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

za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku

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

	Okres 6 m-cy zakończony 30 czerwca		Okres 6 m-cy zakończony 30 czerwca	
	2012 (po przeglądzie)	**2011 (po przeglądzie)** *dane przekształcone*	**2012 (po przeglądzie)**	**2011 (po przeglądzie)** *dane przekształcone*
	tys. PLN		**tys. EUR**	
Przychody ze sprzedaży	14.950.933	13.915.332	3.539.017	3.507.507
Zysk z działalności operacyjnej	3.103.712	2.660.755	734.676	670.671
Zysk brutto (przed opodatkowaniem)	3.229.688	2.771.269	764.496	698.528
Zysk netto za okres obrotowy	2.524.369	2.259.571	597.540	569.549
Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	2.494.457	2.218.790	590.460	559.270
Całkowite dochody	2.523.947	2.260.732	597.440	569.841
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	4.135.840	2.950.126	978.990	743.611
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	160.669	(2.166.328)	38.032	(546.046)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(313.338)	(677.899)	(74.170)	(170.872)
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	3.983.171	105.899	942.852	26.693
Zysk netto na akcję (w PLN/EUR na akcję)	1,33	1,19	0,32	0,30
Rozwodniony zysk na akcję (w PLN/EUR na akcję)	1,33	1,19	0,32	0,30
Średnioważona liczba akcji wyemitowanych akcji zwykłych zastosowana do obliczenia zysku na jedną akcję*	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829

	Stan na dzień 30.06.2012 (po przeglądzie)	**Stan na dzień 31.12.2011 (badane)**	**Stan na dzień 30.06.2012 (po przeglądzie)**	**Stan na dzień 31.12.2011 (badane)**
Aktywa trwałe	44.723.014	44.444.933	10.495.157	10.062.700
Aktywa obrotowe	15.265.999	14.317.698	3.582.475	3.241.645
Aktywa razem	59.989.013	58.762.631	14.077.632	13.304.345
Kapitał własny	40.222.348	41.173.260	9.438.985	9.321.966
Kapitał własny przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	39.890.161	40.758.868	9.361.031	9.228.144
Kapitał podstawowy	18.697.608	18.697.837	4.387.771	4.233.345
Zobowiązania długoterminowe	7.230.454	7.215.966	1.696.772	1.633.754
Zobowiązania krótkoterminowe	12.536.211	10.373.405	2.941.875	2.348.625
Liczba akcji stan na koniec okresu sprawozdawczego*	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829
Wartość księgowa na akcję (w PLN/EUR na akcję)	21,33	21,80	5,01	4,94
Rozwodniona wartość księgowa na akcję (w PLN/EUR na akcję)	21,33	21,80	5,01	4,94

** liczba akcji nie obejmuje akcji własnych*

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

	Okres 6 m-cy zakończony 30 czerwca		Okres 6 m-cy zakończony 30 czerwca	
	2012 (po przeglądzie)	2011 (po przeglądzie) *dane przekształcone*	2012 (po przeglądzie)	2011 (po przeglądzie) *dane przekształcone*
	tys. PLN		tys. EUR	
Przychody ze sprzedaży	5.098.943	5.025.694	1.206.965	1.266.779
Zysk z działalności operacyjnej	153.287	107.408	36.284	27.073
Zysk brutto (przed opodatkowaniem)	409.720	2.444.706	96.984	616.214
Zysk netto za okres obrotowy	290.436	2.414.548	68.749	608.612
Całkowite dochody	291.212	2.415.840	68.932	608.938
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	(260.916)	(330.621)	(61.761)	(83.337)
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	3.848.547	1.699.672	910.985	428.420
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(2.714)	(1.106.631)	(642)	(278.938)
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	3.584.917	262.420	848.581	66.146
Zysk netto na akcję (w PLN/EUR na akcję)	0,16	1,29	0,04	0,33
Rozwodniony zysk na akcję (w PLN/EUR na akcję)	0,16	1,29	0,04	0,33
Średnioważona liczba akcji wyemitowanych akcji zwykłych zastosowana do obliczenia zysku na jedną akcję*	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829	1.869.760.829
	Stan na dzień 30.06.2012 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2011 (badane)	Stan na dzień 30.06.2012 (po przeglądzie)	Stan na dzień 31.12.2011 (badane)
Aktywa trwałe	26.976.604	27.678.870	6.330.604	6.266.725
Aktywa obrotowe	6.096.466	5.353.188	1.430.659	1.212.006
Aktywa razem	33.073.070	33.032.058	7.761.263	7.478.731
Kapitał własny	28.651.650	31.782.100	6.723.688	7.195.730
Kapitał podstawowy	18.697.608	18.697.837	4.387.771	4.233.345
Zobowiązania długoterminowe	50.806	18.784	11.923	4.253
Zobowiązania krótkoterminowe	4.370.614	1.231.174	1.025.653	278.748

** liczba akcji nie obejmuje akcji własnych*

Powyższe dane finansowe za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 oraz 2011 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 2012 roku - 4,2613 EUR/PLN oraz na dzień 31 grudnia 2011 roku - 4,4168 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 2012 roku do 30 czerwca 2012 roku - 4,2246 EUR/PLN; dla okresu od 1 stycznia 2011 roku do 30 czerwca 2011 roku - 3,9673 EUR/PLN.

SPIS TREŚCI

1. ORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ. 6
1.1. Opis działalności Grupy Kapitałowej 6
1.2. Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej 7
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 13
2.4. Bilans energii GK PGE 13
2.5. Sprzedaż ciepła 15
2.6. Taryfy 15
2.7. Koszty zakupu paliw 16
2.8. Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień Emisyjnych na lata 2008-2012 („KPRU II") 16
3. ISTOTNE DOKONANIA ORAZ NIEPOWODZENIA SPÓŁKI W OKRESIE, KTÓREGO DOTYCZY RAPORT, WRAZ Z WYKAZEM NAJWAŻNIEJSZYCH ZDARZEŃ ICH DOTYCZĄCYCH. 17
3.1. Wyniki finansowe Grupy 17
3.2. Segmenty działalności 20
3.2.1 Segment Energetyka Konwencjonalna 21
3.2.2 Segment Energetyka Odnawialna 22
3.2.3 Segment Obrotu Hurtowego 22
3.2.4 Segment Dystrybucja 23
3.2.5 Segment Sprzedaż Detaliczna 23
3.2.6 Pozostała Działalność 23
3.3. Publikacja prognoz wyników finansowych 24
4. Zarządzanie ryzykiem finansowym i rynkowym 24
5. RYZYKA I ZAGROŻENIA GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE S.A. 25
5.1. Czynniki ryzyka związane z otoczeniem rynkowym oraz ogólną sytuacją makroekonomiczną w kraju i na świecie 25
5.1.1 Ryzyko związane z sytuacją makroekonomiczną w kraju i na świecie 25
5.1.2 Ryzyko rosnącej konkurencji (prawo swobodnego wyboru dostawcy energii) 25
5.1.3 Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło 26
5.2. Czynniki ryzyka związane z otoczeniem regulacyjno-prawnym 26
5.2.1 Ryzyko polityczne 26
5.2.2 Ryzyko zmian prawa i innych regulacji dotyczących naszej działalności, a także zmian ich interpretacji lub stosowania 26
5.2.3 Ryzyko zmian w systemie wsparcia odnawialnych źródeł energii 27
5.2.4 Ryzyko zmian w systemie wsparcia kogeneracyjnych źródeł energii 28
5.2.5 Ryzyko związane z regulacjami nakładającymi obowiązek zapewnienia wystarczającej liczby świadectw pochodzenia 28
5.2.6 Ryzyko związane z wymogiem posiadania koncesji 29
5.2.7 Ryzyko związane z przyłączaniem odnawialnych źródeł energii do sieci dystrybucyjnej 29
5.2.8 Ryzyko związane z potencjalnym naruszeniem przepisów antymonopolowych 29
5.2.9 Ryzyko związane z programem redukcji emisji CO2 29
5.2.10 Ryzyko ograniczeń w zakresie emisji innych niż CO2 substancji do środowiska oraz zaostrzania standardów BAT 30
5.3. Czynniki ryzyka związane z działalnością operacyjną Grupy Kapitałowej PGE 30
5.3.1 Ryzyko przerwania dostaw paliw do naszych elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni 30
5.3.2 Ryzyko niewystarczających zapasów paliw 31
5.3.3 Ryzyko związane z kosztami rekultywacji terenów górniczych 31
5.3.4 Ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi 31
5.3.5 Ryzyko związane z przeglądami, remontami, modernizacjami i inwestycjami 31
5.3.6 Ryzyko nieuregulowanych stanów prawnych nieruchomości 32

5.3.7 Ryzyko związane z pozyskiwaniem finansowania ... 32
5.3.8 Ryzyko obniżenia lub wycofania ratingu PGE ... 32
5.3.9 Ryzyko związane z decyzjami Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT ... 32
5.3.10 Ryzyko cen transferowych ... 33
5.3.11 Ryzyko niewystarczającej ochrony ubezpieczeniowej ... 33
5.3.12 Ryzyko związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi ... 33

