8.045.189
Kapitał własny	29.605.739	28.405.678	7.426.313	7.172.608
Kapitał podstawowy	18.697.837	18.697.837	4.690.171	4.721.318

Powyższe dane finansowe za I półrocze 2011 i 2010 roku zostały przeliczone na EUR według następujących zasad:

- poszczególne pozycje aktywów i pasywów – według średniego kursu określonego przez Narodowy Bank Polski na dzień 30 czerwca 2011 roku - 3,9866 EUR/PLN oraz na dzień 31 grudnia 2010 roku - 3,9603 EUR/PLN,
- poszczególne pozycje sprawozdania z całkowitych dochodów oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych – według kursu stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów określonych przez Narodowy Bank Polski na ostatni dzień każdego miesiąca okresu obrotowego od 1 stycznia 2011 roku do 30 czerwca 2011 roku - 3,9673 EUR/PLN; dla okresu od 1 stycznia 2010 roku do 30 czerwca 2010 roku - 4,0042 EUR/PLN.

SPIS TREŚCI

1.	ORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ.....	6
1.1.	OPIS DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ	6
1.2.	ZMIANY W ORGANIZACJI GRUPY KAPITAŁOWEJ	6
2.	CZYNNIKI I ZDARZENIA, MAJĄCE WPŁYW NA OSIĄGNIĘTE WYNIKI FINANSOWE.....	9
2.1.	SYTUACJA MAKROEKONOMICZNA	9
2.2.	CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	9
2.3.	ROZWIĄZANIE KONTRAKTÓW DŁUGOTERMINOWYCH KDT	12
2.4.	BILANS ENERGII GK PGE	12
2.5.	PRODUKCJA I SPRZEDAŻ CIEPŁA	14
2.6.	TARYFY	14
2.7.	CENY PALIW	15
2.8.	KRAJOWY PLAN ROZDZIAŁU UPRAWNIEŃ EMISYJNYCH NA LATA 2008-2012 („KPRU II”)....	15
3.	ISTOTNE DOKONANIA ORAZ NIEPOWODZENIA SPÓŁKI W OKRESIE, KTÓREGO DOTYCZY RAPORT, WRAZ Z WYKAZEM NAJWAŻNIEJSZYCH ZDARZEŃ ICH DOTYCZĄCYCH.	16
3.1.	WYNIKI FINANSOWE GRUPY.....	16
3.2.	SEGMENTY DZIAŁALNOŚCI	19
3.2.1	SEGMENT ENERGETYKA KONWENCJONALNA	20
3.2.2	SEGMENT ENERGETYKA ODNAWIALNA	21
3.2.3	SEGMENT OBROTU HURTOWEGO	21
3.2.4	SEGMENT DYSTRYBUCJA	22
3.2.5	SEGMENT SPRZEDAŻ DETALICZNA	22
3.2.6	POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ.....	22
3.3.	PUBLIKACJA PROGNOZ WYNIKÓW FINANSOWYCH	23
4.	RYZYKA I ZAGROŻENIA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE S.A.	23
4.1.	CZYNNIKI RYZYKA ZWIĄZANE Z OTOCZENIEM RYNKOWYM ORAZ OGÓLNĄ SYTUACJĄ MAKROEKONOMICZNĄ W KRAJU I NA ŚWIECIE	23
4.1.1	RYZYKO ZWIĄZANE Z SYTUACJĄ MAKROEKONOMICZNĄ W KRAJU I NA ŚWIECIE.....	23
4.1.2	RYZYKO ROSNĄCEJ KONKURENCJI (PRAWO SWOBODNEGO WYBORU DOSTAWCY ENERGII) ..	23
4.1.3	RYZYKO SPADKU ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I CIEPŁO	23
4.2.	CZYNNIKI RYZYKA ZWIĄZANE Z OTOCZENIEM REGULACYJNO-PRAWNYM	24
4.2.1	RYZYKO POLITYCZNE	24
4.2.2	RYZYKO ZMIAN PRAWA I INNYCH REGULACJI DOTYCZĄCYCH NASZEJ DZIAŁALNOŚCI, A TAKŻE ZMIAN ICH INTERPRETACJI LUB STOSOWANIA	24
4.2.3	RYZYKO ZWIĄZANE Z WYMOGIEM POSIADANIA KONCESJI.....	24
4.2.4	RYZYKO OBOWIĄZKU PUBLICZNEJ SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	25
4.2.5	RYZYKO ZWIĄZANE Z POTENCJALNYM NARUSZENIEM PRZEPISÓW ANTYMONOPOLOWYCH	25
4.2.6	RYZYKO ZWIĄZANE Z REGULACJAMI NAKŁADAJĄCYMI OBOWIĄZEK ZAPEWNIENIA WYSTARCZAJĄCEJ LICZBY ŚWIADECTW POCHODZENIA.....	25
4.2.7	RYZYKO ZWIĄZANE Z PODATKIEM AKCYZOWYM	25
4.2.8	RYZYKO ZWIĄZANE Z PROGRAMEM REDUKCJI EMISJI CO ₂	26
4.2.9	RYZYKO OGRANICZEŃ W ZAKRESIE EMISJI INNYCH NIŻ CO ₂ SUBSTANCJI DO ŚRODOWISKA ORAZ ZAOSTRZANIA STANDARDÓW BAT	26
4.3.	CZYNNIKI RYZYKA ZWIĄZANE Z DZIAŁALNOŚCIĄ OPERACYJNĄ GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE ...	27
4.3.1	RYZYKO PRZERWANIA DOSTAW PALIW DO NASZYCH ELEKTROWNI, ELEKTROCIEPŁOWNI I CIEPŁOWNI	27
4.3.2	RYZYKO NIEWYSTARCZAJĄCYCH ZAPASÓW PALIW.....	27
4.3.3	RYZYKO ZWIĄZANE Z KOSZTAMI REKULTYWACJI TERENÓW GÓRNICZYCH	27
4.3.4	RYZYKO ZWIĄZANE Z CZYNNIKAMI ATMOSFERYCZNYMI	27
4.3.5	RYZYKO ZWIĄZANE Z PRZEGLĄDAMI, REMONTAMI I MODERNIZACJAMI	27
4.3.6	RYZYKO NIEUREGULOWANYCH STANÓW PRAWNYCH NIERUCHOMOŚCI	28
4.3.7	RYZYKO ZWIĄZANE Z POZYSKIWANIEM FINANSOWANIA	28
4.3.8	RYZYKO OBNIŻENIA LUB WYCOFANIA RATINGU PGE	28
4.3.9	RYZYKO ZWIĄZANE Z DECYZJAMI PREZESA URE W RAMACH REALIZACJI USTAWY KDT	28

4.3.10	RYZYKO CEN TRANSFEROWYCH.....	29
4.3.11	RYZYKO NIETYTUŁOWEJ OCHRONY UBEZPIECZENIOWEJ.....	29
4.3.12	RYZYKO ZWIĄZANE Z POSTĘPOWANIAMISĄDOWYMI, ARBITRAŻOWYMI I ADMINISTRACYJNYMI 29	
5.	POZOSTAŁE ISTOTNE ZDARZENIA OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO ORAZ ZDARZENIA NASTĘPUJĄCE PO DNIU BILANSOWYM.....	30
5.1.	ZAWARCIE UMOWY O ŚWIADCZENIE USŁUG PRZESYŁANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ POMIĘDZY PGE DYSTRYBUCJA S.A. ORAZ PSE OPERATOR S.A.....	30
5.2.	PLANY ROZWOJU PGE DYSTRYBUCJA	30
5.3.	PODPISANIE UMOWY SPRZEDAŻY AKCJI SPÓŁKI POLKOMTEL S.A. NA RZECZ SPARTAN CAPITAL HOLDINGS SP. Z O.O.....	30
5.4.	DECYZJE PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI W SPRAWIE KOREKT ROCZNYCH KOSZTÓW OSIEROCONYCH ZA ROK 2010.....	31
5.5.	RATING	31
5.6.	USTANOWIENIE HIPOTEKI NA AKTYWACH O ZNAJCZNEJ WARTOŚCI PRZEZ PGE GÓRNICSTWO I ENERGETYKA KONWENCJONALNA S.A.	31
5.7.	USTANOWIENIE PROGRAMU EMISJI OBLIGACJI PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A. .	32
5.8.	DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ.....	32
5.9.	KONCEPCJA ZARZĄDZANIA AKTYWAMI POZAENERGETYCZNYMI W RAMACH GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE	33
5.10.	PROGRAM KONSOLIDACJI.....	33
5.11.	INFORMACJA DOTYCZĄCA ZMIANY SKŁADU ZARZĄDU PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A. W I PÓŁROCZU 2011 ROKU	33
6.	CZYNNIKI, KTÓRE W OCENIE SPÓŁKI BĘDĄ MIAŁY WPŁYW NA OSIĄGNIĘTE PRZEZ NIĄ WYNIKI W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIEJ KOLEJNEGO KWARTAŁU.	34
7.	AKCJONARIUSZE POSIADAJĄCY BEZPOŚREDNIO LUB POŚREDNIO PRZEZ PODMIOTY ZALEŻNE CO NAJMNIEJ 5% OGÓLNEJ LICZBY GŁOSÓW NA WALNYM ZGROMADZENIU SPÓŁKI.	35
8.	ZESTAWIENIE STANU POSIADANIA AKCJI SPÓŁKI LUB UPRAWNIENI DO NICH PRZEZ OSOBY ZARZĄDZAJĄCE I NADZORUJĄCE SPÓŁKĘ NA DZIEŃ PRZEKAZANIA RAPORTU PÓŁROCZNEGO.....	35
9.	INFORMACJA DOTYCZĄCĄ EMISJI, WYKUPU I SPŁATY NIEUDZIAŁOWYCH I KAPITAŁOWYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH.....	35
10.	INFORMACJE O UDZIELENIU PRZEZ SPÓŁKĘ LUB PRZEZ JEDNOSTKĘ OD NIEJ ZALEŻNĄ PORĘCZEŃ KREDYTU LUB POŻYCZKI LUB UDZIELENIU GWARANCJI - ŁĄCZNIE JEDNEMU PODMIOTOWI LUB JEDNOSTCE ZALEŻNEJ OD TEGO PODMIOTU, JEŻELI ŁĄCZNA WARTOŚĆ ISTNIEJĄCYCH PORĘCZEŃ LUB GWARANCJI STANOWI RÓWNOWARTOŚĆ CO NAJMNIEJ 10% KAPITAŁÓW WŁASNYCH SPÓŁKI.....	36
11.	TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI.	36
12.	POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ.....	36
13.	OŚWIADCZENIA ZARZĄDU	36
13.1.	OŚWIADCZENIE W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO .	36
13.2.	OŚWIADCZENIE W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIONEGO DO BADANIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO.....	36

1. Organizacja Grupy Kapitałowej.

Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE oraz wykaz podmiotów podlegających konsolidacji zostały zamieszczone w nocie nr 1 oraz w nocie nr 2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

1.1. Opis działalności Grupy Kapitałowej

Działalność Grupy jest obecnie zorganizowana w pięciu segmentach:

(i) Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, która obejmuje wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła, (ii) Energetyka Odnawialna, która obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych, (iii) Obrót Hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi oraz paliwami, (iv) Dystrybucja energii elektrycznej oraz (v) Sprzedaż Detaliczna energii elektrycznej. Oprócz powyższych pięciu głównych linii biznesowych, Grupa PGE prowadzi również działalność w innych obszarach, w tym w obszarze telekomunikacji. W skład Grupy wchodzi także spółki, których głównym przedmiotem działalności jest realizacja strategicznych działań związanych z przygotowaniem i realizacją projektu budowy elektrowni jądrowych oraz świadczenie usług pomocniczych na rzecz spółek z sektora energetycznego i górniczego. Usługi te obejmują m.in.: (i) roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne oraz inwestycyjne w zakresie urządzeń energetycznych, (ii) wykonywanie kompleksowych badań diagnostycznych oraz pomiarów maszyn i urządzeń elektroenergetycznych, (iii) zagospodarowywanie produktów ubocznych spalania węgla, opracowywanie i wdrażanie technologii ich wykorzystywania oraz rekultywację terenów zdegradowanych, (iv) usługi medyczne i socjalne.

1.2. Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2011 roku w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie nr 2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Udziały i akcje w jednostkach zależnych i stowarzyszonych

W I półroczu 2011 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zmieniła swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- w dniu 4 lutego 2011 roku zgromadzenie wspólników Electra Deutschland GmbH podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 2.000.000 EUR do kwoty 3.350.000 EUR. Udział w podwyższonym kapitale zakładowym spółki objęła PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w dniu 1 marca 2011 roku.
- w dniu 24 lutego 2011 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych 17 akcji imiennych spółki PGE Obrót S.A. (stanowiących 0,0003% udziału w kapitale zakładowym spółki),
- w dniu 30 maja 2011 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła od akcjonariusza mniejszościowego 17 akcji imiennych spółki PGE Obrót S.A. (stanowiących 0,0003% udziału w kapitale zakładowym spółki),
- w dniu 6 czerwca 2011 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła od akcjonariusza mniejszościowego 17 akcji imiennych spółki PGE Obrót S.A. (stanowiących 0,0003% udziału w kapitale zakładowym spółki).

W I półroczu 2011 roku spółki z Grupy PGE dokonały zwiększenia swojego zaangażowania kapitałowego w następujących podmiotach:

- w dniu 19 stycznia 2011 roku zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego spółki Energetyczne Towarzystwo Finansowo-Leasingowe Energo-Utech S.A. (spółka, w której PGE Energia Odnawialna S.A. posiada 50% w kapitale zakładowym) o kwotę 10.000.000 PLN (po 5.000.000 PLN przez każdego akcjonariusza) w drodze emisji 1.000 akcji imiennych serii C o wartości nominalnej 10.000 PLN (obecny kapitał zakładowy wynosi 22.400.000 PLN).
- w dniu 26 stycznia 2011 roku NOM Sp. z o.o. dokonała wykupu mniejszościowego akcjonariusza Energo-Tel S.A. (posiadającego 0,1% akcji w kapitale zakładowym). W wyniku dokonania powyższej transakcji udział NOM Sp. z o.o. w kapitale zakładowym Energo-Tel S.A. wzrósł do 48,9%.

- w dniu 11 lutego 2011 roku zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego spółki Eolica Wojciechowo Sp. z o.o. z kwoty 3.550.000 PLN do kwoty 9.550.000 PLN, tj. o kwotę 6.000.000 PLN poprzez utworzenie 12.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 500 PLN. Nowoutworzone udziały w podwyższonym kapitale zakładowym zostały objęte po połowie przez wspólników: PGE Energia Odnawialna S.A. oraz Greentech Energy Systems A/S.
- w dniu 18 lutego 2011 roku zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego spółki Biogazownia Woźuczyn Sp. z o.o. z kwoty 250.000 PLN do kwoty 3.700.000 PLN, to jest o kwotę 3.450.000 PLN. Nowoutworzone udziały zostały objęte przez PGE Energia Odnawialna S.A.
- w dniu 18 lutego 2011 roku zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego spółki Biogazownia Łapy Sp. z o.o. z kwoty 250.000 PLN do kwoty 3.700.000 PLN, to jest o kwotę 3.450.000 PLN. Nowoutworzone udziały zostały objęte przez PGE Energia Odnawialna S.A.
- w dniu 31 marca 2011 roku zarejestrowane zostało połączenie Przedsiębiorstwa Transportowo-Sprzętowego „Betrans” Sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu (spółka przejmująca) z Przedsiębiorstwem Transportowym ELTUR-TRANS Sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni (spółka przejmowana) w drodze przeniesienia całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą w zamian za udziały utworzone w podwyższonym kapitale zakładowym spółki przejmującej, które przyznane zostały wspólnikowi spółki przejmowanej. Wskutek połączenia kapitał zakładowy „Betrans” Sp. z o.o. wynoszący 8.773.000 PLN został podwyższony o kwotę 6.096.500 PLN, tj. do kwoty 14.869.500 PLN, w drodze ustanowienia 12.193 nowych udziałów o wartości nominalnej 500 PLN każdy (udziały połączeniowe). Na dzień 30 czerwca 2011 roku jedynym wspólnikiem spółki „Betrans” Sp. z o.o. jest PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
- w dniu 26 kwietnia 2011 roku Spółka Energetyczne Towarzystwo Finansowo-Leasingowe Energo-Utech S.A. zawarła umowę kupna 50 udziałów spółki ENERGOUTECH 2 Sp. z o.o. o wartości nominalnej 100 PLN każdy udział za łączną cenę 5.000 PLN za wszystkie nabyte udziały. W dniu 26 kwietnia 2011 roku Spółka dokonała objęcia nowych 450 udziałów o wartości nominalnej 100 PLN każdy udział, to jest udziałów w łącznej wysokości 45.000 PLN, w kapitale zakładowym spółki ENERGOUTECH 2 sp. z o.o. podwyższonym do kwoty 50.000 PLN. Aktualnie Spółka posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki ENERGOUTECH 2 Sp. o.o.
- w dniu 29 kwietnia 2011 roku nastąpiła rejestracja połączenia "ELBEST" Sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu (Spółka Przejmująca) ze Spółkami Przejmowanymi: BESTUR Sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie, PHU Global-Tur Sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni, Energetyk SPA Sp. z o.o. z siedzibą w Iwoniczu-Zdrój, Centrum Szkolenia i Rekreacji Energetyk Sp. z o.o. z siedzibą w Krasnobrodzie, Media-Serwis Dychów Sp. z o.o. z siedzibą w Dychowie w trybie art. 492 ust. 1 pkt 1 KSH. W wyniku tego połączenia, będącego skutkiem reorganizacji obszarów hotelarsko-ochroniarsko-serwisowego w Grupie Kapitałowej PGE nastąpiło podwyższenie kapitału zakładowego ELBEST Sp. z o.o. do kwoty 123.895.000 PLN. Struktura udziałów „ELBEST” sp. z o.o. przedstawia się następująco: PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – 91,19%, PGE Dystrybucja S.A. – 7,60%, PGE Obrót – 1,12% oraz PGE Energia Odnawialna S.A. – 0,09%.
- w dniu 13 czerwca 2011 roku spółki EO Baltica Sp. z o.o. i Elektrownia Wiatrowa Resko Sp. z o.o. utworzyły trzy Spółki celowe: Elektrownia Wiatrowa Baltica 1 Sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica 2 Sp. z o.o. oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica 3 Sp. z o.o. Spółka Elektrownia Wiatrowa Resko Sp. z o.o. objęła po 5% udziałów w kapitale zakładowym każdej z trzech Spółek, tj. 80 udziałów o wartości nominalnej 500 PLN każdy, o łącznej wartości nominalnej 40.000 PLN w każdej z wyżej wymienionych Spółek. W dniu 22 lipca 2011 roku zarejestrowana została w KRS spółka Elektrownia Wiatrowa Baltica 1 Sp. z o.o.