6. POZOSTAŁE ISTOTNE ZDARZENIA OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO ORAZ ZDARZENIA NASTĘPUJĄCE PO DNIU BILANSOWYM ... 34
6.1. Program Konsolidacji ... 34
6.2. Koncepcja zarządzania aktywami pozaenergetycznymi w ramach GK PGE ... 34
6.3. Pozostałe zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej ... 34
6.4. Działania związane z energetyką jądrową ... 35
6.5. Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT ... 36
6.6. Przyjęcie Programu Poprawy Efektywności w Grupie PGE na lata 2012-2016 ... 38
6.7. Przyjęcie strategii Grupy PGE na lata 2012-2035 ... 38
6.8. Projekt budowy bloków energetycznych w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole. Zawarcie umowy znaczącej. ... 38
6.9. Zmiany w składzie Zarządu PGE S.A. ... 39
6.10. Projekt budowy morskich farm wiatrowych ... 39
6.11. Projekt Elektrownia Puławy ... 39
6.12. Rozpoczęcie procesu inkorporacji spółek do PGE Energia Odnawialna S.A. ... 39
6.13. Rozwiązanie Umowy Prywatyzacyjnej spółki Energa S.A. ... 40
6.14. Rejestracja przez sąd umorzenia akcji własnych oraz zmiany wysokości i struktury kapitału zakładowego PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. ... 40
6.15. Zawarcie umowy w sprawie poszukiwania i wydobycia węglowodorów z łupków ... 40
6.16. Uruchomienie farmy wiatrowej Pelplin ... 41
6.17. Pożar w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów ... 41

7. CZYNNIKI, KTÓRE W OCENIE SPÓŁKI BĘDĄ MIAŁY WPŁYW NA OSIĄGNIĘTE PRZEZ NIĄ WYNIKI W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIEJ KOLEJNEGO KWARTAŁU. ... 41

8. AKCJONARIUSZE POSIADAJĄCY BEZPOŚREDNIO LUB POŚREDNIO PRZEZ PODMIOTY ZALEŻNE CO NAJMNIEJ 5% OGÓLNEJ LICZBY GŁOSÓW NA WALNYM ZGROMADZENIU SPÓŁKI ... 42

9. ZESTAWIENIE STANU POSIADANIA AKCJI SPÓŁKI LUB UPRAWNIEŃ DO NICH PRZEZ OSOBY ZARZĄDZAJĄCE I NADZORUJĄCE SPÓŁKĘ NA DZIEŃ PRZEKAZANIA RAPORTU PÓŁROCZNEGO ... 43

10. INFORMACJA DOTYCZĄCĄ EMISJI, WYKUPU I SPŁATY NIEUDZIAŁOWYCH I KAPITAŁOWYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH. ... 43

11. 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. ... 43

12. TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI. ... 43

13. POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ. ... 43

14. OŚWIADCZENIA ZARZĄDU ... 44
14.1. Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego ... 44
14.2. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego ... 44

1. Organizacja Grupy Kapitałowej.

Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE („GK PGE", „Grupa PGE", „Grupa") oraz pełny wykaz podmiotów podlegających konsolidacji zostały zamieszczone w nocie nr 1 i nr 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

1.1. Opis działalności Grupy Kapitałowej

Działalność Grupy jest obecnie zorganizowana w pięciu głównych segmentach:

(i) Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna („Energetyka Konwencjonalna"), który 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 powiązanymi 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 wchodzą 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.

Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 30 czerwca 2012 roku:

Energetyka Konwencjonalna	Energetyka Odnawialna	Obrót Hurtowy	Dystrybucja	Sprzedaż Detaliczna
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK S.A.)	PGE Energia Odnawialna S.A.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (PGE S.A.)	PGE Dystrybucja S.A.	PGE Obrót S.A.
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Resko sp. z o.o.	ELECTRA Deutschland GmbH*		
Elektrownia Puławy sp. z o.o.	Biogazownia Łapy sp. z o.o.			
PGE Gubin sp. z o.o.	Biogazownia Wożuczyn sp. z o.o.			
	Elektrownia Wiatrowa Turów sp. z o.o.			
	Elektrownia Wiatrowa Gniewino sp. z o.o.			
	Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.			
	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.			
	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.			
	Bio-Energia S.A.			

** w dniu 1 sierpnia 2012 roku uległa zmianie firma i siedziba spółki ELECTRA Deutschland GmbH. Aktualna firma i siedziba spółki jest następująca: PGE Trading GmbH z siedzibą w Berlinie*

1.2. Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2012 roku w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie nr 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Udziały i akcje w jednostkach zależnych i stowarzyszonych

W I półroczu 2012 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zmieniła swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- w I kwartale 2012 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych łącznie 3.750 akcji imiennych spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (stanowiących łącznie 0,0005% udziału w kapitale zakładowym spółki). Zakup akcji imiennych przez PGE S.A. wynikał z Umowy prywatyzacyjnej, na mocy której pracownikom spółki PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A. (obecnie PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz) przysługuje prawo do zbycia przydzielonego pakietu akcji na rzecz większościowego akcjonariusza.
- w dniu 12 marca 2012 roku Sąd Rejonowy dla Łodzi Śródmieścia w Łodzi, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego wydał postanowienie o wpisie połączenia PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z PGE Elektrownia Opole S.A. W związku z powyższym PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiada aktualnie 635.146.422 akcji zwykłych imiennych PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. stanowiących 91,20% udziału w kapitale zakładowym spółki.
- w dniu 30 grudnia 2011 roku została podpisana umowa datio in solutum pomiędzy spółką PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz spółką PGE Energia Odnawialna S.A., rozliczająca zobowiązanie PGE Energia Odnawialna S.A. z tytułu dywidendy należnej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Na podstawie ww. umowy, po spełnieniu warunków tej umowy, zostało przeniesione na PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. prawo własności 103.196 akcji zwykłych imiennych spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (stanowiących 0,015% udziału w kapitale zakładowym) w celu zwolnienia PGE Energia Odnawialna S.A. ze zobowiązania do zapłaty części należnej dywidendy. W dniu 15 marca 2012 roku dokonana została zmiana w księdze akcyjnej spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. dotycząca ww. przeniesienia własności akcji. Od tego dnia PGE Energia Odnawialna S.A. przestała być akcjonariuszem spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
- w dniu 18 stycznia 2012 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Obrót S.A. podjęło Uchwałę w sprawie przymusowego wykupu akcji akcjonariuszy mniejszościowych spółki w trybie art. 418 Ksh, dotyczącą przymusowego wykupu akcji stanowiących 0,24% w kapitale zakładowym PGE Obrót S.A. na rzecz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W wyniku realizacji powyższej uchwały, w kwietniu 2012 roku, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła 11.716 akcji spółki PGE Obrót S.A. Ponadto w dniu 7 maja 2012 roku PGE nabyła od Skarbu Państwa, na podstawie umowy sprzedaży, 46 akcji spółki PGE Obrót S.A. stanowiących 0,00093% kapitału zakładowego. W związku z przeprowadzonymi transakcjami PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiada aktualnie 99,55 % w kapitale zakładowym PGE Obrót S.A.
- w dniu 10 maja 2012 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Dystrybucja S.A. podjęło uchwałę o przymusowym wykupie 194.839 akcji na okaziciela serii I, należących do akcjonariuszy mniejszościowych spółki PGE Dystrybucja S.A., reprezentujących 0,02% w kapitale zakładowym Spółki. Wykup zostanie dokonany przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- w dniu 13 czerwca 2012 roku decyzją Walnego Zgromadzenia podwyższony został kapitał zakładowy spółki PGE Systemy S.A. z kwoty 5.000.000 zł do kwoty 125.000.000 zł, tj. o kwotę 120.000.000 zł. 12.000.000 nowoutworzonych akcji serii D o wartości nominalnej 10 zł każda akcja objął jedyny akcjonariusz spółki tj. spółka PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w dniu 16 lipca 2012 roku.

W dniu 1 lutego 2012 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. utworzyła spółkę PGE Dom Maklerski S.A. z siedzibą w Warszawie i jest jej 100% akcjonariuszem. W dniu 19 kwietnia 2012 roku nastąpiła rejestracja Spółki w KRS.

W I półroczu 2012 roku spółki z Grupy PGE zmieniły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- w dniu 2 stycznia 2012 roku został zarejestrowany podział spółki Przedsiębiorstwo Transportowo Sprzętowe BETRANS sp. z o.o. i przeniesienie zorganizowanej części przedsiębiorstwa (Działu Utrzymania Zieleni) na spółkę ELBEST sp. z o.o. W wyniku powyższego przeniesienia zorganizowanej części przedsiębiorstwa kapitał zakładowy spółki ELBEST sp. z o.o. został podwyższony w drodze ustanowienia 1.952 udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy (tj. do kwoty 121.856.000 zł), które zostały przyznane wspólnikom spółki PTS BETRANS sp. z o.o. Kapitał zakładowy spółki PTS BETRANS sp. z o.o. został obniżony poprzez umorzenie 2.964 udziałów o wartości nominalnej 500 zł każdy (tj. do kwoty 16.078.500 zł), proporcjonalnie do udziałów posiadanych przez poszczególnych wspólników tej spółki.
- w dniu 6 marca 2012 roku zawarto 3 umowy nabycia akcji z akcjonariuszami mniejszościowymi spółki PGE Dystrybucja S.A. Na mocy tych umów PGE Dystrybucja S.A. nabyła 39.996 akcji własnych. Podpisanie umów nabycia akcji związane było z realizacją obowiązków nałożonych na Spółkę zgodnie z art. 418^1 § 4 Ksh o przymusowym odkupie akcji.
- w dniu 12 marca 2012 roku Sąd Rejonowy dla Łodzi Śródmieścia w Łodzi, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego wydał postanowienie o wpisie połączenia PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (spółka przejmująca) z PGE Elektrownia Opole S.A. (spółka przejmowana). Spółka przejmująca weszła we wszystkie prawa i obowiązki spółki przejmowanej. W wyniku połączenia kapitał zakładowy PGE GiEK S.A. został podwyższony o kwotę 452.769.880 zł, tj. do kwoty 6.964.382.240 zł.
- w dniu 12 marca 2012 roku w wyniku połączenia PGE GiEK S.A. z PGE Elektrownia Opole S.A., PGE GiEK S.A. została wspólnikiem spółek: ELKOM sp. z o.o. (udział w kapitale zakładowym 52,58%) oraz EPO sp. z o.o. (udział w kapitale zakładowym 50,00%). Ponadto wzrosło zaangażowanie kapitałowe PGE GiEK S.A. w NZOZ MegaMed sp. z o.o. (obecnie MegaMed sp. z o.o.) z 97,40% do 100% w kapitale zakładowym.
- w dniu 19 kwietnia 2012 roku spółka Tetra System Polska S.A. w likwidacji z siedzibą w Warszawie została wykreślona z rejestru przedsiębiorców. Spółka EXATEL S.A. posiadała 14% akcji w kapitale zakładowym spółki.
- w dniu 18 czerwca 2012 roku podpisana została Umowa nabycia udziałów w spółce Elektrownia Puławy sp. z o.o., na mocy której PGE GiEK S.A. nabyła 11.074 udziały, co stanowi 50% kapitału zakładowego tej spółki.

W dniu 2 stycznia 2012 roku zostało zarejestrowane połączenie spółki PGE Energia Odnawialna S.A. (spółka przejmująca) ze spółkami Elektrownia Wiatrowa Kamieńsk sp. z o.o. oraz Dychowskie Przedsiębiorstwo Eksploatacji Elektrowni ELDEKS sp. z o.o. (spółki przejmowane).

W dniu 2 stycznia 2012 roku Sąd Rejonowy dla Łodzi-Śródmieścia w Łodzi XX Wydział Gospodarczy dokonał wpisu „ELBEST" sp. z o.o. Oddział Wawrzkowizna II.

W dniu 2 stycznia 2012 roku spółka Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne „ELTUR-SERWIS" sp. z o.o. (spółka bezpośrednio zależna od spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.) utworzyła Oddział w Brzeziu koło Opola. W dniu 16 stycznia 2012 roku nastąpiła rejestracja utworzenia Oddziału w KRS.

W dniu 16 kwietnia 2012 roku, postanowieniem Sądu Rejonowego w Zielonej Górze, VIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, dokonana została zmiana firmy i siedziby spółki „PWE GUBIN" sp. z o.o. Po dokonanej zmianie firma i siedziba spółki jest następująca: „PGE Gubin" sp. z o.o. z siedzibą w Gubinie

W dniu 1 maja 2012 roku dokonano rejestracji w KRS nowego oddziału spółki Przedsiębiorstwo Produkcji Sorbentów i Rekultywacji "ELTUR-WAPORE" sp. z o.o., o nazwie Oddział Opole. Oddział rozpoczął swoją działalność 1 maja 2012 roku.

W dniu 20 czerwca 2012 roku Zarząd spółki Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe EKTO sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku (spółka zależna PGE Dystrybucja S.A.) złożył do Sądu Rejonowego w Białymstoku wniosek o ogłoszenie upadłości z możliwością zawarcia układu. Sąd Rejonowy postanowieniem z dnia 6 lipca 2012 roku umorzył postępowanie w tej sprawie. W związku z tym

w dniu 9 lipca 2012 roku Zarząd spółki złożył w Sądzie Rejonowym w Białymstoku oświadczenie o wszczęciu postępowania naprawczego.

W dniu 25 czerwca 2012 roku spółka Electra Slovakia s.r.o. z siedzibą w Bratysławie, w wyniku postępowania likwidacyjnego, została wykreślona z rejestru przedsiębiorców.

W dniu 27 czerwca 2012 roku Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Ośrodek Wypoczynkowo-Szkoleniowy „Energetyk" sp. z o.o. z siedzibą w Sielpii Wielkiej (spółka zależna PGE Dystrybucja S.A.) podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2012 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała żadnych istotnych obszarów swojej działalności. W nocie nr 25 skonsolidowanego sprawozdania finansowego przedstawiono informacje dotyczące działalności, która w okresie sprawozdawczym spełniła definicję przeznaczonej 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 w kraju ma przełożenie na wyniki finansowe osiągane przez Grupę PGE. Słabnąca koniunktura gospodarcza przyczyniła się w I półroczu 2012 roku do ograniczenia tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, które ukształtowało się w tym okresie na poziomie o około 0,3% wyższym w porównaniu do I półrocza 2011 roku.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Najważniejsze dane	I półrocze 2012	I półrocze 2011
Realny wzrost PKB (% wzrostu)[1]	3,3*	4,4
Wskaźnik wzrostu cen konsumpcyjnych (% wzrostu)[2]	4,3	4,2
Krajowe zużycie energii elektrycznej (% wzrostu)[3]	0,3	2,5
Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh)[3]	79,0	78,8

** dane szacunkowe - Dom Maklerski Banku Handlowego S.A.*

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

Rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce oraz dynamicznie zmieniająca się sytuacja makrootoczenia w Europie mają wpływ na warunki cenowe na rynku krajowym i zagranicznym, a tym samym oddziałują na wyniki PGE S.A. oraz całej Grupy PGE.

Rynek krajowy

W pierwszym półroczu 2012 roku rynek energii elektrycznej charakteryzował się niskim poziomem cen. Spadkowy trend cen, jaki miał miejsce w grudniu 2011 roku kontynuowany był również w pierwszych tygodniach 2012 roku i dopiero początek lutego przyniósł krótkotrwały wzrost cen energii elektrycznej. Wzrost ten wynikał ze zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną na skutek niższego niż zazwyczaj poziomu temperatur. W kolejnych miesiącach nastąpił istotny spadek cen, które osiągnęły wartości nienotowane od 2009 roku.

Od chwili wprowadzenia tzw. "obliga giełdowego", czyli nałożenia na wytwórców energii obowiązku sprzedaży energii na giełdzie towarowej lub rynkach regulowanych (art. 49a ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne), wzrosło znaczenie Towarowej Giełdy Energii (TGE), którego efektem jest zwiększenie obrotów na tej giełdzie. Spadek cen na hurtowym rynku energii, wynikający ze zmniejszającego się tempa zapotrzebowania na energię, spowodował zmniejszenie się obrotów, przede wszystkim na rynku bieżącym, na którym TGE w 2011 roku miało dominującą pozycję (udział ponad 91% łącznej sprzedaży rynku SPOT). W I półroczu 2012 roku udział TGE w łącznych obrotach zmniejszył się do około 87% całego rynku. Wpływ na to miała decyzja Prezesa URE, który w październiku 2011 roku

uznał sprzedaż energii na dawnej platformie POEE (obecnie poee Rynek Energii Giełdy Papierów Wartościowych – „poee RE GPW"), jako spełniającą wspomniany obowiązek tzw. „obliga giełdowego".