W I półroczu 2011 roku spółki z Grupy PGE zmniejszyły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- w dniu 22 marca 2011 roku PGE Elektrownia Opole S.A. zawarła umowę, zgodnie z którą wyraziła zgodę na umorzenie i zbyła spółce Eltrans Sp. z o.o. z siedzibą w Brzeziu wszystkie posiadane w niej udziały, tj. 384 szt., stanowiące 40% udziału w kapitale zakładowym tej spółki, a spółka nabyła je w celu umorzenia. Po dokonaniu transakcji PGE Elektrownia Opole S.A. nie jest już wspólnikiem spółki.
- w dniu 22 marca 2011 roku PGE Elektrownia Opole S.A. zawarła umowę, zgodnie z którą wyraziła zgodę na umorzenie i zbyła spółce Energotest-Diagnostyka Sp. z o.o. z siedzibą

w Brzeziu wszystkie posiadane w niej udziały, tj. 26 szt., stanowiących 26% udziału w kapitale zakładowym tej spółki, a spółka nabyła je w celu umorzenia. Po dokonaniu transakcji PGE Elektrownia Opole S.A. nie jest już współnikiem spółki.

- w dniu 15 kwietnia 2011 roku PGE Obrót S.A. zawarła umowę sprzedaży wszystkich posiadanych przez nią udziałów w Zamojskim Przedsiębiorstwie Usługowo Produkcyjnym „Energozam” Sp. z o.o. z siedzibą w Zamościu, stanowiących łącznie 42,59% w kapitale zakładowym tej spółki.

W dniu 15 grudnia 2010 roku Walne Zgromadzenie Electra Slovakia s.r.o. podjęło uchwałę o likwidacji spółki. W dniu 25 stycznia 2011 roku likwidacja została wpisana do rejestru handlowego i od tej daty spółka posługuje się firmą Electra Slovakia s.r.o. w likwidacji.

W dniu 23 lutego 2011 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Pensjonat Dychów Sp. z o.o. (spółka w 100% zależna od PGE Energia Odnawialna S.A.) podjęło decyzję o likwidacji spółki. W dniu 11 marca 2011 roku do Sądu Rejonowego w Zielonej Górze został złożony wniosek o ogłoszenie upadłości obejmującej likwidację majątku upadłego. W dniu 10 maja 2011 roku Sąd oddalił przedmiotowy wniosek.

W dniu 14 marca 2011 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ESP-Usługi Sp. z o.o. (spółka w 100% zależna od PGE Energia Odnawialna S.A.) podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania spółki i przeprowadzenia jej likwidacji.

W dniu 30 marca 2011 roku sąd rejestrowy zarejestrował likwidację spółki PGE Inwest Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością II spółka komandytowo-akcyjna (w związku z uchwałą Zgromadzenia Wspólników z dnia 18 marca 2011 roku w tej sprawie).

W dniu 31 marca 2011 roku zarejestrowane zostało przekształcenie spółki Bio-Energia ESP Sp. z o.o. w spółkę akcyjną – obecna firma spółki to Bio-Energia ESP S.A.

W dniu 31 marca 2011 roku zarejestrowana została zmiana nazw oddziałów spółki PGE Energia Odnawialna S.A., tj.:

- firma PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział w Solinie uległa zmianie na PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Solina – Myczkowce w Solinie,
- firma PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział w Międzybrodzu Bialskim uległa zmianie na PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Porąbka – Żar w Międzybrodzu Bialskim,
- firma PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział w Czymanowie uległa zmianie na PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział EW Żarnowiec w Czymanowie,
- firma PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział w Dychowie uległa zmianie na PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie.

W dniu 9 maja 2011 roku zostało zakończone postępowanie upadłościowe Spółki Wind 1 Koszalin Sp. z o.o. (z dniem 4 czerwca 2011 roku doszło do uprawomocnienia postanowienia sądu upadłościowego). W dniu 14 czerwca 2011 roku Spółka została wykreślona z KRS.

W dniu 22 czerwca 2011 roku został podpisany plan podziału, polegający na przeniesieniu zorganizowanej części przedsiębiorstwa Spółki „ELBEST” sp. z o.o. – Zakładu Transportu na spółkę PTS „Betrans” sp. z o.o. W dniu 27 czerwca 2011 roku ww. plan podziału został złożony w Sądzie Rejonowym dla Łodzi-Śródmieścia w Łodzi.

W ciągu okresu sześciu miesięcy zakończonego dnia 30 czerwca 2011 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała żadnych istotnych obszarów swojej działalności. W nocie nr 20 skonsolidowanego sprawozdania finansowego przedstawiono informacje dotyczące działalności, która w okresie sprawozdawczym spełniła definicję przeznaczoną do zaniechania.

2. Czynniki i zdarzenia, mające wpływ na osiągnięte wyniki finansowe.

2.1. Sytuacja makroekonomiczna

Grupa PGE prowadzi działalność głównie w Polsce, dlatego też była i nadal będzie uzależniona od trendów makroekonomicznych w Polsce. Co do zasady istnieje dodatnia korelacja pomiędzy wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną a wzrostem gospodarczym, dlatego sytuacja makroekonomiczna kraju ma bezpośrednie przełożenie na wyniki finansowe osiągane przez Grupę PGE. W szczególności kontynuacja pozytywnych trendów w koniunkturze gospodarczej przyczyniła się do wzrostu popytu na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w tym okresie o około 2,5% w porównaniu do I półrocza 2010 roku.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Najważniejsze dane	I półrocze 2011	I półrocze 2010
Realny wzrost PKB (% wzrostu) ¹	4,2*	3,2
Wskaźnik inflacji (% cen konsumpcyjnych) ²	4,2	2,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh) ³	78,8	76,9

* dane szacunkowe Ministerstwo Gospodarki

Źródło: ¹ Główny Urząd Statystyczny, Realny wzrost PKB w cenach stałych roku poprzedniego, przy podstawie analogiczny okres roku poprzedniego = 100; ² Główny Urząd Statystyczny, wskaźnik inflacji przy podstawie analogiczny okres roku poprzedniego = 100; ³ PSE Operator S.A.

2.2. Ceny energii elektrycznej

Ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym

Na wyniki finansowe PGE S.A. jak również całej Grupy PGE, istotny wpływ ma sytuacja na rynku energii elektrycznej w kraju i za granicą. Szczególne znaczenie mają też ceny energii elektrycznej na rynku krajowym, a ze względu na połączenia transgraniczne pomiędzy Polską a krajami ościennymi – również sytuacja na rynkach zagranicznych.

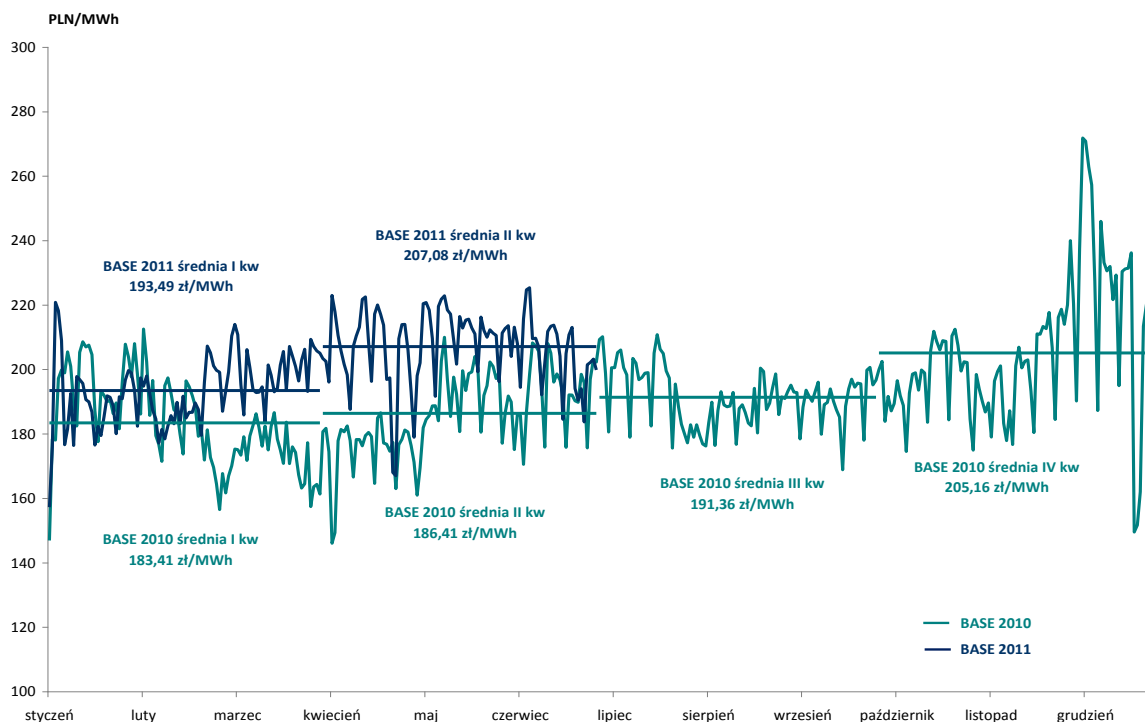
Rynek krajowy

Funkcjonowanie hurtowego rynku energii elektrycznej w I półroczu bieżącego roku uległo dalszym przeobrażeniom odzwierciedlającym m.in. wymogi art. 49a ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne (tzw. „obligo giełdowe”). Szczególnie widoczne jest zwiększenie roli Towarowej Giełdy Energii (TGE) w obrocie energią elektryczną. W bieżącym roku znacznie wzrosły obroty realizowane na TGE, skutkiem czego było zmniejszenie udziału platform GFI i TFS w ogólnym obrocie energią elektryczną. W I półroczu 2011 roku łączna ilość zawartych transakcji w kontraktach terminowych na wszystkich trzech wspomnianych rynkach wyniosła ponad 68,5 TWh.

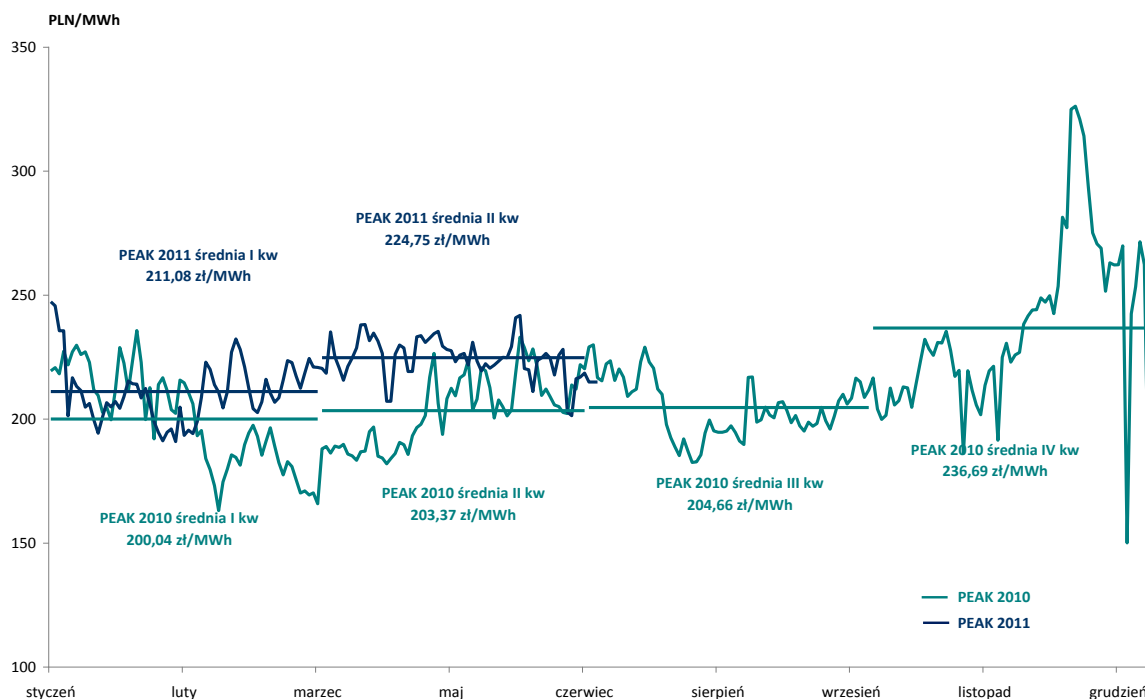
Krajowe zużycie energii w II kwartale 2011 roku wyniosło 37,1 TWh i było to o 3,5% więcej niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Łączne zużycie energii w I półroczu 2011 roku wyniosło 78,8 TWh i było o 2,5% wyższe niż w I półroczu 2010 roku.

Rynek spot: II kwartał 2011 roku charakteryzował się wysokim poziomem cen spot. Średnia cena energii na rynku dnia następnego na TGE określana indeksem IRDN24 (średnia arytmetyczna cen godzinowych) w II kwartale 2011 roku wynosiła 207,08 zł/MWh. Była zatem wyższa od kwartału poprzedniego o 7,02% i o blisko 11,09% wyższa niż w II kwartale roku 2010. Średnia cena w II kwartale 2011 roku w produkcji szczytowym wyniosła 224,75 zł/MWh.

Rysunek: Dienne i kwartalne ceny energii w godzinach odpowiadających pasmu (base) w transakcjach spot w latach 2010–2011 (TGE)*.



Rysunek: Dienne i kwartalne ceny energii w godzinach szczytowych (peak) w transakcjach spot w latach 2010–2011 (TGE)*.