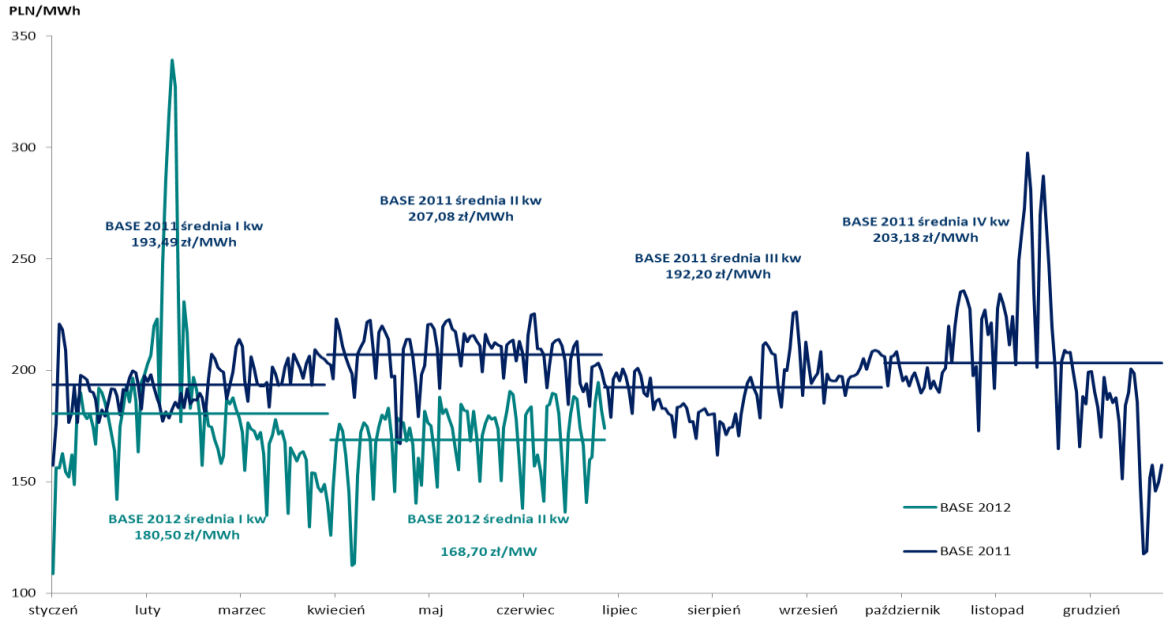
Rynek SPOT

Od początku 2012 roku na bieżącym rynku energii elektrycznej dominował spadkowy trend cen. Drugi kwartał 2012 roku był pod tym względem rekordowy. Średnie ceny poszczególnych miesięcy znajdowały się na poziomie wyraźnie niższym niż te z lat poprzednich. Średnia cena SPOT w II kwartale 2012 roku, wyznaczona na bazie indeksu IRDN24 z TGE wyniosła 168,70 zł/MWh i była niższa od średniej ceny analogicznego kwartału 2011 roku o 38,38 zł/MWh. Decydujące znaczenie miały w tym wypadku ceny kwietnia (162,22 zł/MWh), a wzrost cen w maju i czerwcu (odpowiednio 173,43 zł/MWh i 170,83 zł/MWh) nie rekompensował tak dużego spadku cen na początku II kwartału. Przyczyn obserwowanego spadku cen w I półroczu 2012 roku należy upatrywać we wzroście dostępnych mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) oraz realizowanym w całym okresie imporcie energii ze Szwecji. Potwierdzeniem występowania dużej rezerwy mocy w KSE są ceny Rynku Bilansującego (RB), które tylko z wyjątkiem okresów większego zapotrzebowania lub zwiększonej liczby nieplanowych postojów najtańszych jednostek wytwórczych takich jak blok 858 MW w Elektrowni Bełchatów, znajdowały się na niskim poziomie. Wzrost rezerwy mocy może wiązać się również ze wzrostem podaży energii ze źródeł odnawialnych, przede wszystkim wiatrowych, których moc w I półroczu 2012 roku przyrosła o ok. 403 MW.

Wysoki poziom cen w Polsce w 2011 roku wynikał w dużej mierze z realizowanego w tamtym okresie eksportu, który w sytuacji wysokich cen w Niemczech był głównym czynnikiem wpływającym na wzrost cen na TGE. Obecnie, pomimo dużej dostępności mocy transgranicznych a także realizowanego eksportu, ceny na European Energy Exchange (EEX) zbliżone są poziomem do cen TGE, co powoduje, że wspomniany eksport nie jest już elementem wpływającym na wzrost cen w kraju.

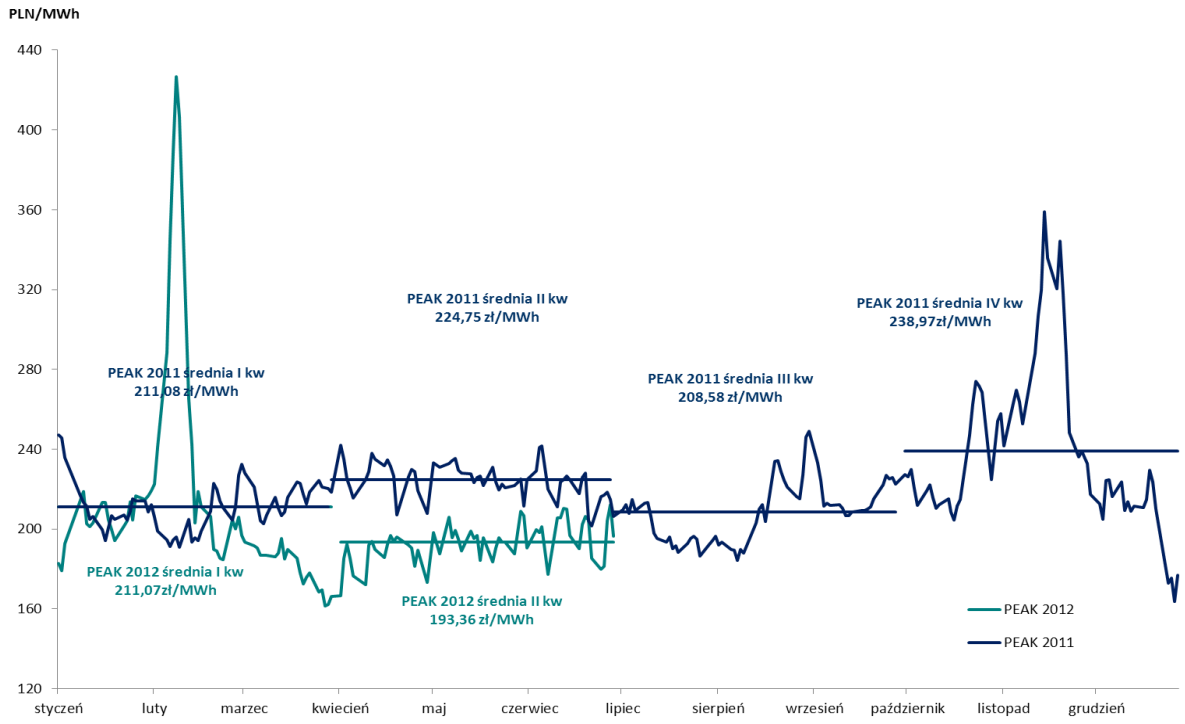
Łączne obroty w I półroczu 2012 roku na rynku SPOT, realizowane zarówno na TGE jak i poee RE GPW wyniosły ponad 11 TWh i były nieznacznie wyższe niż w I półroczu 2011 roku.

Rysunek: Dzienne i kwartalne ceny energii w godzinach odpowiadających pasmu (*base*) w transakcjach SPOT w latach 2011–2012 (TGE)*



** średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej, liczona wg daty dostawy dla całej doby (indeks IRDN24)*

Rysunek: Dzienne i kwartalne ceny energii w godzinach szczytowych (*peak*) w transakcjach SPOT w latach 2011–2012 (TGE)*



** średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej, liczona wg daty dostawy dla całej doby (indeks IRDN24)*

Pomimo że Rynek Bilansujący jest w założeniu rynkiem technicznym, często wykorzystywany jest do celów handlowych. W II kwartale 2012 roku z powodu kształtujących się na RB niskich cen, obroty na tym rynku były wyraźnie mniejsze. Ceny na RB kształtowały się na podobnym poziomie, co ceny na rynku podstawowym, z tą różnicą, że w sytuacjach zmniejszającej się rezerwy mocy w systemie cena rozliczeniowa odchylenia (CRO) zmieniała się w większym zakresie niż cena TGE.

Rynek terminowy

Niski poziom cen na rynku SPOT w I półroczu 2012 roku miał duży wpływ na rynek terminowy, gdzie wszystkie notowane w tym okresie produkty stopniowo traciły na wartości. Pomimo tego wielkość obrotów energią elektryczną na zorganizowanym rynku w transakcjach terminowych, bez względu na termin dostawy energii, wyniosła w I kwartale 2012 roku ok. 26,3 TWh, by po pierwszym półroczu 2012 roku osiągnąć wielkość 62,4 TWh. W segmencie kontraktów terminowych, pod względem wolumenu zawieranych transakcji w 2011 roku, TGE stała się dominującym miejscem handlu energią elektryczną. Pierwsze półrocze 2012 roku różniło się pod tym względem w stosunku do roku poprzedniego, gdyż udział TGE stanowił nieco ponad 38% łącznej wielkości obrotów. Wynikało to z faktu, że największą cześć sprzedaży na giełdzie stanowią kontrakty roczne, dla których szczyt obrotów przypadał do tej pory na drugą połowę roku. W I półroczu 2012 roku łączna wielkość sprzedaży energii na rok 2013 na całym zorganizowanym rynku wyniosła 30,9 TWh, w tym prawie 3,3 GW pasma rocznego, podczas gdy w analogicznym okresie roku poprzedniego wielkość sprzedaży produktu rocznego z dostawą w 2012 roku wyniosła blisko 4,9 GW.

Z roku na rok następuje ciągły rozwój rynku terminowego w Polsce. O jego roli świadczy fakt, że od początku notowań kontraktów terminowych (forward) z dostawą na rok 2012 do końca czerwca 2012 roku, obroty energią w tych kontraktach wyniosły blisko 149 TWh, co przy zapotrzebowaniu około 158 TWh stanowi istotny udział. W I półroczu 2012 roku zużycie energii w kraju wyniosło ponad 79 TWh, natomiast sprzedaż energii na rynku zorganizowanym w kontraktach terminowych z dostawą w tym okresie wyniosła ok. 77,8 TWh. Zapewne znaczna część zużytej energii pochodziła z kontraktów bilateralnych, niemniej skala obrotów odzwierciedla wzrastające znaczenie zorganizowanego rynku hurtowego.

Rynek międzynarodowy

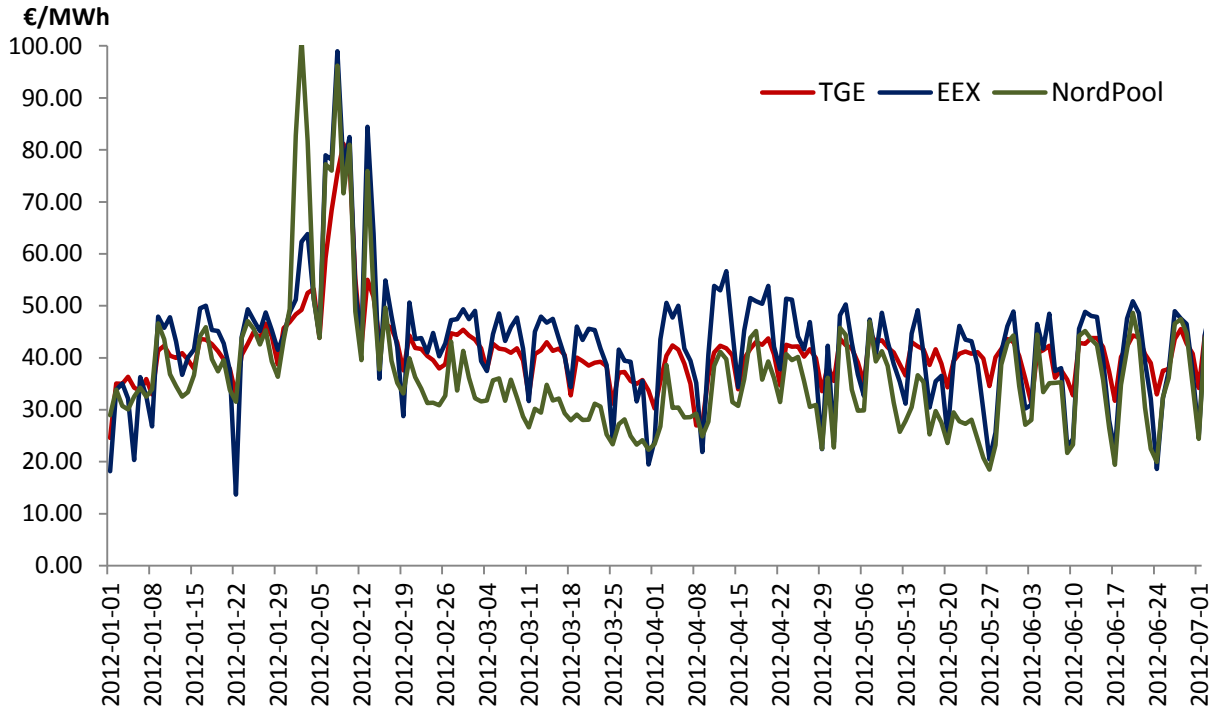
Sytuacja na rynkach ościennych ma istotny wpływ na warunki cenowe na rynku energii elektrycznej w Polsce. Istniejące połączenia transgraniczne w istotny sposób oddziałują zarówno na popyt jak i podaż energii. Ograniczenia mocy wytwórczych ze źródeł atomowych w Niemczech wpływają na wzrost cen na tamtejszym rynku oraz powodują zapotrzebowanie na energię pochodzącą z importu, co można było zaobserwować w 2011 roku. Zazwyczaj na wysoki poziom cen za granicą rynek polski reaguje również wzrostem cen przede wszystkim w okresach, kiedy PSE Operator S.A. udostępnia na granicy dużą ilość mocy transgranicznych, czyli do 1.700 MW w godzinie na połączeniach z systemami operatorów 50 HzT, CEPS i SEPS.

W minionym półroczu różnica cen pomiędzy giełdami EEX a TGE nie była tak wyraźna, jak w roku poprzednim. Poza tym ceny na rynku niemieckim, podobnie jak w Polsce w pierwszym kwartale 2012 roku, z wyjątkiem lutego, znajdowały się w trendzie spadkowym. Dopiero w drugim kwartale nieco się odbudowały, lecz nie do poziomu, który byłby wyraźnie wyższy niż w Polsce i byłby dostatecznym czynnikiem do wzrostu cen na rynku polskim. Jednym z czynników ograniczającym wzrost cen w pierwszym półroczu bieżącego roku był niski poziom cen uprawnień do emisji CO2, który w okresie od marca do czerwca, oscylował wokół 7 EUR/MWh. Ostatecznie, średnia cena energii elektrycznej SPOT w omawianym okresie w Niemczech wyniosła 42,74 EUR/MWh, podczas, gdy w Polsce było to 41,15 EUR/MWh.

Łączna wielkość energii wyeksportowanej z Polski w I półroczu 2012 roku wyniosła ok. 3,1 TWh, z czego prawie 1,4 TWh przypadało na połączenie PSE-O HzT50 (Niemcy). Pozostała część eksportu to 914,1 GWh - Czechy, 796,6 GWh - Słowacja oraz tylko 47,7 GWh - Szwecja.

Niski poziom eksportu do Szwecji wynikał z niższego niż w Polsce poziomu cen. Spośród rynków, z którymi Polska posiada połączenia transgraniczne ten obszar okazał się najtańszy. Jego struktura wytwarzania oparta w dużym stopniu na energetyce odnawialnej, w tym znaczny udział źródeł wodnych, spowodowała, że przy wysokim poziomie rezerwuarów wód nastąpił spadek cen energii elektrycznej. Taka sytuacja cenowa pomiędzy NordPool a TGE spowodowała, że w I półroczu 2012 roku odnotowano wzrost importu energii do Polski. Łączna wielkość importu w tym okresie wyniosła ponad 1,7 TWh, z czego import ze Szwecji stanowił blisko 80% i wyniósł prawie 1,4 TWh. Ponadto w połowie 2012 roku istotny stał się import energii z uruchomionego w końcu 2011 roku połączenia z Ukrainą (220 MW). Energia ta, podobnie jak import ze Szwecji, wpływa na ograniczenie wykorzystania mocy wytwórczych w Polsce.

Rysunek: Porównanie cen SPOT na TGE oraz rynkach międzynarodowych



Ceny energii elektrycznej na rynku detalicznym

Głównym czynnikiem wpływającym na wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych w 2012 roku był wzrost kosztów uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia w celu wypełnienia ustawowych obowiązków nałożonych na przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Wzrost średnich cen energii elektrycznej w 2012 roku wynika ze zmiany cennika PGE Obrót S.A. (ceny taryfowe) w grupach taryfowych A, B, C i R od 1 grudnia 2011 roku, zmiany cen wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy dla odbiorców z grup taryfowych G obowiązującej od 1 stycznia 2012 roku a także poziomu stosowanych upustów cenowych.

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 zł.

Tabela: Podstawowe dane dotyczące wytwórców Grupy objętych Ustawą KDT.

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

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 26.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

2.4. Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

	I półrocze 2012	I półrocze 2011	zmiana %
Sprzedaż w TWh, z czego:	**47,66**	**43,60**	**9%**
Sprzedaż do odbiorców finalnych *	16,06	15,39	4%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	30,86	27,47	12%
Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym giełda	*27,00*	*24,93*	*8%*
Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym pozostała	*3,29*	*2,01*	*64%*
Sprzedaż do klientów zagranicznych	*0,57*	*0,53*	*8%*
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,74	0,74	0%

** po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE*

W I półroczu 2012 oraz 2011 roku Grupa sprzedała odpowiednio 47,66 TWh oraz 43,60 TWh energii elektrycznej. W I półroczu 2012 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego nastąpił wzrost sprzedaży energii elektrycznej o 9%. Wynika to głównie ze wzrostu sprzedaży na rynku hurtowym oraz sprzedaży do odbiorców finalnych. W ramach sprzedaży na rynku hurtowym znacząco wzrosła sprzedaż na giełdzie oraz sprzedaż na rynku hurtowym pozostałym.

Zakup energii elektrycznej

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

	I półrocze 2012	I półrocze 2011	zmiana %
Zakup w TWh, z czego:	**20,67**	**18,96**	**9%**
Zakupy na krajowym rynku hurtowym giełda	16,94	16,27	4%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym pozostały	1,01	0,27	274%
Zakupy poza granicami kraju	0,26	0,19	37%
Zakupy na rynku bilansującym	2,46	2,23	10%

W I półroczu 2012 oraz 2011 roku spółki z Grupy zakupiły odpowiednio 20,67 TWh oraz 18,96 TWh energii elektrycznej spoza Grupy PGE. W I półroczu 2012 roku w porównaniu analogicznego okresu 2011 roku nastąpił wzrost zakupu energii elektrycznej o 9%. Wynika to ze wzrostu zakupu na rynku giełdowym oraz na krajowym rynku hurtowym pozostałym. Zanotowano również wzrost zakupu energii elektrycznej na rynku bilansującym.