* średnia arytmetyczna średnich ważonych wolumenem cen transakcji zawartych podczas fixingu i notowań ciągłych na poszczególnych godzinach z całej doby z rynków N-1 oraz N-2 dla tej samej daty dostawy

Łączne obroty w II kwartale 2011 roku na rynku spot realizowanym przez TGE i POEE wyniosły ponad 5,7 TWh, wobec 5,2 TWh w kwartale poprzedzającym. Zdecydowana większość tych obrotów została zrealizowana poprzez TGE, z uwagi na fakt, iż platforma ta została uznana przez Prezesa Urzędu

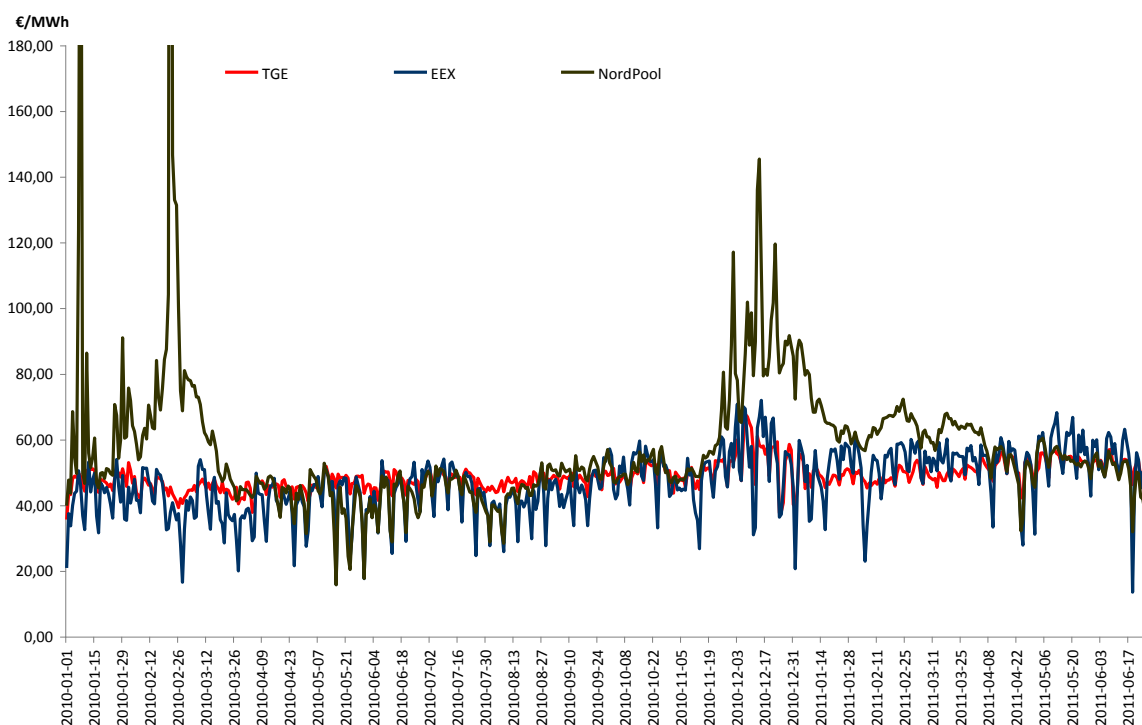
Regulacji Energetyki jako wypełnienie tzw. „obligo giełdowego” nałożonego na wytwórców. Łączny wolumen obrotu na rynku spot (TGE i POEE) w I półroczu 2011 roku wyniósł 10,9 TWh i był wyższy o blisko 4,7 TWh niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Rynek terminowy: Towarowa Giełda Energii zaczęła być dominującym miejscem handlu na rynku energii również w segmencie kontraktów terminowych. W I półroczu, zawarto na niej kontrakty o łącznym wolumenie ok. 45,2 TWh. Były to transakcje z dostawą w bieżącym roku jak i w latach następnych. Obrót ten stanowił ok. 66% całego sprzedanego w tym czasie wolumenu na rynku zorganizowanym. Na rynku, zarówno w I jak i II kwartale 2011 roku, realizowany jest handel z dostawą na rok przyszły. Łączna moc, sprzedana w I półroczu roku w produkcie pasmowym na 2012 rok to 4.864 MW, z czego 3.594 zrealizowano na TGE. Średnia cena tego produktu wyniosła w tym okresie 203,78 zł/MWh. Poza transakcjami rocznymi dużym zainteresowaniem cieszyły się również kontrakty miesięczne i kwartalne.

Rynek międzynarodowy

Wyłączenie części siłowni atomowych w Niemczech spowodowało zwiększone zapotrzebowanie na eksport energii z Polski. Dodatkowo PSE-Operator udostępniał znaczne moce przesyłowe na połączeniach transgranicznych. Powyższe czynniki oraz utrzymująca się duża różnica cen energii elektrycznej pomiędzy rynkiem niemieckim (giełda EEX) a polskim, spowodowały zwiększone zainteresowanie eksportem energii. Ceny na rynku skandynawskim (giełda NordPool) zaczęły spadać i do końca drugiego kwartału znajdowały się na nieco niższym poziomie niż w Polsce. Łączne saldo wymiany międzynarodowej – w całym I półroczu wyniosło ok. 2,8 TWh, z przewagą eksportu nad importem, podczas, gdy w analogicznym okresie roku poprzedniego było to zaledwie 0,55 TWh.

Rysunek: Porównanie cen spot na TGE oraz rynkach międzynarodowych.



Ceny energii elektrycznej na rynku detalicznym

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej w PGE Obrót S.A. w taryfach A - C wzrosły od kilku do kilkunastu procent w stosunku do cen sprzedaży energii z 2010 r.

Głównymi czynnikami wpływającymi na wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych w 2011 r. były, wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz wzrost kosztów uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia w celu wypełnienia ustawowych obowiązków nałożonych na przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

2.3. Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT

W związku z rozwiązaniem KDT zgodnie z „Ustawą o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej” („Ustawa KDT”), wytwórcy będący wcześniej stronami tychże umów uzyskali prawo do otrzymywania rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych (wydatki wytwórcy wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej). Ustawa KDT ogranicza całkowitą kwotę środków, które mogą być wypłacone wszystkim wytwórcom na pokrycie kosztów osieroconych, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 roku, do kwoty 11,6 mld PLN.

Tabela: Podstawowe dane dotyczące wytwórców Grupy objętych Ustawą KDT.

Wytwórca	Czas obowiązywania KDT	Maksymalna kwota kosztów osieroconych i dodatkowych
PGE Elektrownia Opole S.A.	do 2012	1.966 mln PLN
PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów	do 2016	2.571 mln PLN
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra	do 2010	633 mln PLN
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów	do 2009	108 mln PLN
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	do 2010	617 mln PLN
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Rzeszów	do 2012	422 mln PLN
RAZEM		6.317 mln PLN

W założonym przepisami Ustawy KDT terminie, tj. do dnia 31 grudnia 2007 roku, spółka PGE S.A. podpisała umowy rozwiązujące z wytwórcami będącymi stronami obowiązujących wówczas KDT. Tym samym wytwórcy uzyskali prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych.

Wpływ rekompensat kosztów osieroconych na wyniki osiągnięte przez Grupę PGE został opisany w nocie nr 21.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

2.4. Bilans energii GK PGE

W wyniku zmiany modelu obrotu, w tym wprowadzenia tzw. „obligo giełdowego” (por. nota nr 21.3. skonsolidowanego sprawozdania finansowego) spółki wytwórcze sprzedają energię elektryczną na rynku giełdowym a PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. kupuje energię elektryczną na tym rynku. Zmiana ta spowodowała istotne zwiększenie wolumenów i wartości sprzedanej oraz zakupionej energii elektrycznej przez Grupę PGE w porównaniu do okresów poprzednich, w których spółki wytwórcze należące do Grupy PGE sprzedawały większość wytwarzanej energii elektrycznej do innych podmiotów z Grupy PGE.

Sprzedaż energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie sprzedaży energii elektrycznej poza Grupę Kapitałową PGE (w TWh).

	I półrocze 2011	I półrocze 2010	% zmiana
Sprzedaż w TWh, z czego:	43,60	28,35	54%
Sprzedaż do odbiorców finalnych *	15,39	14,86**	4%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	27,47	11,31	143%
Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym giełda	24,93	3,80	556%
Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym pozostała	2,01	6,85	-71%
Sprzedaż do klientów zagranicznych	0,53	0,66	-20%
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,74	2,18	-66%

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

** dane doprowadzone do porównywalności

W I półroczu 2011 roku oraz w I półroczu 2010 roku Grupa sprzedała odpowiednio 43,60 TWh oraz 28,35 TWh energii elektrycznej. Zmiany w strukturze sprzedaży w I półroczu 2011 roku w porównaniu do I półrocza 2010 roku wynikały głównie ze wzrostu sprzedaży na rynku hurtowym,

a w szczególności na hurtowym rynku giełdowym. Znaczący wzrost sprzedaży na rynku giełdowym związany był ze zmianą modelu obrotu energią elektryczną w GK PGE oraz wprowadzeniem tzw. "obligo giełdowego". Pozostała sprzedaż na rynku hurtowym, sprzedaż do klientów zagranicznych oraz na rynku bilansującym ukształtowały się poniżej wartości z I półrocza 2010 roku. Nastąpił natomiast wzrost sprzedaży do odbiorców finalnych.

Zakup energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie zakupu energii elektrycznej spoza Grupy Kapitałowej PGE (w TWh).

	I półrocze 2011	I półrocze 2010	% zmiana
Suma zakupu w TWh, z czego:	18,96	5,00	279%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym giełda	16,27	-	-
Zakupy na krajowym rynku hurtowym pozostały	0,27	0,47	-43%
Zakupy poza granicami kraju.....	0,19	0,67	-72%
Zakupy na rynku bilansującym	2,23	3,86	-42%

W I półroczu 2011 roku oraz w I półroczu 2010 roku spółki z Grupy zakupiły odpowiednio 18,96 TWh oraz 5,00 TWh energii elektrycznej spoza Grupy PGE. Zmiany w strukturze zakupu w I półroczu 2011 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego wynikały głównie ze wzrostu zakupu energii na rynku giełdowym. Spadek zakupu poza granicami kraju wystąpił w związku z występowaniem niekorzystnej sytuacji rynkowej na rynkach zagranicznych, dodatkowo w sierpniu 2010 roku wygasła umowa handlowa z Vattenfall Aktiebolag dotycząca wymiany energii na połączeniu Polska – Szwecja. Nastąpił także spadek zakupu na rynku bilansującym oraz pozostałego zakupu na rynku hurtowym.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej PGE (w TWh).

	I półrocze 2011	I półrocze 2010	% zmiana
Produkcja energii ogółem w TWh, z czego:	27,26	26,21	4%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	18,07	17,90	1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym.....	6,90	6,12	13%
Elektrociepłownie węglowe.....	0,76	0,72	6%
Elektrociepłownie gazowe	1,07	0,86	24%
Elektrownie szczytowo-pompowe.....	0,19	0,25	-24%
Elektrownie wodne	0,24	0,33	-27%
Elektrownie wiatrowe.....	0,03	0,03	0%

W I półroczu 2011 roku oraz w I półroczu 2010 roku Grupa PGE wyprodukowała odpowiednio 27,26 TWh oraz 26,22 TWh energii elektrycznej. Wzrost produkcji energii elektrycznej wystąpił w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i węglem brunatnym oraz elektrociepłowniach węglowych i gazowych. Natomiast zmniejszenie produkcji energii elektrycznej wystąpiło w elektrowniach szczytowo-pompowych i elektrowniach wodnych.

Wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jak i węglem kamiennym jest głównie wynikiem wyższej produkcji w Elektrowni Turów oraz w Elektrowni Dolna Odra, w których to w I półroczu 2010 roku nie pracowały dwa bloki z uwagi na awarie. Dodatkowo w I półroczu 2011 roku w porównaniu do I półrocza 2010 nastąpiło wyższe wykorzystanie handlowe mocy elektrycznych (MWe) w Elektrowni Opole.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynikał z niższej produkcji w I półroczu 2010 roku na skutek awarii dwóch bloków w Elektrociepłowni Pomorzany, która przyczyniła się do pogorszenia dyspozycyjności bloków i ich pracy na obniżonych parametrach. Od lutego bloki pracowały na zaniżonych parametrach produkując tym samym mniej energii elektrycznej.

Wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach gazowych był w głównej mierze związany z niższą produkcją w I półroczu 2010 roku z powodu awarii bloku gazowo-parowego

w Elektrociepłowni Rzeszów, która miała miejsce 31 stycznia 2010 roku. Jej skutkiem było całkowite zaprzestanie produkcji energii elektrycznej od miesiąca lutego do czerwca.

Zmniejszenie produkcji w elektrowniach wodnych związane było z niekorzystnymi warunkami hydrologicznymi panującymi w I półroczu 2011 roku.

2.5. Produkcja i sprzedaż ciepła

W I półroczu 2011 roku w Grupie PGE produkcja ciepła netto oraz jego sprzedaż wyniosły odpowiednio 13,2 mln GJ oraz 12,4 mln GJ i były niższe w porównaniu z I półroczem 2010 roku odpowiednio o około 8% i 9% głównie z uwagi na panujące warunki atmosferyczne.

2.6. Taryfy

Spółki wchodzące w skład Grupy PGE realizują część swoich przychodów w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE: (i) taryfy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym (grupa taryfowa G); (ii) taryfy spółek dystrybucyjnych („OSD”), oraz (iii) taryfy dla ciepła.

Sprzedaż energii elektrycznej

Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców grup taryfowych G przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., w I półroczu 2011 roku odbywała się na podstawie taryfy zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy na 2011 rok rozpoczęło się 18 października 2010 roku i zakończyło 16 grudnia 2010 roku. Zatwierdzona taryfa obowiązuje od 1 stycznia 2011 roku. W I półroczu 2011 roku sprzedaż energii do klientów korporacyjnych (kluczowych i biznesowych) oraz indywidualnych innych niż z grup taryfowych G przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A. odbywała się na podstawie Taryfy dla energii elektrycznej dla klientów z grup taryfowych A, B, C i R zatwierdzonej uchwałą Zarządu PGE Obrót S.A. i obowiązującej od 1 stycznia 2011 roku oraz indywidualnie negocjowanych ofert.

Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2011”, który został przygotowany przez Prezesa URE oraz został przekazany operatorom systemów dystrybucyjnych.

Pierwsza skonsolidowana taryfa PGE Dystrybucja S.A. na 2011 rok została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2010 roku w części dotyczącej stawek opłaty przejściowej oraz w dniu 21 grudnia 2010 roku w pozostałej części. Taryfa na 2011 rok zgodnie z Uchwałą Zarządu PGE Dystrybucja S.A. z dnia 24 grudnia 2010 roku została wprowadzona do stosowania z dniem 5 stycznia 2011 roku (stawki opłaty przejściowej zgodnie z decyzją URE obowiązują od 1 stycznia 2011 roku).

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2011 rok spowodowały zmiany średnich płatności dla klientów w poszczególnych grupach taryfowych w porównaniu z rokiem 2010:

- grupa taryfowa A – spadek o 1,25%,
- grupa taryfowa B – spadek o 2,35%,
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 2,61%,
- grupa taryfowa G – wzrost o 3,34%.

Średnia cena usług dystrybucji energii elektrycznej w porównaniu z ostatnimi obowiązującymi taryfami w 2010 roku zwiększyła się o około 1,01%.

W okresie sprawozdawczym zatwierdzone taryfy na stawki usług dystrybucyjnych nie podlegały zmianom.

Taryfa dla ciepła

Stosownie do art. 47 ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla ciepła oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedłożona taryfa podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE, o ile jest zgodna z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44-46 tej ustawy. Prowadzenie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE.

Obowiązujące taryfy na energię elektryczną, usługi dystrybucyjne oraz ciepło, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, nie pokrywają w pełni kosztów ponoszonych przez Spółki z Grupy. Aktualnie poziom kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione do kalkulacji taryf dla spółek z Grupy PGE jest niższy od kosztów faktycznie ponoszonych przez te spółki.

2.7. Ceny paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w okresie sześciu miesięcy zakończonym dnia 30 czerwca 2011 oraz dnia 30 czerwca 2010 roku.

	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2011		Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2010	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	3.818	1.005	2.802	736
Gaz (tys. m ³).....	287.250	233	250.295	177
Biomasa	299	108	211	71
Olej opałowy (mazut).....	25	46	22	32
RAZEM		1.392		1.016

W I półroczu 2011 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 1.392,0 mln PLN i były wyższe o około 37% w porównaniu z I półroczem 2010 roku. Związane jest to głównie z wyższym wykorzystaniem do produkcji energii elektrycznej elektrowni opalanych węglem kamiennym oraz elektrociepłowni gazowych przy jednoczesnym wzroście cen gazu ziemnego o około 15%.

W I półroczu 2011 roku około 66% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt jest mniej podatny na zmiany cen niż paliwo z zewnętrznych źródeł. Jednakże pewne czynniki, w tym całkowita ilość wydobytego węgla brunatnego, koszty zdjęcia nakładu zalegającego nad węglem, koszty pracownicze oraz opłaty środowiskowe, wpływają na ponoszone przez Grupę koszty wydobycia i tym samym koszty wytwarzania energii elektrycznej w Grupie PGE.

2.8. Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień Emisyjnych na lata 2008-2012 („KPRU II”)

Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO₂, w odniesieniu do wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji, podlega notyfikacji Komisji Europejskiej. W związku z tym, iż Komisja Europejska przy okazji obu dotychczasowych okresów rozliczeniowych ograniczyła ilość przyznanych Polsce uprawnień do emisji CO₂ w stosunku do wnioskowanej w KPRU, przyznawane limity stanowią istotne ograniczenie dla sektora elektroenergetycznego.

Na okres rozliczeniowy obejmujący lata 2008-2012, Polska starała się o przyznanie limitu w wysokości 284 mln ton CO₂. Decyzją Komisji Europejskiej przyznano Polsce średnioroczny limit w wysokości 208,5 mln ton. Zgodnie z obecnym KPRU II na elektrownie zawodowe przypada jedynie 110,8 mln ton CO₂, podczas gdy jego emisja w normalnych warunkach szacowana jest na około 120 mln ton.

Tabela: Podział limitów uprawnień do emisji (w tonach).

Sektor	Przydział średnioroczny uprawnień tony CO ₂
Elektrownie zawodowe	110.791.200
Elektrociepłownie zawodowe	25.391.008

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO₂ z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2011 roku (w porównaniu z ilością uprawnień przyznanych w drodze nieodpłatnych alokacji).

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2011 roku w porównaniu do średniorocznego przydziału uprawnień do emisji CO₂.

Operator	Emisja CO ₂ w I półroczu 2011	Przydział średnioroczny wg KPRU II na 2011 rok
PGE GiEK Oddział Elektrownia Bełchatów	15.051.154	26.937.155
PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów	5.804.955	11.158.636
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra	3.476.413	5.680.137
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	577.964	1.155.252
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów	233.091	479.305
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	281.169	570.840
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Rzeszów	178.004	303.155
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Kielce	97.533	194.547
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Zgierz	50.670	104.988
PGE Elektrownia Opole S.A.	3.641.495	6.475.340
RAZEM	29.392.448	53.059.355

3. Istotne dokonania oraz niepowodzenia Spółki w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących.

3.1. Wyniki finansowe Grupy

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

W I półroczu 2011 roku Grupa wykazała całkowite przychody ze sprzedaży na poziomie 13.915,3 mln PLN, w porównaniu do 10.132,7 mln PLN w I półroczu 2010 roku. Największy przyrost przychodów nastąpił w przychodach ze sprzedaży towarów i produktów, które wzrosły o 3.630,4 mln PLN głównie z powodu: (i) wzrostu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym, w związku ze zmianą modelu obrotu, w tym wprowadzenia tzw. „obligo giełdowego” (por. nota nr 21.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego), (ii) wzrostu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych, (iii) wzrostu przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych oraz (iv) wzrostu przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii. Ujemny wpływ na odchylenie na przychodach ze sprzedaży towarów i produktów miał spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na rynek bilansujący. Na poziom przychodów ze sprzedaży wpływ miało również osiągnięcie wyższych o 133,3 mln PLN przychodów z tytułu rekompensat KDT.

Koszt własny sprzedaży w I półroczu 2011 roku wyniósł 10.043,1 mln PLN, co oznacza wzrost o około 47% w porównaniu do I półrocza 2010 roku. Wzrost kosztu własnego sprzedaży był spowodowany przede wszystkim wzrostem wartości sprzedanych towarów i materiałów o 3.040,4 mln PLN, w związku ze zmianą modelu obrotu energią elektryczną w GK PGE i realizacją tzw. „obligo giełdowego”.

Zysk brutto ze sprzedaży w I półroczu 2011 roku wyniósł 3.872,3 mln PLN w porównaniu do 3.286,0 mln PLN w I półroczu 2010 roku, co oznacza wzrost o około 18%.

W I półroczu 2011 roku łączne koszty sprzedaży i dystrybucji Grupy PGE wyniosły 785,3 mln PLN, co stanowiło wzrost o około 5% w porównaniu z I półroczem 2010 roku. Wzrost kosztów sprzedaży i dystrybucji był głównie związany z poniesieniem przez PGE Obrót S.A. wyższych kosztów umorzenia praw majątkowych.

W I półroczu 2011 roku koszty ogólnego zarządu wyniosły 352,3 mln PLN, co oznacza wzrost o około 7% w porównaniu do I półrocza 2010 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w I półroczu 2011 roku był ujemny i wyniósł 71,2 mln PLN w porównaniu do dodatniego wyniku w wysokości 70,0 mln PLN w I półroczu 2010 roku.

Pozostałe przychody operacyjne Grupy w I półroczu 2011 roku wyniosły 118,2 mln PLN, co oznacza spadek o około 54% w stosunku do kwoty 257,2 mln PLN osiągniętej w I półroczu 2010 roku. Zmniejszenie pozostałych przychodów operacyjnych jest związane przede wszystkim z niższym o 95,3 mln PLN poziomem rozwiązanych rezerw bilansowych, niższym o 23,4 mln PLN poziomem otrzymanych odszkodowań, kar i grzywien oraz niższym o 16,9 mln PLN poziomem rozwiązanych odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów.

Pozostałe koszty operacyjne Grupy w I półroczu 2011 roku wyniosły 189,3 mln PLN, co stanowiło wzrost o około 1% w porównaniu do I półrocza 2010 roku.

W I półroczu 2011 roku wynik na działalności finansowej był ujemny i wyniósł 57,9 mln PLN w porównaniu do ujemnego wyniku na działalności finansowej w wysokości 115,5 mln PLN w I półroczu 2010 roku.

Przychody finansowe Grupy w I półroczu 2011 roku wyniosły 149,2 mln PLN, co oznacza spadek o około 41% w stosunku do kwoty 254,5 mln PLN osiągniętej w I półroczu 2010 roku. Zmniejszenie przychodów finansowych jest związane przede wszystkim z osiągnięciem niższych o 74,7 mln PLN przychodów z tytułu odsetek oraz niższym o 14,0 mln PLN zyskiem z tytułu zbycia inwestycji.

Spadek kosztów finansowych o 162,9 mln PLN w I półroczu 2011 roku w porównaniu z I półroczem 2010 roku wynika głównie z niższej o 90,3 mln PLN wartości ujemnych różnic kursowych, niższych o 47,9 mln PLN kosztów odsetek oraz niższym o 16,6 mln PLN poziomem kosztów związanych z aktualizacją wartości instrumentów finansowych.

Udział w zysku jednostek stowarzyszonych wyniósł 168,4 mln PLN i był wyższy o 56,2 mln PLN w porównaniu do I półrocza 2010 roku. Udział w zysku jednostek stowarzyszonych dotyczy głównie udziału PGE S.A. w zyskach spółki Polkomtel S.A.

W efekcie powyższych zmian zysk brutto Grupy w I półroczu 2011 roku ukształtował się na poziomie 2.774,0 mln PLN w porównaniu do 2.277,6 mln PLN w I półroczu 2010 roku.

W I półroczu 2011 roku marża zysku brutto Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) zmniejszyła się do 20% z 22% w I półroczu 2010 roku. Spadek ten związany jest ze zmianą modelu obrotu energią elektryczną w Grupie i realizacją przez wytwórców tzw. „obligo giełdowego”. Zmiana ta spowodowała zwiększenie przychodów prezentowanych w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów i pomimo realizacji wyższego zysku brutto osiągnięcie niższej marży zysku brutto.

Po uwzględnieniu podatku dochodowego zysk netto w I półroczu 2011 roku wyniósł 2.261,8 mln PLN w porównaniu do 1.842,4 mln PLN w I półroczu 2010 roku.

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w I półroczu 2011 roku zwiększył się o 720,8 mln PLN w porównaniu z I półroczem 2010 roku i wyniósł 2.220,2 mln PLN. Znaczący wzrost zysku netto dla akcjonariuszy jednostki dominującej jest efektem dokonanych przekształceń w GK PGE, tj. połączenia spółek PGE Górnictwo i Energetyka S.A. i PGE Energia S.A. z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w wyniku realizacji Programu Konsolidacji oraz wykupem od Ministerstwa Skarbu Państwa pakietów mniejszościowych akcji w kluczowych spółkach Grupy PGE.

Łączne całkowite dochody Grupy w I półroczu 2011 roku wyniosły 2.263,0 mln PLN w porównaniu do 1.844,1 mln PLN w I półroczu 2010 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku oraz na dzień 31 grudnia 2010 roku, aktywa trwałe Grupy wynosiły odpowiednio 43.152,2 mln PLN oraz 44.137,4 mln PLN i stanowiły odpowiednio 82% i 86% aktywów ogółem.

Zmniejszenie wartości aktywów trwałych o 985,2 mln PLN w okresie zakończonym 30 czerwca 2011 roku w porównaniu do roku zakończonym 31 grudnia 2010 roku spowodowane było głównie spadkiem wartości udziałów i akcji w jednostkach stowarzyszonych wykazywanych metodą praw własności o 1.349,3 mln PLN i związane było przede wszystkim z reklasyfikacją posiadanych akcji w spółce Polkomtel S.A. z aktywów trwałych do aktywów obrotowych (prezentacja w pozycji aktywa grupy zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży). Spadek ten został częściowo zbilansowany wzrostem wartości rzeczowych aktywów trwałych o 290,3 mln PLN oraz pozostałych aktywów długoterminowych o 82,8 mln PLN (głównie w wyniku wzrostu wartości zaliczek na zakup udziałów i akcji oraz rzeczowych aktywów trwałych).

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku oraz na dzień 31 grudnia 2010 roku wyniosły odpowiednio 9.246,5 mln PLN oraz 7.285,8 mln PLN.

Zwiększenie wartości aktywów obrotowych Grupy o 1.960,7 mln PLN w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2011 roku w stosunku do roku zakończonym dnia 31 grudnia 2010 roku było spowodowane głównie opisaną powyżej reklasyfikacją posiadanych akcji w spółce Polkomtel S.A. do

pozycji: aktywa grupy zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży, wzrostem pozostałych aktywów krótkoterminowych o 375,8 mln PLN oraz wzrostem wartości zapasów o 183,5 mln PLN.

Wzrost wartości pozostałych aktywów krótkoterminowych w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2011 roku w porównaniu z rokiem obrotowym zakończonym dnia 31 grudnia 2010 roku wynikał głównie z ujęcia należności z tytułu dywidend od jednostek stowarzyszonych oraz wzrostu poziomu należności z tytułu naliczonego VAT.

Wzrost wartości zapasów w okresie zakończonym 30 czerwca 2011 roku w porównaniu z rokiem obrotowym zakończonym 31 grudnia 2010 roku był związany głównie ze zwiększeniem stanu zapasów uprawnień do emisji CO₂ przeznaczonych do sprzedaży, wzrostem poziomu zapasów materiałów oraz półproduktów i produkcji w toku, jak również wzrostem poziomu zapasów świadectw pochodzenia energii elektrycznej. Zwiększenie to zostało częściowo skompensowane spadkiem zapasów produktów gotowych.

Wzrost stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2011 roku w porównaniu z rokiem obrotowym zakończonym dnia 31 grudnia 2010 roku został opisany w części dotyczącej sprawozdania z przepływów pieniężnych.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku oraz na dzień 31 grudnia 2010 roku kapitał własny ogółem Grupy wyniósł odpowiednio 38.651,2 mln PLN oraz 37.632,1 mln PLN, co stanowi odpowiednio 74% oraz 73% kapitałów i zobowiązań ogółem. Kapitał udziałowców niekontrolujących według stanu na dzień 30 czerwca 2011 roku oraz na dzień 31 grudnia 2010 roku wyniósł odpowiednio 612,5 mln PLN oraz 598,8 mln PLN.

Wzrost kapitału własnego ogółem o 1.019,1 mln PLN był głównie spowodowany ujęciem wypracowanego w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2011 roku zysku netto w wysokości 2.261,8 mln PLN. Ujemny wpływ na kapitał własny miało ujęcie podziału zysku za 2010 rok i przeznaczenie części zysku netto tj. 1.215,3 mln PLN na wypłatę dywidendy oraz wykazanie korekty wpłaty z zysku za ubiegłe okresy w wysokości o 0,4 mln PLN.

Zobowiązania długoterminowe na dzień 30 czerwca 2011 roku wyniosły 7.201,3 mln PLN i były wyższe o 1,5 mln PLN od stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku. Zmiana stanu zobowiązań długoterminowych wynika głównie z wyższej o 201,5 mln PLN wartości rezerwy na odroczone podatki dochodowe, wyższego o 132,8 mln PLN poziomu rozliczeń międzyokresowych przychodów i dotacji rządowych oraz niższego o 298,6 mln PLN poziomu zadłużenia z tytułu kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu.

Spadek poziomu zadłużenia długoterminowego na dzień 30 czerwca 2011 roku w porównaniu ze stanem na dzień 31 grudnia 2010 roku związany jest głównie ze spadkiem wartości długoterminowych kredytów i pożyczek z poziomu 1.804,4 mln PLN na dzień 31 grudnia 2010 roku do poziomu 1.505,8 mln PLN na dzień 30 czerwca 2011 roku tj. o 298,6 mln PLN.

Zobowiązania krótkoterminowe zmniejszyły się z 6.591,4 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku do 6.546,2 mln PLN na dzień 30 czerwca 2011 roku przede wszystkim w związku ze spadkiem pozostałych zobowiązań finansowych o 505,2 mln PLN (głównie w wyniku zmniejszenia zobowiązań z tytułu zakupu rzeczowych aktywów trwałych), spadkiem zadłużenia krótkoterminowego z tytułu oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu o 222,7 mln PLN, spadkiem poziomu rezerw krótkoterminowych o 187,7 mln PLN (głównie na skutek zmniejszenia poziomu rezerw na zakup uprawnień do emisji CO₂ oraz rezerw na wartość praw majątkowych przeznaczonych do umorzenia częściowo skompensowanego przez zwiększenie wartości rezerw na premię roczną, niewykorzystane urlopy oraz utworzeniem rezerwy na realizację Programu Dobrowolnych Odejść). Wpływ na poziom zobowiązań krótkoterminowych miał również spadek poziomu zobowiązań z tytułu dostaw i usług o 161,7 mln PLN oraz spadek zobowiązań z tytułu podatku dochodowego o 150,4 mln PLN. Spadek poziomu wyżej opisanych pozycji został częściowo skompensowany przez wzrost wartości pozostałych zobowiązań niefinansowych, głównie w związku z ujęciem zobowiązań z tytułu wypłaty dywidendy.

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Stan środków pieniężnych na dzień 30 czerwca 2011 roku wyniósł 2.842,8 mln PLN i był niższy niż na koniec analogicznego okresu 2010 roku o 4.420,9 mln PLN.

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2011 roku wyniosły 2.950,1 mln PLN w porównaniu do 3.419,8 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym dnia 30 czerwca 2010 roku. Spadek przepływów z działalności operacyjnej w okresie sześciu miesięcy zakończonym dnia 30 czerwca 2011 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego dnia 30 czerwca 2010 roku jest spowodowany między innymi zmianą stanu należności (zmniejszenie przepływów pieniężnych o 337,2 mln PLN), zmianą stanu zapasów (zmniejszenie przepływów pieniężnych o 220,1 mln PLN), zmianą stanu rezerw (zmniejszenie przepływów pieniężnych o 134,1 mln PLN), zmianą stanu zobowiązań z wyjątkiem kredytów i pożyczek (zmniejszenie przepływów pieniężnych o 115,4 mln PLN) oraz zmianą stanu rozliczeń międzyokresowych (zmniejszenie przepływów pieniężnych o 40,0 mln PLN). Zmniejszenie przepływów pieniężnych z powyższych tytułów zostało częściowo skompensowane zwiększeniem zysku brutto z działalności kontynuowanej o 496,4 mln PLN.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2011 roku wyniosły 2.166,3 mln PLN i były wyższe o 359,4 mln PLN w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2010 roku. Na saldo przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2011 roku złożyły się przede wszystkim wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie 2.130,4 mln PLN oraz aktywów finansowych 85,8 mln PLN.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2011 roku wyniosły 677,9 mln PLN w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 2.055,2 mln PLN za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2010 roku. Na saldo przepływów pieniężnych z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2011 roku złożyły się przede wszystkim: (i) saldo wpływów/spłat z tytułu kredytów, emisji obligacji i leasingu finansowego w wysokości (-)535,0 mln PLN, (ii) dywidendy wypłacone akcjonariuszom (-)91,5 mln PLN oraz (iii) zapłacone odsetki w wysokości (-)53,6 mln PLN. W I półroczu 2011 roku zostały spłacone między innymi kredyty inwestycyjne w PGE Elektrownia Opole S.A. w kwocie 212,6 mln PLN oraz w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. w kwocie 91,7 mln PLN.