Produkcja energii elektrycznej

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

	I półrocze 2012	I półrocze 2011	zmiana %
Produkcja energii ogółem w TWh, z czego:	**29,38**	**27,26**	**8%**
Elektrownie opalane węglem brunatnym	20,71	18,07	15%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	6,14	6,90	-11%
Elektrociepłownie węglowe	0,73	0,76	-4%
Elektrociepłownie gazowe	1,10	1,07	3%
Elektrociepłownie biomasowe	0,20	-	-
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,17	0,19	-11%
Elektrownie wodne	0,29	0,24	21%
Elektrownie wiatrowe	0,04	0,03	33%

W I półroczu 2012 oraz 2011 roku Grupa wyprodukowała odpowiednio 29,38 TWh oraz 27,26 TWh energii elektrycznej, co oznacza wzrost produkcji o 2,12 TWh tj. o 8%.

Produkcja energii elektrycznej wzrosła w elektrowniach opalanych węglem brunatnym o 2,64 TWh tj. o 15%, elektrociepłowniach gazowych i biomasowych oraz elektrowniach wodnych i wiatrowych. Zmniejszenie produkcji energii elektrycznej wystąpiło natomiast w elektrowniach opalnych węglem kamiennym, elektrociepłowniach węglowych oraz elektrowniach szczytowo-pompowych.

Wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jest głównie wynikiem produkcji energii z nowego bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z niższego zapotrzebowania Operatora Systemu Przesyłowego (PSE Operator S.A.) na energię elektryczną w Elektrowni Dolna Odra i Elektrowni Opole. Również spadek produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I półroczu 2012 roku były wykorzystywane w mniejszym stopniu przez Operatora Systemu Przesyłowego (PSE Operator S.A.).

Wpływ na zmianę struktury produkcji energii elektrycznej w Grupie PGE w I półroczu 2012 roku w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku miało również uruchomienie w IV kwartale 2011 roku produkcji z kotła na biomasę w Elektrowni Szczecin. Kocioł biomasowy zastąpił wszystkie eksploatowane do tej pory w Elektrowni Szczecin kotły węglowe.

2.5. Sprzedaż ciepła

W I półroczu 2012 roku sprzedaż ciepła w Grupie PGE wyniosła 12,25 mln GJ i była niższa w porównaniu z I półroczem 2011 roku o 1%. Sprzedaż ciepła uzależniona jest od warunków atmosferycznych panujących w kraju. Dodatkowo istotnym powodem niższej sprzedaży ciepła był mniejszy pobór ciepła ze względu na modernizację ciągu technologicznego u jednego z kontrahentów.

2.6. Taryfy

Spółki wchodzące w skład Grupy PGE realizują część swoich przychodów w oparciu o taryfy zatwierdzane 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

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2012 roku sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., odbywała się na podstawie taryfy zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 16 grudnia 2011 roku, która obowiązuje od 1 stycznia 2012 roku. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2012 roku sprzedaż energii do klientów korporacyjnych (kluczowych i biznesowych) oraz do klientów indywidualnych (z wyłączeniem klientów z grup taryfowych G przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A, dla których PGE Obrót S.A. jest sprzedawcą z urzędu) 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. obowiązującej od 1 grudnia 2011 roku oraz indywidualnie negocjowanych ofert i ofert promocyjnych.

Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2012", który został przygotowany przez Prezesa URE oraz został przekazany operatorom systemów dystrybucyjnych.

Taryfa dla PGE Dystrybucja S.A. na 2012 rok została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 16 grudnia 2011 roku w części dotyczącej stawek opłaty przejściowej oraz w dniu 19 grudnia 2011 roku w pozostałej części. Taryfa na 2012 rok zgodnie z Uchwałą Zarządu PGE Dystrybucja S.A. z dnia 20 grudnia 2011 roku została wprowadzona do stosowania z dniem 3 stycznia 2012 roku (stawki opłaty przejściowej zgodnie z decyzją URE obowiązują od 1 stycznia 2012 roku).

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2012 rok spowodowały zmiany średnich płatności dla klientów w poszczególnych grupach taryfowych w porównaniu z rokiem 2011:

- grupa taryfowa A – wzrost o 2,69%,
- grupa taryfowa B – wzrost o 2,93%,
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 5,32%,
- grupa taryfowa G – wzrost o 5,84%.

Średnia cena usług dystrybucji energii elektrycznej w porównaniu z ostatnimi obowiązującymi taryfami w 2011 roku zwiększyła się o około 3,87 %.

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. Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w okresie zakończonym 30 czerwca 2012 oraz 2011 roku.

	Okres 6 m-cy zakończony 30 czerwca 2012		Okres 6 m-cy zakończony 30 czerwca 2011	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln zł)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln zł)
Węgiel kamienny	3.351	966	3.818	1.005
Gaz (tys. m^3)*	297.468	272	287.250	234
Biomasa*	682	254	299	103
Olej opałowy (lekki i ciężki)*	21	52	42	93
RAZEM		**1.544**		**1.435**

** dane dla 2011 roku doprowadzone do porównywalności*

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2012 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 1.544 mln zł i były wyższe o około 8% w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2011 roku. Związane jest to głównie ze wzrostem zużycia biomasy oraz wzrostem średniej ceny gazu ziemnego o około 12%.

W okresie zakończonym 30 czerwca 2012 roku około 71% 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 nadkładu 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 CO_2 („KPRU"), 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 CO_2 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 średniorocznego limitu w wysokości 284 mln ton CO_2. 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 CO_2, podczas gdy jego emisja w normalnych warunkach szacowana jest na około 120 mln ton.

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

Sektor	Przydział średnioroczny uprawnień Mg CO_2
Elektrownie zawodowe	110.791.200
Elektrociepłownie zawodowe	25.391.008

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO_2 z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2012 roku (w porównaniu z ilością uprawnień przyznanych w drodze nieodpłatnych alokacji).

Tabela: Emisja CO_2 z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2012 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO_2 na 2012 rok.

Operator	Emisja CO_2 w I półroczu 2012	Przydział uprawnień do emisji CO_2* na 2012 rok
PGE GiEK Oddział Elektrownia Bełchatów	18.007.411	30.920.116
PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów	5.596.452	11.158.636
PGE GiEK Oddział Elektrownia Opole	3.448.550	6.475.340
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra	2.824.565	5.680.137
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	557.972	1.155.252
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów	235.587	479.305
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	291.379	570.840
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Rzeszów	183.868	303.155
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Kielce	112.603	194.547
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Zgierz	56.958	104.988
RAZEM	**31.315.345**	**57.042.316**

** pozycja obejmuje średnioroczny przydział uprawnień do emisji CO_2 wg KPRU II na 2012 rok oraz dodatkową liczbę uprawnień do emisji CO_2 otrzymaną przez PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów oraz Oddział Elektrociepłownia Kielce*

W związku z oddaniem do użytkowania nowego bloku energetycznego 858 MW PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów otrzymał, zgodnie z decyzją Marszałka Województwa Łódzkiego z dnia 20 grudnia 2011 roku, dodatkową liczbę uprawnień do emisji CO_2 w wysokości 4.812.746 ton do końca okresu rozliczeniowego 2008-2012. Dodatkowe uprawnienia w wysokości 3.982.961 ton zostały ujęte w powyższej tabeli jako przydział 2012 roku. Pozostałe 829.785 ton ujęto jako przydział za 2011 rok.

PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Kielce otrzymał z rezerwy na nowe instalacje dodatkowy przydział uprawnień na lata 2009-2012 w wysokości 5.190 ton rocznie.

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 2012 roku Grupa wykazała przychody ze sprzedaży na poziomie 14.950,9 mln zł, w porównaniu do 13.915,3 mln zł w I półroczu 2011 roku. Największy przyrost przychodów nastąpił w przychodach ze sprzedaży towarów i produktów, które wzrosły o 1.245,9 mln zł przede wszystkim z powodu: (i) wzrostu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wzrostu wolumenu produkcji oraz sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym i do odbiorców finalnych, (ii) wzrostu przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych oraz (iii) wzrostu przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii. Ujemny wpływ na odchylenie na przychodach ze sprzedaży towarów i produktów miało osiągnięcie niższych o 195,8 mln zł przychodów z tytułu rekompensat KDT.

Koszt własny sprzedaży w I półroczu 2012 roku wyniósł 10.876,9 mln zł, co oznacza wzrost o około 8% w porównaniu do I półrocza 2011 roku. Wzrost kosztu własnego sprzedaży był spowodowany przede wszystkim: (i) wzrostem wartości sprzedanych towarów i materiałów, (ii) wzrostem kosztów paliwa produkcyjnego oraz (iii) wzrostem kosztów osobowych.

Zysk brutto ze sprzedaży w I półroczu 2012 roku wyniósł 4.074,1 mln zł w porównaniu do 3.836,0 mln zł w I półroczu 2011 roku, co oznacza wzrost o około 6%.

W I półroczu 2012 roku łączne koszty sprzedaży i dystrybucji Grupy PGE wyniosły 836,1 mln zł, co stanowiło wzrost o około 4% w porównaniu z I półroczem 2011 roku. Wzrost kosztów sprzedaży i dystrybucji był głównie związany z poniesieniem przez PGE Obrót S.A. wyższych kosztów umorzenia praw majątkowych.