3.2. Segmenty działalności

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jednostka	I półrocze 2011	I półrocze 2010
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	22,81	21,52
Produkcja energii elektrycznej netto*, w tym:	TWh	27,26	26,21
Elektrownie opalane węglem brunatnym	TWh	18,07	17,90
Elektrownie opalane węglem kamiennym	TWh	6,90	6,12
Elektrociepłownie węglowe	TWh	0,76	0,72
Elektrociepłownie gazowe	TWh	1,07	0,86
Elektrownie szczytowo-pompowe	TWh	0,19	0,25
Elektrownie wodne	TWh	0,24	0,33
Elektrownie wiatrowe	TWh	0,03	0,03
Sprzedaż ciepła	mln GJ	12,37	13,62
Sprzedaż do Odbiorców Finalnych **	TWh	15,85	15,36
Sprzedaż do Odbiorców Finalnych poza GK PGE***, w tym: Taryfa G	TWh	15,34	14,81
w tym: Taryfa G	TWh	4,61	4,61
Dystrybucja energii elektrycznej****	TWh	15,37	15,13

* w tym produkcja z biomasy w okresie I-VI 2011 roku – 0,42 TWh, w okresie I-VI 2010 roku – 0,28 TWh

** sprzedaż PGE Obrót SA z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

*** łączna sprzedaż PGE Obrót SA z doszacowaniem

**** z doszacowaniem

Tabela: Podział przychodów brutto Grupy (łącznie z przepływami międzysegmentowymi), w podziale na segmenty działalności, za I półrocze 2011 oraz 2010 roku.

w mln PLN	Przychody brutto ogółem					
	I półrocze		I półrocze		% zmiana	
	2011	(%) udział	2010	(%) udział		
Energetyka Konwencjonalna	6.718,0	31%	6.183,4	28%	9%	
Energetyka Odnawialna	271,4	1%	323,5	1%	-16%	
Obrót Hurtowy	5.010,4	23%	6.007,6	27%	-17%	
Dystrybucja	2.628,7	12%	2.494,7	11%	5%	
Sprzedaż Detaliczna	6.227,3	29%	6.198,7	28%	0%	
Pozostała Działalność	850,4	4%	826,0	4%	3%	
Ogółem	21.706,2	100%	22.033,9	100%	-1%	
Wyłączenia międzysegmentowe	-7.790,9		-11.901,2		-35%	
Przychody netto	13.915,3		10.132,7		37%	

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za I półrocze 2011 roku (po dokonaniu wyłączeń).

w mln PLN, o ile nie podano inaczej	Energetyka Konwencjonalna	Energetyka Odnawialna	Obrót Hurtowy	Dystrybucja	Sprzedaż Detaliczna	Pozostała działalność
	I półrocze 2011					
	EBITDA	2.775,1	104,5	110,1	854,1	80,2
EBIT	2.030,8	40,4	98,0	404,6	75,9	20,0
Nakłady inwestycyjne	1.098,1	68,1	3,7	392,8	1,9	46,2
Aktywa segmentu	27.462,0	1.793,2	769,6	13.520,5	1.766,7	1.097,5

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za I półrocze 2010 roku (po dokonaniu wyłączeń).

w mln PLN, o ile nie podano inaczej	Energetyka Konwencjonalna	Energetyka Odnawialna	Obrót Hurtowy	Dystrybucja	Sprzedaż Detaliczna	Pozostała działalność
	I półrocze 2010					
	EBITDA	2.336,5	165,0	102,2	745,6	140,2
EBIT	1.589,2	102,1	89,7	312,5	136,0	44,8
Nakłady inwestycyjne	1.359,6	52,0	13,4	342,5	3,1	87,2
Aktywa segmentu	25.232,4	1.697,8	580,0	13.361,2	1.614,0	1.079,9

3.2.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

W I półroczu 2011 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Energetyka Konwencjonalna wyniosły 6.718,0 mln PLN, co oznacza wzrost o około 9% w porównaniu z I półroczem 2010 roku. Wynik operacyjny (EBIT) segmentu w I półroczu 2011 roku wyniósł 2.030,8 mln PLN, a wynik operacyjny powiększony o amortyzację (EBITDA) 2.775,1 mln PLN. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 1.589,2 mln PLN, natomiast EBITDA 2.336,5 mln PLN. Wzrost EBIT w I półroczu 2011 roku w porównaniu do I półrocza 2010 roku jest głównie spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz osiągnięciem wyższych o 133,3 mln PLN przychodów z tytułu rekompensat KDT. Wyższy poziom przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wynika z wyższego wolumenu sprzedawanej energii oraz wzrostu cen sprzedaży energii.

W I półroczu 2011 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna wyniosły 1.098,1 mln PLN w porównaniu do 1.359,6 mln PLN w I półroczu 2010 roku.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne za I półrocze 2011 i 2010 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2011	I półrocze 2010	% zmiana
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1.032,4	1.262,0	-18%
Rozwojowe.....	837,9	1.053,8	-20%
Modernizacyjno-odtworzeniowe.....	194,5	208,2	-7%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych.....	10,9	15,4	-29%
Teleinformatyka.....	5,7	9,4	-39%
Środki transportu.....	2,5	0,9	178%
Pozostałe.....	46,6	71,9	-35%
RAZEM.....	1.098,1	1.359,6	-19%

W I połowie 2011 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty: (i) modernizacja bloków 5-6 w Elektrowni Bełchatów (281,2 mln PLN), (ii) modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów (48,6 mln PLN) (iii) budowa bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów (203,3 mln PLN), (iv) budowa instalacji odsiarczania spalin bloków 1 i 2 w Elektrowni Bełchatów (93,7 mln PLN), (v) budowa instalacji odsiarczania spalin bloków 5 i 6 w Elektrowni Dolna Odra (77,2 mln PLN) oraz budowa kotła parowego wytwarzającego energię elektryczną z biomasy w Elektrowni Szczecin (63,8 mln PLN)

3.2.2 Segment Energetyka Odnawialna

W I półroczu 2011 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Energetyki Odnawialnej wyniosły 271,4 mln PLN w porównaniu do 323,5 mln PLN w I półroczu 2010 roku. EBIT segmentu w I półroczu 2011 roku wyniósł 40,4 mln PLN, a EBITDA 104,5 mln PLN. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 102,1 mln PLN, natomiast EBITDA 165,0 mln PLN. Na spadek EBIT w I półroczu 2011 roku wpłynął głównie niższy wolumen produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wynikający z niekorzystnej sytuacji hydrologicznej.

W I półroczu 2011 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyki Odnawialnej wyniosły 68,1 mln PLN w porównaniu do 52,0 mln PLN w I półroczu 2010 roku.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I półroczu 2011 i 2010 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2011	I półrocze 2010	% zmiana
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	65,5	50,0	31%
Rozwojowe.....	2,4	3,9	-38%
Modernizacyjno-odtworzeniowe.....	63,1	46,1	37%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych.....	0,1	0,3	-67%
Teleinformatyka.....	0,6	0,6	0%
Środki transportu.....	0,1	0,3	-67%
Pozostałe.....	1,8	0,8	125%
RAZEM.....	68,1	52,0	31%

3.2.3 Segment Obrotu Hurtowego

W I półroczu 2011 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły 5.010,4 mln PLN, co oznacza spadek o około 17% w porównaniu z I półroczem 2010 roku. Spadek przychodów ze sprzedaży związany jest głównie ze zmianą modelu obrotu w GK PGE. EBIT segmentu w I półroczu 2011 roku wyniósł 98,0 mln PLN, a EBITDA 110,1 mln PLN. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 89,7 mln PLN, natomiast EBITDA 102,2 mln PLN. Wyższy EBIT w I półroczu 2011 roku w porównaniu z I półroczem 2010 roku w segmencie Obrotu Hurtowego wynikał głównie z realizacji wyższej marży na obrocie produktami powiązаныmi, która zrównoważyła

niższą marżę na obrocie energią elektryczną i niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej (w porównywalnym okresie roku poprzedniego zmniejszono rezerwę na koszty związane z rozszczeniem Alpiq Holding AG).

W I półroczu 2011 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły 3,7 mln PLN i dotyczyły głównie nakładów na teleinformatykę.

3.2.4 Segment Dystrybucja

W I półroczu 2011 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Dystrybucji wyniosły 2.628,7 mln PLN, w porównaniu z 2.494,7 mln PLN w I półroczu 2010 roku. EBIT segmentu w I półroczu 2011 roku wyniósł 404,6 mln PLN, a EBITDA 854,1 mln PLN. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 312,5 mln PLN, natomiast EBITDA 745,6 mln PLN. Wzrost EBIT o 29% wynikał głównie ze wzrostu przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej na skutek wyższego wolumenu energii dystrybuowanej, zmiany średnich stawek w poszczególnych grupach taryfowych oraz wzrostu przychodów z tytułu opłaty przyłączeniowej.

W I półroczu 2011 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji wyniosły 392,8 mln PLN i stanowiły około 24% nakładów poniesionych w Grupie PGE. W I półroczu 2010 roku nakłady inwestycyjne w tym segmencie wynosiły 342,5 mln PLN, co stanowiło ponad 18% łącznych nakładów inwestycyjnych w Grupie. Nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie przyłączenia nowych odbiorców i stanowiły odpowiednio 49% oraz 50% łącznych nakładów poniesionych w segmencie w I półroczu 2011 i 2010 roku oraz inwestycji wynikających z budowy nowych sieci elektroenergetycznych WN, SN i NN odpowiednio około 32% oraz 27% łącznych nakładów poniesionych w segmencie w I półroczu 2011 i 2010 roku.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w I półroczu 2011 oraz 2010 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2011	I półrocze 2010	% zmiana
Sieci elektroenergetyczne WN, SN i NN.....	127,0	90,8	40%
Łączność, telemechanika i układy pomiarowe	39,8	24,5	62%
Teleinformatyka	5,2	10,8	-52%
Wykup gruntów.....	5,0	1,2	317%
Przyłączenie odbiorców.....	193,6	170,1	14%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych.....	8,0	24,3	-67%
Pozostałe.....	14,2	20,8	-32%
RAZEM.....	392,8	342,5	15%

3.2.5 Segment Sprzedaż Detaliczna

W I półroczu 2011 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły 6.227,3 mln PLN, natomiast w I półroczu 2010 r. wynosiły 6.198,7 mln PLN. EBIT segmentu w I półroczu 2011 roku wyniósł 75,9 mln PLN, a EBITDA 80,2 mln PLN. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 136,0 mln PLN, natomiast EBITDA 140,2 mln PLN. Spadek EBIT w segmencie Sprzedaży Detalicznej o około 44% w I półroczu 2011 roku w porównaniu do I półrocza 2010 roku wynikał głównie z wyższych kosztów wynikających z obowiązku umorzenia praw majątkowych (świadectw pochodzenia energii elektrycznej), co w części zostało skompensowane wzrostem cen sprzedaży.

Nakłady inwestycyjne w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły w I półroczu 2011 roku 1,9 mln PLN i stanowiły około 0,1% nakładów w Grupie PGE i dotyczyły głównie nakładów na teleinformatykę (systemy związane z obsługą klientów), modernizację małych elektrowni wodnych (MEW) oraz zakup Gotowych Dóbr Inwestycyjnych.

3.2.6 Pozostała działalność

W I półroczu 2011 roku przychody ze sprzedaży ogółem dla Pozostałej działalności wyniosły 850,4 mln PLN, w porównaniu z 826,0 mln PLN w I półroczu 2010 roku. EBIT segmentu w I półroczu 2011 roku wyniósł 20,0 mln PLN, a EBITDA 71,1 mln PLN. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 44,8 mln PLN, natomiast EBITDA 100,6 mln PLN. Spadek EBIT dla

segmentu pozostałej działalności w I półroczu 2011 roku w porównaniu do I półrocza 2010 roku wynikał głównie z wyższych kosztów poniesionych przez spółki tego segmentu w porównaniu z I półroczem 2010 roku.

Nakłady inwestycyjne w rzeczowy majątek trwały w ramach pozostałej działalności w I półroczu 2011 roku wyniosły 46,2 mln PLN. W ramach powyższej kwoty w I półroczu 2011 roku 9,5 mln PLN zostało wydane przez spółkę Exatel S.A. na rozwój infrastruktury teleinformatycznej, natomiast pozostałe nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie wydatków na rozwój i modernizację środków trwałych niezbędnych do świadczenia usług w ramach działalności pomocniczej.

W okresie objętym niniejszym raportem PGE S.A. nie odnotowała żadnych istotnych niepowodzeń w swojej działalności, które miałyby wpływ na osiągnięte wyniki.

3.3. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

4. Ryzyka i zagrożenia Grupy Kapitałowej PGE S.A.

Działalność głównych spółek z Grupy Kapitałowej PGE podobnie jak innych podmiotów działających w sektorze elektroenergetycznym narażona jest na szereg ryzyk i zagrożeń zarówno zewnętrznych związanych z otoczeniem rynkowym, regulacyjno-prawnym jak i wewnętrznych związanych z prowadzeniem działalności operacyjnej.

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka i zagrożenia, na które narażona jest działalność Grupy Kapitałowej PGE.

4.1. Czynniki ryzyka związane z otoczeniem rynkowym oraz ogólną sytuacją makroekonomiczną w kraju i na świecie

4.1.1 Ryzyko związane z sytuacją makroekonomiczną w kraju i na świecie

Na działalność Grupy PGE mają wpływ głównie czynniki makroekonomiczne dotyczące polskiej gospodarki, w szczególności wysokość stóp procentowych, kurs złotego do innych walut, wysokość inflacji, stopa bezrobocia, poziom polskiego PKB oraz zmiany kierunków polityki gospodarczej i podatkowej państwa, jak również poziom i zmienność cen energii elektrycznej, paliw, uprawnień do emisji CO₂ oraz dostępność surowców niezbędnych do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Oprócz czynników dotyczących polskiej gospodarki, na naszą działalność wpływają również czynniki makroekonomiczne dotyczące gospodarek innych krajów, w szczególności pozostałych państw członkowskich Unii Europejskiej. Pogorszenie się ogólnej sytuacji gospodarczej w Polsce lub na świecie może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

4.1.2 Ryzyko rosnącej konkurencji (prawo swobodnego wyboru dostawcy energii)

W związku z postępującym rozwojem rynku detalicznego, wzrastającą wiedzą odbiorców energii w zakresie funkcjonowania rynku i przysługujących im praw (w tym prawa zmiany sprzedawcy), a także narastającą aktywnością sprzedawców energii, Grupa PGE jest narażona na ryzyko utraty dotychczasowych klientów na rynku detalicznym oraz na ryzyko zmniejszenia marży realizowanej na sprzedaży dotychczasowym odbiorcom. Podkreślić jednak należy, że rozwój rynku jest jednocześnie szansą dla obszaru sprzedaży detalicznej Grupy PGE na pozyskanie nowych klientów, spoza historycznego terenu działania spółki sprzedaży detalicznej Grupy PGE, a w konsekwencji zwiększenie wolumenu sprzedaży oraz wysokości realizowanych zysków.

4.1.3 Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło

Przychody Grupy Kapitałowej PGE w istotny sposób uzależnione są od poziomu zużycia energii elektrycznej i ciepła przez odbiorców finalnych. W perspektywie długoterminowej zakładany jest wzrost zużycia energii elektrycznej. Nie ma jednak gwarancji, że wzrost ten nastąpi oraz czy jego dynamika osiągnie zakładany poziom. Powodem spadku zapotrzebowania na energię elektryczną może być w szczególności: (i) spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego, (ii) możliwość ograniczenia zużycia energii elektrycznej przez odbiorców słabych ekonomicznie, (iii) rozwój nowych energooszczędnych technologii, (iv) warunki atmosferyczne. Zmniejszenie się tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ograniczony dostęp do mocy przesyłowych na połączeniach transgranicznych limitujący możliwości wyeksportowania wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej za granicę, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność i wyniki finansowe spółek z Grupy.

4.2. Czynniki ryzyka związane z otoczeniem regulacyjno-prawnym

4.2.1 Ryzyko polityczne

Działalność Grupy Kapitałowej PGE w jej podstawowych obszarach działalności, tj. w wytwarzaniu, wydobyciu węgla brunatnego, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, podlega kierunkom polityki przyjmowanym przez władze i organy polskie, organy Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej oraz innych państw. Czynniki polityczne mogą wywierać wpływ na zmiany tych przepisów, regulacji i polityki, co z kolei może wpływać na działalność Grupy, m.in. w zakresie kształtowania cen energii elektrycznej, ciepła i usług dystrybucyjnych stosowanych wobec odbiorców, w szczególności gospodarstw domowych.

4.2.2 Ryzyko zmian prawa i innych regulacji dotyczących naszej działalności, a także zmian ich interpretacji lub stosowania

Działalność Grupy podlega licznym przepisom i regulacjom polskim oraz europejskim (włączając w to traktaty, rozporządzenia, dyrektywy, decyzje Komisji Europejskiej oraz orzeczenia Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości) oraz prawu międzynarodowemu (traktaty, inne umowy międzynarodowe).

Przepisy prawa, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie oraz działania właściwych organów istotne dla działalności Grupy, podlegają zmianom. W szczególności, Prawo Energetyczne podlegało nowelizacji kilkadziesiąt razy, a część z tych nowelizacji wprowadzała zasadnicze zmiany w zakresie regulacji podstawowych obszarów działalności. Rodzaje, kierunki i zakresy takich zmian mogą mieć trudny do przewidzenia wpływ na działalność Grupy.

Ponadto regulacje dotyczące ochrony środowiska naturalnego stają się coraz bardziej rygorystyczne, a dostosowanie się do zmian w tym zakresie wiązać się może z poniesieniem dodatkowych znacznych nakładów. Nieprzestrzeganie wymogów ochrony środowiska może prowadzić do ponoszenia przez Grupę PGE odpowiedzialności, w tym sankcji finansowych lub konieczności okresowego wstrzymania bądź zaprzestania eksploatacji niektórych instalacji.

Działalność Grupy zależy również w znaczący sposób od decyzji, stanowisk, opinii i innych działań organów polskich, organów Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej oraz organów innych państw, przy czym niektóre decyzje, stanowiska, opinie i inne działania takich organów nie mają charakteru przepisów prawa, ale w praktyce muszą być stosowane przez spółki z Grupy. W szczególności, w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego, organem pełniącym w Polsce funkcję regulatora rynku paliw i energii jest Prezes URE. Do zakresu działania Prezesa URE należy w szczególności udzielanie i cofanie koncesji, na podstawie których prowadzimy działalność oraz zatwierdzanie (w określonym zakresie) i kontrolowanie stosowania taryf energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w Prawie Energetycznym, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, także istnieje ryzyko, że zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy nie zostaną zatwierdzone lub zostaną zatwierdzone z opóźnieniem lub zostaną zatwierdzone w innym kształcie niż wnioskowane. Dodatkowo za nieprzestrzeganie obowiązków określonych w Prawie Energetycznym Prezes URE może nakładać kary pieniężne, których wysokość może sięgać 15% przychodu ukaranego podmiotu (PGE S.A. lub spółki z Grupy), osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary może sięgać 15% przychodu ukaranego podmiotu, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

4.2.3 Ryzyko związane z wymogiem posiadania koncesji

Główna działalność Grupy wymaga posiadania szeregu koncesji, w szczególności na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, dystrybucję energii elektrycznej i ciepła oraz obrót energią elektryczną, obrót ciepłem, a także wydobycie węgla brunatnego i obrót paliwami gazowymi. Utrzymywanie posiadanych koncesji oraz przedłużanie ich ważności jest czynnikiem warunkującym kontynuację działalności Grupy w obecnym zakresie. Cofnięcie, ograniczenie koncesji lub nałożenie na spółki z Grupy w koncesji obowiązku spełnienia dodatkowych warunków może uniemożliwić prowadzenie działalności, znacząco ją ograniczyć lub w inny sposób znacząco wpłynąć na działalność spółek z Grupy.

4.2.4 Ryzyko obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej

Przepisy Prawa Energetycznego nałożyły na wytwórców energii elektrycznej (począwszy od 9 sierpnia 2010 roku) obowiązek sprzedaży w określonym zakresie energii elektrycznej na giełdzie towarowej lub w sposób zapewniający publiczny i równy dostęp do energii elektrycznej w drodze otwartego przetargu lub internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym. Przepisy te były nieprecyzyjne i budziły wiele wątpliwości interpretacyjnych, co powodowało brak pewności, co do właściwego sposobu wypełnienia przez wytwórców energii elektrycznej nałożonego na nich obowiązku. W szczególności wątpliwości interpretacyjne budziła kwestia czy sprzedaż za pośrednictwem internetowej platformy handlowej niefunkcjonującej w ramach rynku regulowanego wypełniała obowiązek publicznej sprzedaży nałożony przez Prawo Energetyczne. W dniu 15 lipca 2011 roku Sejm RP przegłosował treść ustawy o zmianie ustawy Prawo Energetyczne, zawierającej w przedmiotowej kwestii zapisy bardziej precyzyjne. Kolejnym krokiem legislacyjnym jest zatwierdzenie ustawy przez Senat oraz jej podpisanie przez Prezydenta RP i opublikowanie.

W przypadku pomyślnego przejścia ustawy przez proces legislacyjny, będzie jednak istnieć ryzyko kwestionowania przez Prezesa URE faktycznego wykonania przez wytwórcę energii elektrycznej z Grupy, obowiązku publicznej sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej, która była sprzedawana za pośrednictwem internetowej platformy handlowej do dnia uchwalenia ustawy. Może to skutkować w stosunku do takiego wytwórcy energii elektrycznej, zastosowaniem przez Prezesa URE sankcji, w tym nałożenia kary pieniężnej, a nawet zakwestionowania zawartych przez taki podmiot umów sprzedaży energii elektrycznej.

4.2.5 Ryzyko związane z potencjalnym naruszeniem przepisów antymonopolowych

Spółka dystrybucyjna Grupy PGE jest naturalnym monopolistą w zakresie świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej. Ponadto Grupa PGE jest głównym producentem energii elektrycznej w Polsce (około 40% udziału w rynku wytwarzania) oraz jest jednym z największych sprzedawców energii elektrycznej w kraju. W związku z monopolistyczną lub dominującą pozycją na odpowiednich rynkach, Grupa PGE podlega ograniczeniom w zakresie zakazu nadużywania pozycji dominującej, wynikającym z przepisów antymonopolowych prawa polskiego i Prawa Europejskiego. W przypadku stwierdzenia naruszeń w tym zakresie organy antymonopolowe (Prezes UOKiK, Komisja Europejska) mogą nakazać podjęcie określonych działań lub wymierzać sankcje w postaci kar finansowych.

4.2.6 Ryzyko związane z regulacjami nakładającymi obowiązek zapewnienia wystarczającej liczby świadectw pochodzenia

Spółki Grupy PGE prowadzące sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (tzw. zielone certyfikaty). Alternatywnie, przedsiębiorstwa takie mogą uiścić opłatę zastępczą. W przypadku nieprzestrzegania obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych albo uiszczenia opłaty zastępczej, przedsiębiorstwo może podlegać karze finansowej. Podobne zasady dotyczą energii wytwarzanej w kogeneracji (tzw. żółte, czerwone i fioletowe certyfikaty). Funkcjonujący system wsparcia gwarantuje obowiązywanie zielonych i fioletowych certyfikatów na kilka lat do przodu. Natomiast obowiązywanie żółtych i czerwonych certyfikatów gwarantowane jest do końca 2012 roku, później system wsparcia kogeneracji - oparty na tych świadectwach - wygasa.

Dodatkowo, ceny świadectw pochodzenia zależą od aktualnych regulacji w tym zakresie, decyzji organów regulacyjnych lub innych organów, w szczególności dotyczących ustalania wysokości odpowiednich opłat zastępczych. A zatem, przychody osiągane przez podmioty z Grupy PGE ze sprzedaży świadectw pochodzenia wytworzonej energii są uzależnione od decyzji administracyjnych oraz uregulowań prawnych. Obecnie zarówno w Polsce, jak i w instytucjach Unii Europejskiej trwa dyskusja na temat wysokości wsparcia dla producentów energii odnawialnej w przyszłości, której efektem może być ograniczenie tego wsparcia lub jego uzależnienie od rynkowej ceny energii elektrycznej, a także jego zróżnicowanie w zależności od źródła energii odnawialnej.

4.2.7 Ryzyko związane z podatkiem akcyzowym

Przeniesienie z dniem 1 marca 2009 roku obowiązku zapłaty akcyzy z producentów na sprzedawców energii elektrycznej odbiorcom końcowym wymaga w praktyce szczegółowej analizy wszelkich kwestii związanych z techniką naliczania i poboru podatku przez odpowiednie służby w spółkach Grupy PGE. Z uwagi na brak ustabilizowanej praktyki organów podatkowych niektóre z mechanizmów Ustawy o Akcyzie w dalszym ciągu budzą kontrowersje i wątpliwości.

Z uwagi na powyższe wątpliwości, oraz w związku z zapowiadanyymi przez Ministerstwo Finansów kolejnymi zmianami w podatku akcyzowym, które w ocenie ministerstwa, mają rozwiązać problemy interpretacyjne związane z zapisami ustawy, na chwilę obecną jest trudno w pełni i jednoznacznie przewidzieć ostateczny wpływ obowiązujących jak i przyszłych regulacji na ostateczny kształt i całkowity zakres obciążeń podatkowych w ramach Grupy PGE z tego tytułu.

Istnieje również zagrożenie, że w przypadku odzyskania przez spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE nienależnie zapłaconego podatku akcyzowego, przeciwko tym jednostkom mogą zostać skierowane roszczenia cywilnoprawne ze strony odbiorców energii elektrycznej, którzy w przeszłości faktycznie ponieśli ekonomiczny ciężar podatku akcyzowego (np. w oparciu o zarzut bezpodstawnego wzbogacenia). Odbiorcy energii zaczęli występować do spółek Grupy PGE o zapłatę kwot z tego tytułu i Grupa spodziewa się, że liczba takich wystąpień będzie rosła. Oszacowanie skali potencjalnych roszczeń w tym zakresie nie jest obecnie możliwe, lecz kwestia ta może mieć istotny niekorzystny wpływ na przyszłą działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

4.2.8 Ryzyko związane z programem redukcji emisji CO₂

Wytwarzanie przez Grupę energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych paliwami kopalnymi wiąże się z emisją do środowiska stosunkowo dużych ilości CO₂. Z tego względu wszelkie regulacje dotyczące ograniczeń emisji do środowiska CO₂, w tym regulacje składające się na tzw. pakiet energetyczno-klimatyczny Unii Europejskiej, będą znacząco wpływać na działalność Grupy. W szczególności ograniczona pula nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w KPRU II na lata 2008-2012 w porównaniu do KPRU I na lata 2005-2007 powoduje, że emisja CO₂ w zakresie przekraczającym darmowe uprawnienia przyznawane polskim instalacjom w ramach KPRU wiąże się z ponoszeniem nakładów finansowych na zakup uprawnień do emisji EUA lub jednostek CER lub ERU, których ceny ulegają wahaniom. Istnieje także zagrożenie, że nowouruchomione jednostki wytwórcze z Grupy PGE nie otrzymają uprzednio zakładanej ilości darmowych uprawnień lub że faktycznie otrzymana ilość będzie niższa od zakładanej.

Postanowienia, które zapadną w 2011 roku najprawdopodobniej zadecydują o tym, jakie derogacje Polska faktycznie uzyska w sprawie przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji wytwórczych na lata 2013-2020. Ponadto na forum europejskim istnieje silne lobby postulujące podniesienie unijnego celu redukcji CO₂. Co prawda, w dniu 5 lipca 2011 roku, Parlament Europejski odrzucił rezolucję postulującą zwiększenie unijnego celu redukcji emisji CO₂ z 20 do 30 proc. do 2020 roku jednakże nie wydaje się, że głosowanie to ostatecznie zamknie dyskusję na ten temat. Dodatkowo zgodnie z założeniami trzeciego okresu rozliczeniowego wspólnotowego systemu handlu emisjami CO₂ od 2020 roku nieodpłatne uprawnienia nie będą przyznawane. Powyższe kwestie mogą prowadzić do znacznego wzrostu cen energii, co może skutkować spadkiem zapotrzebowania na nią i tym samym niekorzystnie wpłynąć w przyszłości na sytuację finansową Grupy.

4.2.9 Ryzyko ograniczeń w zakresie emisji innych niż CO₂ substancji do środowiska oraz zaostrzenia standardów BAT

Działalność prowadzona przez spółki z Grupy, w szczególności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wiąże się z emisją do środowiska naturalnego nie tylko CO₂, ale także NO_x, SO₂, pyłów i innych substancji. Instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego, tj. instalacje których funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w nich działalności, mogą powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, muszą więc spełniać wymogi najlepszych dostępnych technik (Best Available Techniques, BAT), co wiąże się z koniecznością ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych.

Nowa Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), zwana IED, wprowadza zaostrzone wymagania w zakresie limitów emisji zanieczyszczeń w stosunku do uprzednio obowiązujących regulacji (m.in. Dyrektywy LCP). Dyrektywa IED musi zostać wdrożona do przepisów krajowych do 7 stycznia 2013 roku Dyrektywa IED wprowadza zwiększenie roli dokumentów referencyjnych BAT (tzw. BREFów). Zaostrzenie standardów emisyjnych powoduje, że Grupa PGE może być zmuszona do ponoszenia znacznych nakładów w zakresie dostosowania się do nowych wymogów, przy czym istnieje ryzyko, że niektóre z posiadanych przez nas urządzeń lub instalacji nie zostaną przystosowane do obowiązujących wymogów w wymaganym czasie, co może ograniczyć wielkość produkowanej energii elektrycznej.

4.3. Czynniki ryzyka związane z działalnością operacyjną Grupy Kapitałowej PGE

4.3.1 Ryzyko przerwania dostaw paliw do naszych elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przez elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie z Grupy PGE jest uzależnione od dostaw paliw, w tym węgla brunatnego (w szczególności PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów i PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów), węgla kamiennego (w szczególności do PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra i PGE Elektrownia Opole S.A.) oraz gazu. Istnieje ryzyko przerwania dostaw paliw do jednostek wytwórczych z Grupy, w szczególności z powodów technicznych (w tym awarie), naturalnych (katastrofy, trudne warunki atmosferyczne), społecznych (strajki), gospodarczo-politycznych (ograniczona podaż paliw lub usług transportowych, narzucanie niekorzystnych warunków dostaw i transportu) i innych. Przerwanie lub ograniczenie dostaw paliw może spowodować przerwanie lub znaczące ograniczenie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła.

4.3.2 Ryzyko niewystarczających zapasów paliw

Prawo Energetyczne nakłada na każde przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła obowiązek utrzymywania zapasów paliw w ilościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła. Za niedotrzymanie wymaganego poziomu zapasów paliw Prezes URE może nałożyć na przedsiębiorstwo karę finansową (do 15% przychodu). Brak zapasów paliw na odpowiednim poziomie może również prowadzić do przerwania lub ograniczenia produkcji energii elektrycznej oraz ciepła.

4.3.3 Ryzyko związane z kosztami rekultywacji terenów górniczych

Kopalnie wchodzące w skład segmentu Energetyki Konwencjonalnej są zobowiązane do dokonywania rekultywacji terenów, na których prowadzone były prace wydobywcze. Prawo Geologiczne i Górnicze oraz przepisy wykonawcze do tej ustawy nakładają na spółki wydobywcze obowiązek dokonywania odpisów na fundusz likwidacji zakładu górniczego w wysokości 10% należnej opłaty eksploatacyjnej. Środki z funduszu mogą zostać wykorzystane jedynie na pokrycie kosztów likwidacji zakładu górniczego, w tym kosztów rekultywacji. Zebrane środki funduszu oraz rezerwy spółek wydobywczych przeznaczone na ten cel mogą nie zapewnić pokrycia rzeczywistych kosztów rekultywacji, jakie w przyszłości spółki będą musiały ponieść. Może to spowodować konieczność zwiększenia środków na fundusz rekultywacji, tworzenie innych rezerw oraz finansowania kosztów rekultywacji terenów ze źródeł zewnętrznych.