W I półroczu 2012 roku koszty ogólnego zarządu wyniosły 359,3 mln zł, co oznacza spadek o około 1% w porównaniu do I półrocza 2011 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w I półroczu 2012 roku był dodatni i wyniósł 225,0 mln zł w porównaniu do ujemnego wyniku w wysokości (-) 6,8 mln zł w I półroczu 2011 roku.

Pozostałe przychody operacyjne Grupy w I półroczu 2012 roku wyniosły 372,2 mln zł, co oznacza wzrost o około 215% w stosunku do kwoty 118,2 mln zł osiągniętej w I półroczu 2011 roku. Zwiększenie pozostałych przychodów operacyjnych wynika głównie z: (i) ujęcia w I półroczu 2012 roku korekty przychodów z tytułu rekompensat KDT w wysokości 130,3 mln zł, (ii) wyższego o 58,6 mln zł poziomu otrzymanych kar, grzywien i odszkodowań oraz (iii) wyższego o 31,9 mln zł poziomu rozwiązanych rezerw bilansowych.

Pozostałe koszty operacyjne w I półroczu 2012 roku wyniosły 147,2 mln zł w porównaniu do 125,0 mln zł w I półroczu 2011 roku, co oznacza wzrost o około 18%. Wzrost nastąpił głównie z powodu zwiększenia pozycji utworzenie odpisów aktualizujących należności o 35,6 mln zł oraz utworzenie rezerw bilansowych o 12,2 mln zł przy jednoczesnym spadku kosztów likwidacji szkód oraz usuwania awarii o (-) 24,8 mln zł.

W I półroczu 2012 roku wynik na działalności finansowej był dodatni i wyniósł 122,5 mln zł w porównaniu do ujemnego wyniku na działalności finansowej w wysokości (-) 57,9 mln zł w I półroczu 2011 roku.

Przychody finansowe Grupy w I półroczu 2012 roku wyniosły 301,8 mln zł, co oznacza wzrost o około 139% w stosunku do kwoty 126,2 mln zł osiągniętej w I półroczu 2011 roku. Wzrost ten spowodowany jest głównie (i) wzrostem o 126,9 mln zł przychodów z tytułu odsetek od instrumentów finansowych, (ii) wzrostem o 37,8 mln zł przychodów ze zbycia inwestycji oraz (iii) wyższą o 10,0 mln zł wartością dodatnich różnic kursowych.

Spadek kosztów finansowych o 4,9 mln zł w I półroczu 2012 roku w porównaniu z I półroczem 2011 roku wynika głównie z niższych o 21,1 mln zł kosztów z odsetek od instrumentów finansowych oraz niższych kosztów z tytułu utworzonych rezerw na odsetki. Spadek ten został częściowo skompensowany wzrostem poziomu różnic kursowych o 13,4 mln zł.

Udział w zysku jednostek stowarzyszonych wyniósł w I półroczu 2012 roku 3,4 mln zł i był niższy o 165,0 mln zł w porównaniu do I półrocza 2011 roku. Spadek ten ma związek ze sprzedażą spółki Polkomtel S.A.

W efekcie powyższych zmian zysk brutto Grupy w I półroczu 2012 roku ukształtował się na poziomie 3.229,7 mln zł w porównaniu do 2.771,3 mln zł w I półroczu 2011 roku.

W I półroczu 2012 roku marża zysku brutto Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) zwiększyła się do 22% z 20% w I półroczu 2011 roku.

W wyniku opisanych powyżej czynników zysk netto w I półroczu 2012 roku wyniósł 2.524,4 mln zł w porównaniu do 2.259,6 mln zł w I półroczu 2011 roku. Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w I półroczu 2012 roku zwiększył się o 275,7 mln zł w porównaniu z I półroczem 2011 roku i wyniósł 2.494,5 mln zł.

Łączne całkowite dochody Grupy w I półroczu 2012 roku wyniosły 2.523,9 mln zł w porównaniu do 2.260,7 mln zł w I półroczu 2011 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku oraz na dzień 31 grudnia 2011 roku, aktywa trwałe Grupy wynosiły odpowiednio 44.723,0 mln zł oraz 44.444,9 mln zł i stanowiły odpowiednio 75% i 76% aktywów ogółem.

Największa zmiana nastąpiła w pozycji pozostałe aktywa długoterminowe, która według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku oraz na dzień 31 grudnia 2011 roku wynosiła odpowiednio 614,4 mln zł oraz 440,2 mln zł. Zmiana wynika głównie z zaewidencjonowania zaliczek na zakup rzeczowych aktywów trwałych.

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku oraz na dzień 31 grudnia 2011 roku wyniosły odpowiednio 15.266,0 mln zł oraz 14.317,7 mln zł.

Zwiększenie wartości aktywów obrotowych Grupy o 948,3 mln zł w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2012 roku w stosunku do roku zakończonego dnia 31 grudnia 2011 roku było spowodowane głównie wzrostem środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 3.986,9 mln zł, z czego około 2.100,2 mln zł wzrostu spowodowane było przesunięciem z pozycji pozostałe pożyczki

i należności finansowe (rozwiązanie lokat powyżej 3 miesięcy). Ujemnie na wartość aktywów obrotowych wpływa spadek wartości pozycji uprawnienia do emisji dwutlenku węgla o 988,5 mln zł.

Pozycja bilansowa uprawnienia do emisji dwutlenku węgla zmniejszyła się z 3.367,0 mln zł na koniec grudnia 2011 roku do 2.378,5 mln zł na dzień 30 czerwca 2012 roku z powodu umorzenia w kwietniu 2012 roku uprawnień przyznanych nieodpłatnie za rok 2011.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów został opisany w części dotyczącej sprawozdania z przepływów pieniężnych.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku oraz na dzień 31 grudnia 2011 roku kapitał własny ogółem Grupy wyniósł odpowiednio 40.222,3 mln zł oraz 41.173,3 mln zł, co stanowi odpowiednio 67% oraz 70% kapitałów i zobowiązań ogółem. Kapitał udziałowców niekontrolujących według stanu na dzień 30 czerwca 2012 roku oraz na dzień 31 grudnia 2011 roku wyniósł odpowiednio 332,2 mln zł oraz 414,4 mln zł.

Spadek kapitału własnego ogółem o 950,9 mln zł wynika przede wszystkim z ujęcia podziału zysku za 2011 rok i przeznaczenia części zysku netto tj. 3.421,7 mln zł na wypłatę dywidendy.

Zobowiązania długoterminowe na dzień 30 czerwca 2012 roku wyniosły 7.230,5 mln zł i były niższe o 14,5 mln zł od stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku. Zmiana stanu zobowiązań długoterminowych wynika głównie z niższej o 127,1 mln zł wartości zadłużenia z tytułu oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu, wyższej o 74,2 mln zł wartości rezerw (w szczególności wzrost o 49,2 mln zł wartości rezerwy na koszty rekultywacji) oraz wyższej wartości rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 62,0 mln zł.

Zobowiązania krótkoterminowe zwiększyły się z 10.373,4 mln zł według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku do 12.536,2 mln zł na dzień 30 czerwca 2012 roku przede wszystkim w związku ze wzrostem wartości pozostałych zobowiązań niefinansowych o 3.398,7 mln zł, pozycji rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacji rządowych o 851,3 mln zł oraz pozycji pozostałe zobowiązania finansowe o 315,2 mln zł.

Wzrost pozycji pozostałych zobowiązań niefinansowych wynika głównie z ujęcia zobowiązań z tytułu wypłaty dywidendy.

Wzrost pozycji rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacji rządowych wynika z wykazania wartości uprawnień do emisji dwutlenku węgla otrzymanych nieodpłatnie w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień na rok 2012.

Na wzrost pozycji zobowiązania krótkoterminowe wpływa również zmiana wartości pozostałych zobowiązań finansowych z wartości 1.826,6 mln zł na dzień 31 grudnia 2011 roku do wartości 2.141,8 mln zł na dzień 30 czerwca 2012 roku w wyniku zwiększenia wartości zobowiązań z tytułu rekompensat KDT, zwiększenia wartości zobowiązań z tytułu kaucji i wadiów oraz spadku zobowiązań z tytułu zakupu rzeczowych aktywów trwałych.

Ujemnie na pozycję zobowiązania krótkoterminowe wpływają rezerwy krótkoterminowe – nastąpił spadek wartości z 4.634,5 mln zł na dzień 31 grudnia 2011 roku do wartości 2.798,1 mln zł na dzień 30 czerwca 2012 roku głównie w wyniku wykorzystania rezerwy na uprawnienia do emisji CO_2. Dodatkowo na dzień 30 czerwca 2012 roku wykazywana jest niższa wartość pozycji bieżąca część oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu o 280,0 mln zł oraz zobowiązań z tytułu dostaw i usług o 265,2 mln zł.

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Stan środków pieniężnych na dzień 30 czerwca 2012 roku wyniósł 8.024,1 mln zł.