4.3.4 Ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi

Czynniki atmosferyczne mają wpływ na techniczne i ekonomiczne warunki wytwarzania i dystrybucji energii i ciepła oraz powodują sezonowość zapotrzebowania na nie. Czynniki te mogą prowadzić do ograniczeń w wytwarzaniu energii głównie w wyniku nagrzewania się lub obniżenia poziomu wody w zbiornikach sztucznych i naturalnych, którą chłodzone są instalacje wytwórcze oraz ograniczeń zdolności przesyłowych systemu elektroenergetycznego. Ponadto niekorzystny wpływ warunków atmosferycznych, w szczególności siła wiatru w przypadku farm wiatrowych oraz poziom wód w przypadku elektrowni wodnych, mają również istotny wpływ na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Z kolei znaczne opady deszczu skutkują problemami z odwodnieniem kopalń odkrywkowych węgla brunatnego. Ekstremalne zjawiska pogodowe bardzo często powodują zerwania linii lub zniszczenia urządzeń elektroenergetycznych, co w konsekwencji prowadzi do przerw lub ograniczeń w zasilaniu odbiorców. Należy dodać, że wszystkie wyżej opisane zjawiska są w dużej mierze nieprzewidywalne, a w konsekwencji mogą spowodować obniżenie przychodów Grupy PGE oraz roszczenia ze strony odbiorców energii elektrycznej i ciepła o zapłatę odszkodowań lub udzielenie bonifikat. Usuwanie zniszczeń w sieci elektroenergetycznej wiąże się ponadto z ponoszeniem dodatkowych kosztów związanych z odbudową uszkodzonych elementów sieciowych.

4.3.5 Ryzyko związane z przeglądami, remontami i modernizacjami

Działalność gospodarcza spółek Grupy PGE w zakresie wydobywania węgla brunatnego oraz wytwarzania i dystrybucji energii wymaga prawidłowo prowadzonych przeglądów, remontów, eksploatacji i modernizacji posiadanego majątku. Działania te powinny zapewniać optymalny czas życia urządzeń i wymaganą dyspozycyjność kluczowych składników majątku z jednoczesną minimalizacją kosztów. Nieterminowe lub niewłaściwie przeprowadzane przeglądy oraz zabiegi remontowe i eksploatacyjne skracają żywotność oraz pogarszają parametry składników majątku.

Może to skutkować awariami oraz przerwami lub ograniczeniami w wydobyciu węgla, produkcji energii i zasilaniu odbiorców energią, a w konsekwencji również prowadzić do zmniejszenia przychodów spółek. Z kolei działania inwestycyjne polegające na odtworzeniu i zmodernizowaniu majątku wymagają znaczących nakładów, a jednocześnie nie można wykluczyć opóźnień w poszczególnych etapach prac modernizacyjnych spowodowanych m.in. niepewnością w zakresie pozyskania wystarczających środków finansowych, protestami organizacji ekologicznych, strajkami pracowników, wzrostem kosztów, opóźnieniami wykonawców w realizacji zamówień, utrudnieniami w uzyskaniu wymaganych zezwoleń lub innymi nieprzewidzianymi trudnościami.

4.3.6 Ryzyko nieuregulowanych stanów prawnych nieruchomości

W stosunku do znacznej liczby nieruchomości (grunty i budynki) należących do Grupy PGE (zwłaszcza wykorzystywanych przez spółki dystrybucyjne) istnieją wątpliwości co do tytułu prawnego wspomnianych spółek do korzystania z tych nieruchomości. Bardzo często inwestycje, w szczególności liniowe, były prowadzone na cudzych nieruchomościach bez wyraźnego porozumienia z właścicielami. Krajowe regulacje prawne z tym związane są niejasne, a orzecznictwo sądowe w sprawach dotyczących takich sytuacji podlegało w ostatnich latach zmianom. Sytuacja taka wiąże się z ryzykiem zgłaszanych w stosunku do spółek Grupy PGE roszczeń, co obecnie ma miejsce w odniesieniu do OSD. Nie można wykluczyć dalszych takich przypadków oraz związanej z tym konieczności poniesienia dodatkowych kosztów lub nawet konieczności zaprzestania korzystania z niektórych nieruchomości.

4.3.7 Ryzyko związane z pozyskiwaniem finansowania

Część działalności Grupy PGE jest finansowana w formie finansowania dłużnego ze źródeł zewnętrznych (kredyty bankowe, obligacje i inne). PGE S.A. jak i spółki Grupy są stronami wielu umów finansowych o skomplikowanej strukturze prawnej. Nie można wykluczyć, iż w przyszłości pozyskanie nowego finansowania w pożądaną przez Grupę wysokość lub na pożądanym warunkach może być utrudnione. Może to być spowodowane niestabilną sytuacją na rynkach finansowych i kapitałowych w Polsce lub za granicą, pogarszającą się ogólną koniunkturą gospodarczą w Polsce lub za granicą lub innymi przyczynami, które trudno aktualnie przewidzieć. Okoliczności te mogą niekorzystnie wpływać na warunki pozyskiwanego finansowania, w szczególności mogą prowadzić do zwiększenia kosztów takiego finansowania (podwyższone oprocentowanie, prowizje, itp.). Zwiększone koszty finansowania będą negatywnie wpływać na wyniki Grupy.

4.3.8 Ryzyko obniżenia lub wycofania ratingu PGE

PGE S.A. otrzymała pozytywne oceny agencji ratingowych potwierdzające wysoką wiarygodność związaną z inwestowaniem w jej papiery dłużne. Agencje ratingowe mogą jednak w każdym czasie obniżyć lub poinformować o swoim zamiarze obniżenia ratingu. Agencje ratingowe mogą również całkowicie wycofać swoje ratingi, co może mieć takie same konsekwencje jak obniżenie ratingu PGE S.A. Każde obniżenie ratingu PGE S.A. może podwyższyć koszty finansowania zewnętrznego, ograniczyć dostęp do rynków kapitałowych oraz ujemnie wpłynąć na zdolność spółek należących do Grupy PGE do sprzedaży ich produktów lub zawierania transakcji gospodarczych, zwłaszcza długoterminowych. To z kolei może obniżyć płynność PGE S.A. i wyrzucić negatywny wpływ na wyniki działalności oraz sytuację finansową Grupy (por. pkt. 5.5 Rating).

4.3.9 Ryzyko związane z decyzjami Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

PGE S.A. oraz niektórzy wytwórcy z Grupy byli stronami KDT. Rozwiązanie KDT uregulowane w Ustawie KDT jest precedensowym programem tego typu w Polsce. Przepisy Ustawy KDT regulujące w szczególności obliczanie, sposób wypłaty i korygowanie wysokości środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, obliczanie i wypłatę tych środków wytwórcom wchodzącym w skład grup kapitałowych (w tym Grupy PGE), konsekwencje podatkowe rozwiązania KDT i wypłaty tych środków oraz inne kwestie, są skomplikowane i nie ma w Polsce ustalonej praktyki ich stosowania. Wytwórcy, którzy rozwiązali KDT i są uprawnieni do otrzymywania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, w tym wytwórcy należący do Grupy PGE, narażeni są na obowiązek zwrotu otrzymanych środków w wypadku ujemnej korekty kosztów osieroconych (rocznej lub końcowej).

Do tej pory Prezes URE wydał decyzje dotyczące korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym trzykrotnie. Po raz pierwszy decyzje zostały wydane w dniu 31 lipca 2009 roku i dotyczyły rozliczenia roku 2008, będącego

pierwszym niepełnym rokiem wykonywania ustawy KDT. Kolejne decyzje były wydawane w terminie określonym w Ustawie KDT.

Łączna kwota korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym wynikających z decyzji Prezesa URE dla uprawnionych wytwórców z GK PGE za lata 2008 – 2010 wynosi minus 941,1 milionów złotych.

Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. jak i Zarządy uprawnionych wytwórców z Grupy Kapitałowej PGE objętych systemem rekompensat uważają decyzje Prezesa URE za wydane z naruszeniem Ustawy KDT i złożyły odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (szczegółoły dotyczące toczących się postępowań znajdują się nocie nr 21.1.skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

4.3.10 Ryzyko cen transferowych

PGE S.A. i spółki zależne dokonywały i nadal dokonują wielu transakcji z innymi podmiotami z Grupy PGE. Transakcje te dotyczą w szczególności sprzedaży paliw, energii elektrycznej, uprawnień do emisji, świadectw pochodzenia oraz świadczenia szeregu usług. Pomimo dbałości Spółki oraz spółek z Grupy o zachowanie warunków rynkowych w przypadku transakcji z podmiotami powiązanymi, oraz – obecnie – wdrożenia zunifikowanych standardów w zakresie sporządzania dokumentacji i procedur w tym zakresie, nie można wykluczyć potencjalnych sporów z organami podatkowymi na tym tle.

4.3.11 Ryzyko niewystarczającej ochrony ubezpieczeniowej

Działalność prowadzona przez Grupę Kapitałową PGE narażona jest na szereg ryzyk związanych z żywiołami oraz awariami i uszkodzeniami. Prowadzona przez Grupę działalność gospodarcza związana jest również z odpowiedzialnością cywilną wobec osób trzecich za ewentualne szkody na osobie, w mieniu bądź na skutek tzw. czystych strat finansowych. Grupa posiada polisy ubezpieczeniowe pokrywające tylko niektóre rodzaje szkód i istnieje ryzyko braku wystarczającej ochrony ubezpieczeniowej. Ponadto istnieją obszary ryzyk, dla których brak jest jakiegokolwiek ochrony ubezpieczeniowej bądź wysokość ewentualnych odszkodowań może nie zaspokoić roszczeń lub strat. W przypadku takich zdarzeń konsekwencje ich wystąpienia obciążą koszty poszczególnych podmiotów z Grupy, co może negatywnie wpłynąć na osiągnięte wyniki spółek z Grupy.

4.3.12 Ryzyko związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi

PGE S.A. oraz inne spółki z Grupy PGE są stronami postępowań sądowych, arbitrażowych lub administracyjnych istotnych dla działalności Grupy. W Grupie podejmowane są działania zmierzające do rozstrzygnięcia tych spraw na naszą korzyść, ale istnieje ryzyko, że zakończą się one dla spółek z Grupy niekorzystnie. Istnieje również ryzyko wszczęcia przeciwko PGE S.A. oraz innym spółkom z Grupy Kapitałowej PGE innych postępowań w przyszłości, których rozstrzygnięcie może być dla nas niekorzystne, co może mieć negatywny wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy.

Ryzyka związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi, istotne dla działalności Grupy zostały opisane w nocie nr 15 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W PGE S.A. oraz spółkach z Grupy działa ponad 100 zakładowych i międzyzakładowych organizacji związkowych, do których należy ponad 27 tys. pracowników Grupy. Na mocy obowiązujących przepisów prawa związku zawodowe mają zagwarantowany wpływ na proces stanowienia prawa. Dysponują również różnymi instrumentami wywierania wpływu na pracodawców, w tym w formie sporów zbiorowych. Spółki z Grupy PGE są stronami zakładowych i ponadzakładowych układów zbiorowych pracy. Ponadto, zarządy wielu spółek z Grupy Kapitałowej PGE zawarły tzw. umowy społeczne z organizacjami związkowymi. Umowy te przyznają pracownikom i związkom zawodowym liczne uprawnienia. Konieczność konsultowania lub uzgadniania niektórych działań ze związkami zawodowymi może opóźniać, a nawet uniemożliwiać ich przeprowadzenie oraz stanowić przyczynę występowania sporów zbiorowych, w tym strajków lub innych form protestu pracowników. Ponadto, w przypadku wystąpienia w przyszłości konieczności dokonywania istotnych redukcji zatrudnienia w Grupie, obowiązek wypłaty pracownikom wysokich odpraw może opóźniać lub istotnie ograniczać zdolność Grupy do dokonywania takich działań lub zwiększać ich koszty.

5. Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu bilansowym

Inne istotne zdarzenia wpływające na działalność Grupy oraz te, które nastąpiły po zakończeniu okresu obrotowego, do dnia zatwierdzenia sprawozdania finansowego zostały szczegółowo opisane poniżej oraz w nocie nr 21 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.1. Zawarcie umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. oraz PSE Operator S.A.

W dniu 13 stycznia 2011 roku PGE Dystrybucja S.A. zawarła z PSE Operator S.A. umowę o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej („Umowa”). Umowa powyższa została zawarta na czas nieokreślony i będzie realizowana na całym obszarze działania PGE Dystrybucja S.A. Z dniem wejścia w życie Umowy uległy rozwiązaniu istniejące umowy zawierane z PSE Operator S.A. przez Spółki, które weszły z dniem konsolidacji w skład PGE Dystrybucja S.A. W wyniku zawarcia powyższej Umowy w PGE Dystrybucja S.A. nastąpiła centralizacja rozliczeń usług świadczonych przez OSP będących przedmiotem Umowy.

Przedmiotem umowy są usługi przesyłania energii elektrycznej, obejmujące usługi przesyłania krajowe, jak i usługi przesyłania międzynarodowe, świadczone przez Operatora Systemu Przesyłowego na rzecz PGE Dystrybucja SA. Umowa obejmuje również usługę udostępniania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, realizowaną przez OSP na rzecz PGE Dystrybucja S.A. Rozliczenia prowadzone są na podstawie Taryfy PSE Operator S.A. Łączna wartość Umowy w okresie 5 lat szacowana jest na 6,1 mld PLN.

5.2. Plany rozwoju PGE Dystrybucja

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki „URE” pismem z dnia 23 grudnia 2010 roku poinformował, że uznaje przedłożone projekty planu rozwoju dla PGE Dystrybucja S.A. za uzgodnione w zakresie rzeczowym obejmującym tylko 2011 rok. Natomiast pismem z dnia 29 czerwca 2011 roku Prezes URE poinformował, że uznaje przedłożone projekty planu rozwoju za uzgodnione w zakresie rzeczowym obejmującym lata 2012 – 2015. Jednocześnie ostateczna wielkość przychodu z działalności dystrybucyjnej ustalona zostanie w toku postępowania w sprawie zatwierdzenia, na lata objęte planem, taryfy ustalonej przez PGE Dystrybucja S.A. Za nakłady uzasadnione w latach 2011-2015 dla PGE Dystrybucja S.A. uznano nakłady inwestycyjne w łącznej wysokości ok. 5,8 mld PLN.

Wymienione nakłady inwestycyjne podane są w cenach stałych z 2010 roku i będą korygowane wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych w poszczególnych latach w trakcie postępowania taryfowego.

5.3. Podpisanie umowy sprzedaży akcji spółki Polkomtel S.A. na rzecz Spartan Capital Holdings Sp. z o.o.

W dniu 30 czerwca 2011 roku została zawarta, pomiędzy PGE, PKN ORLEN S.A. ("PKN"), KGHM Polska Miedź S.A. ("KGHM"), Vodafone Americas Inc, Vodafone International Holdings B.V. (razem "Vodafone") i Węglokoks S.A. ("Węglokoks") jako sprzedającymi ("Sprzedający") a Spartan Capital Holdings Sp. z o.o. jako kupującym ("Kupujący") przedwstępna umowa sprzedaży 100% akcji spółki Polkomtel S.A. ("Umowa"), w tym całego posiadanego przez PGE pakietu około 21,85% akcji spółki Polkomtel S.A.

Zgodnie z Umową PGE sprzeda 4.479.191 zwykłych akcji imiennych Polkomtel S.A., o wartości nominalnej 100 PLN za akcję, reprezentujących około 21,85% kapitału zakładowego Polkomtel S.A., za łączną cenę 3.289,5 mln PLN.

Całkowita wartość transakcji oparta na wartości przedsiębiorstwa (EV) określona jest w wysokości 18,1 mld PLN. Po odjęciu zadłużenia Polkomtel S.A. i dywidendy, którą Polkomtel S.A. wypłaci na rzecz obecnych akcjonariuszy (czyli Sprzedających), całkowita kwota płatności wynosi 15,1 mld PLN.

Transakcja wymaga zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, która według Umowy, musi zostać pozyskana do końca 2011 roku, w przeciwnym wypadku Umowa ulega rozwiązaniu, chyba, że strony postanowią inaczej. Po zakończeniu transakcji i nabyciu przez Spartan Capital Holdings Sp. z o.o. 100% akcji Polkomtel S.A., PGE, PKN, KGHM, Vodafone i Węglokoks nie będą posiadali żadnych akcji Polkomtel S.A.

5.4. Decyzje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie korekt rocznych kosztów osieroconych za rok 2010

W pismach z dnia 29 lipca 2011 roku oraz 31 lipca 2011 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ("Prezes URE") przekazał swoją decyzję dotyczącą ustalenia korekty rocznej kosztów osieroconych oraz korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2010 rok należnych pięciu wytwórców z Grupy Kapitałowej PGE na podstawie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej.

Zgodnie z decyzjami wytwórcy z Grupy Kapitałowej PGE zostali zobowiązani do zwrotu do Zarządcy Rozliczeń SA łącznej kwoty około 317 mln PLN. Zwrot tej kwoty nie wpłynie na raportowane wyniki GK PGE.

Zarząd PGE, jak i zarządy PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz PGE Elektrownia Opole S.A., nie zgadzają się z decyzjami Prezesa URE. W związku z powyższym w dniach 16-18 sierpnia 2011 roku zostały złożone przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz PGE Elektrownia Opole S.A. odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów ("SOKiK").

Analogiczny spór z Prezesem URE, dotyczący korekty rocznej za 2008 rok został rozstrzygnięty w całości na korzyść Grupy PGE. Zgodnie z ogłoszonymi w dniu 26 maja 2010 roku sześcioma wyrokami SOKiK zmieniono decyzje Prezesa URE w zakresie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych za 2008 rok należnych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, poprzez uwzględnienie w całości odwołań spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGE od tych decyzji. Wyroki te nie są prawomocne, a Prezes URE złożył od nich apelacje.

Spór dotyczący korekty rocznej za 2009 rok nie został jeszcze rozstrzygnięty.

5.5. Rating

W dniu 4 sierpnia 2011 roku agencja Fitch Ratings podtrzymała rating długoterminowy spółki na poziomie BBB+ z perspektywą stabilną oraz zmieniła, w wyniku przyjęcia nowej metodologii, rating niezabezpieczonego zadłużenia PGE na BBB+ z perspektywą stabilną.

Zmiana ratingu niezabezpieczonego zadłużenia na BBB+ z A- związana jest z przyjęciem nowej, bardziej restrykcyjnej metodologii oceny spółek użyteczności publicznej, wprowadzonej przez Fitch, według której emitent instrumentu może uzyskać ocenę ratingową wyższą o 1 stopień od własnego ratingu długoterminowego jeśli około lub powyżej 50% jego przepływów pieniężnych pochodzi z działalności regulowanej. W wyniku powyższej zmiany obniżone zostały ratingi niezabezpieczonego zadłużenia 8 spółek użyteczności publicznej w Europie.

5.6. Ustanowienie hipoteki na aktywach o znacznej wartości przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

W dniu 9 sierpnia 2011 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. ustanowiła hipotekę do kwoty 195.000.000 EUR na rzecz Nordyckiego Banku Inwestycyjnego z siedzibą w Helsinkach na prawie użytkowania wieczystego nieruchomości i na związanym z tym prawem użytkowania wieczystego prawie własności budynków oraz wszelkich ich części ("Hipoteka"), w celu zabezpieczenia wierzytelności Nordyckiego Banku Inwestycyjnego o spłatę przez PGE GiEK S.A. kredytu udzielonego przez Nordycki Bank Inwestycyjny. Niniejsza Hipoteka została ustanowiona na nieruchomości, na której znajduje się budowany obecnie nowy blok energetyczny o mocy 858 MW. Wartość ewidencyjna aktywów, na których została ustanowiona Hipoteka, wynosi w księgach PGE GiEK S.A. ok. 4,4 mld złotych, co stanowi ponad 10% wartości kapitałów własnych Spółki i tym samym spełnia kryterium uznania tych aktywów za aktywa o znacznej wartości.

Jednocześnie ustanowienie Hipoteki skutkować będzie zwolnieniem zabezpieczeń o wyższej wartości dotychczas istniejących na wspomnianej nieruchomości. Zmiany dotyczące zabezpieczeń mają na celu uproszczenie struktury zabezpieczeń i dostosowanie ich do poziomu istniejącego zadłużenia wobec Nordyckiego Banku Inwestycyjnego.

5.7. Ustanowienie programu emisji obligacji PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

W dniu 29 sierpnia 2011 roku zawarta została umowa na czas nieokreślony pomiędzy PGE a Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. (jako Agentem, Agentem ds. Płatności i Depozytariuszem) oraz ING Bankiem Śląskim S.A. (jako Sub-Agentem, Sub-Agentem ds. Płatności oraz Sub-Depozytariuszem), na mocy której został ustanowiony program emisji obligacji („Program”).

Maksymalna kwota zadłużenia z tytułu wyemitowanych obligacji (stanowiąca maksymalną dopuszczalną łączną kwotę nominalną wyemitowanych i niewykupionych obligacji) w ramach Programu nie może przekroczyć kwoty 5 miliardów złotych.

W ramach Programu będą mogły być emitowane obligacje na okaziciela („Obligacje”) w formie zdematerializowanej zgodnie z Ustawą o obligacjach z dnia 29 czerwca 1995 roku (Dz. U. Nr 83 z 1995 roku, poz. 420 z późniejszymi zmianami) („Ustawa o obligacjach”) z planowanym okresem zapadalności – w zależności od rodzaju Obligacji – dla Obligacji dyskontowych (zerokuponowych) nie dłuższym niż 1 rok, oraz dla Obligacji kuponowych nie krótszym niż 1 rok i nie dłuższym niż 10 lat, zgodnie z warunkami emisji danej serii Obligacji. Emisje Obligacji będą dokonywane zgodnie z art. 9 ust. 3 Ustawy o obligacjach i będą miały charakter emisji niepublicznych. Obligacje będą mogły być dematerializowane w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. i notowane w Alternatywnym Systemie Obrotu organizowanym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. lub BondSpot S.A. w ramach Catalist.

Emisje Obligacji w ramach Programu będą dokonywane w złotych polskich, przy czym wartość nominalna jednej Obligacji będzie wynosić 10.000 złotych lub wielokrotność tej kwoty. Warunki cenowe Obligacji – dyskonto dla obligacji zerokuponowych lub oprocentowanie/kupon dla obligacji kuponowych – zostaną ustalone w oparciu o rynkowe stopy procentowe w trakcie procesu oferowania Obligacji. Z tytułu posiadania Obligacji obligatariuszom będą przysługiwały wyłącznie świadczenia o charakterze pieniężnym.

Obligacje emitowane w ramach Programu będą stanowić niepodporządkowane oraz niezabezpieczone zobowiązanie Spółki.

5.8. Działania związane z energią jądrową

Projekt budowy elektrowni jądrowej

W celu realizacji projektu wykonano pre-feasibility study budowy dwóch pierwszych elektrowni jądrowych w Polsce, którego celem była wstępna ocena podstawowych czynników wykonalności i ryzyka projektu, ze szczególnym uwzględnieniem aspektów rynkowych, harmonogramowo-organizacyjnych, technologicznych, środowiskowo-lokalizacyjnych oraz biznesowych.

W I kwartale 2011 roku w PGE EJ 1 Sp. z o.o. uruchomione zostały dwa postępowania o udzielenie zamówienia publicznego w zakresie wyboru inżyniera kontraktu i wykonawcy badań lokalizacyjnych. W II kwartale 2011 roku została ogłoszona lista zakwalifikowanych wykonawców w obu przetargach. W związku z ogłoszoną listą wykonawców toczyły się postępowania przed Krajową Izbą Odwoławczą. W obydwu postępowaniach odwołania zostały oddalone.

W kwietniu 2011 roku rozstrzygnięte zostało postępowanie na wybór doradcy prawnego do wsparcia PGE EJ1 w procesie negocjowania i zakontraktowania inżyniera kontraktu i wykonawcy badań lokalizacyjnych.

W I półroczu 2011 roku przeprowadzone zostały również badania w zakresie identyfikacji optymalnych lokalizacji dla elektrowni jądrowych, opracowano kryteria ich ocen, w oparciu o które przeprowadzono analizę około 90 lokalizacji.

Przedstawiciele spółek jądrowych uczestniczyli również w pracach legislacyjnych, współpracując z Ministerstwem Skarbu Państwa i Ministerstwem Gospodarki, a następnie prezentując stanowisko PGE w trakcie prac w Sejmie i Senacie. W wyniku ww. prac legislacyjnych zostały uchwalone ustawy wchodzące w skład tzw. pakietu jądrowego, stwarzającego warunki prawne do budowy w Polsce elektrowni jądrowych.

Ponadto trwają prace w obszarach: (i) przygotowania do przetargu na wybór technologii, (ii) współpracy z uczelniami wyższymi i ośrodkami badawczymi, (iii) przygotowania procedur i dokumentów związanych z polityką bezpieczeństwa firmy, w tym w szczególności z bezpieczeństwem informacji.

5.9. Koncepcja zarządzania aktywami pozaenergetycznymi w ramach Grupy Kapitałowej PGE

W I półroczu 2011 roku w Grupie Kapitałowej PGE kontynuowano działania w obszarze „Koncepcji zarządzania aktywami pozaenergetycznymi w ramach GK PGE”, której celem jest transparentne rozdzielenie działalności podstawowej od pozostałej oraz zbywanie i restrukturyzacja ww. aktywów.

W ramach prowadzonego projektu w I półroczu 2011 roku zostały zbyte akcje/udziały w 4 spółkach, zakończono proces likwidacji w 1 spółce, upadłości w 2 spółkach oraz zbyto 3 ośrodki wypoczynkowe. Kontynuowano zbywanie akcji jednej ze spółek giełdowych (Bank Ochrony Środowiska S.A.).

W 2011 roku finalizowana będzie sprzedaż kolejnych akcji i udziałów spółek pozaenergetycznych, zakwalifikowanych do poszczególnych portfeli przeznaczonych do zbycia. Wdrażane będą kolejne etapy koncepcji reorganizacji w obszarze hotelarsko-ochroniarsko-serwisowym, transportowym i medycznym. Finalizowane będą procesy likwidacji i upadłości spółek pozaenergetycznych.

5.10. Program Konsolidacji

W latach 2009 – 2010 realizowano w Grupie Kapitałowej PGE Program Konsolidacji. W wyniku jego realizacji w 2010 roku nastąpiło formalno-prawne połączenie podmiotów w następujących obszarach działalności: (i) górnictwo i energetyka konwencjonalna; (ii) energetyka odnawialna; (iii) dystrybucja energii elektrycznej; (iv) sprzedaż detaliczna energii elektrycznej a także połączenie spółek PGE Górnictwo i Energetyka S.A., PGE Energia S.A. oraz PGE Electra S.A. z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Połączenia PGE Elektrownia Opole S.A. z PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk Sp. z o.o. z PGE Energia Odnawialna S.A. są w trakcie realizacji (szczegółowy opis kwestii prawnych por. nota nr 15.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

5.11. Informacja dotycząca zmiany składu Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w I półroczu 2011 roku

Skład osobowy Zarządu w okresie 1 stycznia 2011 roku do 30 czerwca 2011 roku funkcjonował w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja
Tomasz Zadroga	Prezes Zarządu
Marek Szostek	Wiceprezes Zarządu ds. Handlu od dnia 29.06.2011 r. do dnia 01.07.2011 r. Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju od dnia 01.10.2010 r. do dnia 28.06.2011 r.
Piotr Szymanek	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych od dnia 28.04.2009 r. do dnia 1.07.2011 r.
Marek Trawiński (pełnił funkcję członka Zarządu do dnia 16.03.2011 r.)	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych od dnia 28.04.2009 r. do dnia 16.03.2011 r.
Wojciech Topolnicki (pełnił funkcję członka Zarządu do dnia 5.01.2011 r.)	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych od dnia 01.10.2010 r. do dnia 5.01.2011 r.
Paweł Skowroński	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych od dnia 17.03.2011 r. do dnia 01.07.2011 r.
Wojciech Ostrowski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych od dnia 17.03.2011 r. do dnia 01.07.2011 r.

Zarząd (nowej) VIII kadencji w okresie od dnia 2 lipca 2011 roku funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja
Tomasz Zadroga	Prezes Zarządu
Wojciech Ostrowski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
Paweł Skowroński	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
Marek Szostek	Wiceprezes Zarządu ds. Handlu
Piotr Szymanek	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych

6. Czynniki, które w ocenie Spółki będą miały wpływ na osiągnięte przez nią wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.

Zdaniem Zarządu Spółki, czynniki o których mowa poniżej będą oddziaływać na wyniki Spółki oraz Grupy w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału 2011 roku:

- wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło;
- ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym;
- ceny praw majątkowych;
- dostępność i ceny paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła, w szczególności ceny węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz oleju opałowego;
- dostępność i ceny uprawnień do emisji CO₂;
- dostępność transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych;
- zmiana otoczenia makroekonomicznego Grupy, w tym w szczególności stóp procentowych oraz kursów walutowych, których wartość ma wpływ na wycenę wykazywanych przez Grupę aktywów i zobowiązań;
- nowelizacje ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo Energetyczne i innych ustaw w zakresie wpływającym na wyniki GK PGE;
- proces taryfowy na 2012 rok, w szczególności wysokość kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione oraz wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału, a także termin zatwierdzenia taryf;
- decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT;
- wyniki rozstrzygnięcia przez sąd sporu pomiędzy Prezesem URE, a wytwórcami z Grupy PGE, uprawnionymi do otrzymywania rekompensat w ramach Ustawy KDT, dotyczącego korekt rocznych kosztów osieroconych za lata 2008-2010 i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2009-2010;
- decyzja Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji („KASHUE”) o przydziale z rezerwy, darmowych uprawnień CO₂ dla PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów;
- zgoda Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na finalizację transakcji sprzedaży akcji spółki Polkomtel S.A. na rzecz Spartan Capital Holdings Sp. z o.o.;
- rozstrzygnięcie Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w sprawie odwołania PGE S.A. od decyzji Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w zakresie zakupu akcji ENERGA S.A.;
- możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych, podatkowych lub innych zobowiązań warunkowych, z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie nr 15 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

7. Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki.

Według stanu na dzień publikacji niniejszego skonsolidowanego raportu półrocznego, zgodnie z informacjami posiadanymi przez Spółkę jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. był Skarb Państwa, który posiadał 1.295.637.952 akcji Spółki, co stanowi 69,29% kapitału zakładowego Spółki i daje prawo do takiej samej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1.295.637.952	1.295.637.952	69,29%
Pozostali	574.145.775	574.145.775	30,71%
Razem	1.869.783.727	1.869.783.727	100,00%

Według stanu na dzień publikacji niniejszego skonsolidowanego raportu półrocznego, PGE S.A. posiadała 22.898 akcji własnych o wartości nominalnej 10 PLN każda stanowiących 22.898 głosów w Spółce.

8. Zestawienie stanu posiadania akcji Spółki lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania raportu półrocznego.

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego raportu oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu kwartalnego za I kwartał 2011 roku posiadały następującą liczbę akcji:

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I kwartał (tj. 16.05.2011 r.) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu półrocznego (szt.)
Zarząd	0	bez zmian	0
Rada Nadzorcza	1.123	-500	623
Marcin Zieliński	500	-500	0
Grzegorz Krystek	350	bez zmian	350
Katarzyna Prus	273	bez zmian	273

Członkowie Zarządu Spółki oraz pozostali Członkowie Rady Nadzorczej nie posiadali akcji.

9. Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych.

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w nocie nr 16 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz części B punkt 1.2. niniejszego raportu.

10. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji - łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

W ramach Grupy w okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2011 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

11. Transakcje z podmiotami powiązаныmi.

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie nr 18 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

12. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej.

Na dzień 30 czerwca 2011 roku PGE S.A. oraz jednostki od niej zależne nie były stroną w postępowaniach dotyczących zobowiązań lub wierzytelności, których łączna wartość stanowiłaby co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki za wyjątkiem wystąpienia przez spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE z wnioskami o stwierdzenie nadpłaty w podatku akcyzowym oraz zwrot podatku wraz z odsetkami za lata 2006-2008 oraz pierwsze dwa miesiące 2009 roku. Łączna wysokość nadpłaty podlegającej zwrotowi na rzecz spółek z Grupy PGE może wynieść około 3,4 mld PLN, przy czym kwota ta nie zawiera odsetek (spółkom wytwórczym należą się odsetki od nadpłaconego podatku akcyzowego liczone od dnia uiszczenia nienależnego podatku). Postępowanie to zostało omówione w nocie nr 19.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie nr 15 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

13. Oświadczenia Zarządu

13.1. Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., śródroczne skonsolidowane i jednostkowe sprawozdanie finansowe i dane porównywalne sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedlają w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową PGE S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE oraz jej wynik finansowy.

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej, w tym opis podstawowych ryzyk i zagrożeń.

13.2. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oświadcza, że podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący przeglądu śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego, został wybrany zgodnie z przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci dokonujący tego przeglądu spełniali warunki do wydania bezstronnej i niezależnej opinii z badania, zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

Warszawa, sierpień 2011 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Tomasz Zadroga
Prezes Zarządu

Wojciech Ostrowski
Wiceprezes Zarządu

Paweł Skowroński
Wiceprezes Zarządu

Marek Szostek
Wiceprezes Zarządu

Piotr Szymanek
Wiceprezes Zarządu