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku wyniosły 4.135,8 mln zł w porównaniu do 2.950,1 mln zł w okresie sześciu miesięcy zakończonym dnia 30 czerwca 2011 roku.

Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku wyniosły 160,7 mln zł, natomiast za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2011 roku były ujemne i wyniosły 2.166,3 mln zł. Na poziom przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku wpływ miały przede wszystkim sprzedaż aktywów finansowych w kwocie 2.151,4 mln zł (głównie rozwiązanie

lokat powyżej 3 miesięcy) oraz wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie (-) 2.045,2 mln zł.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku wyniosły 313,3 mln zł w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 677,9 mln zł za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2011 roku. Na poziom przepływów pieniężnych z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2012 roku wpływ miała przede wszystkim pozycja spłata kredytów, obligacji i leasingu finansowego w kwocie (-) 389,6 mln zł.

3.2. Segmenty działalności

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jednostka	I półrocze 2012	I półrocze 2011	zmiana %
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	25,90	22,81	*14%*
Produkcja energii elektrycznej netto*, w tym:	TWh	29,38	27,26	8%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	*TWh*	*20,71*	*18,07*	*15%*
Elektrownie opalane węglem kamiennym	*TWh*	*6,14*	*6,90*	*-11%*
Elektrociepłownie węglowe	*TWh*	*0,73*	*0,76*	*-4%*
Elektrociepłownie gazowe	*TWh*	*1,10*	*1,07*	*3%*
Elektrociepłownie biomasowe	*TWh*	*0,20*	*-*	*-*
Elektrownie szczytowo-pompowe	*TWh*	*0,17*	*0,19*	*-11%*
Elektrownie wodne	*TWh*	*0,29*	*0,24*	*21%*
Elektrownie wiatrowe	*TWh*	*0,04*	*0,03*	*33%*
Sprzedaż ciepła	mln GJ	12,25	12,37	*-1%*
Sprzedaż do Odbiorców Finalnych**	TWh	16,19	15,85	2%
Sprzedaż do Odbiorców Finalnych spoza GK PGE***, w tym:	TWh	16,01	15,34	4%
Taryfa G	*TWh*	*4,62*	*4,61*	*0%*
Dystrybucja energii elektrycznej****	TWh	15,62	15,37	*2%*

** w tym produkcja z biomasy w okresie I-VI 2012 roku – 0,72 TWh, w okresie I-VI 2011 roku – 0,42 TWh*
*** sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE*
**** sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem*
***** z doszacowaniem*

Tabela: Podział przychodów Grupy (łącznie z przepływami międzysegmentowymi), w podziale na segmenty działalności, za I półrocze 2012 oraz 2011 roku.

w mln zł	**Przychody ogółem**				
	I półrocze 2012	*(%) udział*	**I półrocze 2011**	*(%) udział*	**% zmiana**
Energetyka Konwencjonalna	7.206,2	*32%*	6.714,8	*31%*	*7%*
Energetyka Odnawialna	287,5	*1%*	272,8	*1%*	*5%*
Obrót Hurtowy	5.138,5	*23%*	5.073,5	*23%*	*1%*
Dystrybucja	2.763,5	*12%*	2.612,1	*12%*	*6%*
Sprzedaż Detaliczna	6.398,9	*28%*	6.227,3	*29%*	*3%*
Pozostała Działalność	815,4	*4%*	850,2	*4%*	*-4%*
Ogółem	**22.610,0**	*100%*	**21.750,7**	*100%*	*4%*
Korekty konsolidacyjne	**(7.659,1)**		**(7.835,4)**		*-2%*
Przychody netto	**14.950,9**		**13.915,3**		*7%*

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za I półrocze 2012 roku.

w mln zł	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu *
	I półrocze 2012			
Energetyka Konwencjonalna	3.072,6	2.227,4	1.026,4	31.201,1
Energetyka Odnawialna	146,2	78,9	23,4	1.930,1
Obrót Hurtowy	163,5	153,6	1,5	514,4
Dystrybucja	1.069,7	604,9	504,5	14.220,6
Sprzedaż Detaliczna	62,6	58,3	2,2	733,5
Pozostała Działalność	52,0	-2,5	55,6	1.145,0
Razem	**4.566,6**	**3.120,6**	**1.613,6**	**49.744,7**
Korekty konsolidacyjne	**(32,1)**	**(16,9)**	**(59,6)**	**(858,3)**
Razem po korektach	**4.534,5**	**3.103,7**	**1.554,0**	**48.886,4**

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za I półrocze 2011 roku.

w mln zł	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu *
	I półrocze 2011**			
Energetyka Konwencjonalna	2.765,1	2.019,0	1.160,1	30.299,8
Energetyka Odnawialna	106,6	42,0	68,8	1.803,1
Obrót Hurtowy	120,5	108,4	3,7	2.809,4
Dystrybucja	865,6	416,1	392,8	13.682,6
Sprzedaż Detaliczna	90,1	85,7	1,9	1.143,8
Pozostała Działalność	76,8	20,3	46,1	1.069,0
Razem	**4.024,7**	**2.691,5**	**1.673,4**	**50.807,7**
Korekty konsolidacyjne	**(38,5)**	**(30,7)**	**(62,7)**	**(3.098,3)**
Razem po korektach	**3.986,2**	**2.660,8**	**1.610,7**	**47.709,4**

** por. nota 9 skonsolidowanego sprawozdania finansowego*

*** dane przekształcone*

3.2.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

W I półroczu 2012 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Energetyka Konwencjonalna wyniosły 7.206,2 mln zł, co oznacza wzrost o około 7% w porównaniu z I półroczem 2011 roku. Wynik operacyjny (EBIT) segmentu w I półroczu 2012 roku wyniósł 2.227,4 mln zł, a wynik operacyjny powiększony o amortyzację (EBITDA) 3.072,6 mln zł. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 2.019,0 mln zł, natomiast EBITDA 2.765,1 mln zł. Wzrost EBIT w I półroczu 2012 roku w porównaniu do I półrocza 2011 roku jest głównie spowodowany wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej. Wyższy poziom przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wynikał głównie z wyższego wolumenu sprzedanej energii (uruchomienie bloku 858 MW) oraz wzrostu cen sprzedaży energii. Dodatni wpływ na wzrost wyniku EBIT mają także wyższe przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii oraz wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej, głównie w wyniku odwrócenia korekty przychodów z tytułu KDT.

W I półroczu 2012 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna wyniosły 1.026,4 mln zł w porównaniu do 1.160,1 mln zł w I półroczu 2011 roku.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne za I półrocze 2012 i 2011 roku.

w mln zł	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2012	**I półrocze 2011**	**% zmiana**
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	868,4	1.032,4	*-16%*
Rozwojowe	*580,8*	*837,9*	*-31%*
Modernizacyjno-odtworzeniowe	*287,6*	*194,5*	*48%*
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	45,7	10,9	*319%*
Teleinformatyka	5,5	5,7	*-4%*
Środki transportu	5,1	2,5	*104%*
Pozostałe	101,7	108,6	*-6%*
RAZEM	**1.026,4**	**1.160,1**	***-12%***

W I półroczu 2012 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty: (i) modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów (405,3 mln zł), (ii) budowa instalacji odsiarczania spalin bloków 1 i 2 w Elektrowni Bełchatów (31,0 mln zł), (iii) budowa instalacji odsiarczania spalin bloków 5 i 6 w Elektrowni Dolna Odra (58,0 mln zł), (iv) budowa bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów (17,3 mln zł) oraz (v) modernizacja instalacji spalania (kotły 6 i 7) w Elektrowni Dolna Odra w celu obniżenia emisji NOx (13,2 mln zł).

3.2.2 Segment Energetyka Odnawialna

W I półroczu 2012 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Energetyki Odnawialnej wyniosły 287,5 mln zł w porównaniu do 272,8 mln zł w I półroczu 2011 roku. EBIT segmentu w I półroczu 2012 roku wyniósł 78,9 mln zł, a EBITDA 146,2 mln zł. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 42,0 mln zł, natomiast EBITDA 106,6 mln zł. Wzrost EBIT związany jest przede wszystkim z: (i) wyższymi przychodami z tytułu sprzedaży energii odnawialnej i praw majątkowych, (ii) wzrostem przychodów z tytułu regulacyjnych usług systemowych, (iii) wyższym wynikiem na pozostałej działalności operacyjnej, głównie ze względu na niższe koszty likwidacji szkód i awarii oraz (iv) niższymi kosztami operacyjnymi.

W I półroczu 2012 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyki Odnawialnej wyniosły 23,4 mln zł w porównaniu do 68,8 mln zł w I półroczu 2011 roku.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I półroczu 2012 i 2011 roku.

w mln zł	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2012	**I półrocze 2011**	**% zmiana**
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	21,7	65,5	*-67%*
Rozwojowe	*4,9*	*2,4*	*104%*
Modernizacyjno-odtworzeniowe	*16,8*	*63,1*	*-73%*
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	0,1	0,1	*0%*
Teleinformatyka	0,5	0,6	*-17%*
Środki transportu	0,0	0,1	*-100%*
Pozostałe	1,1	2,5	*-56%*
RAZEM	**23,4**	**68,8**	***-66%***

3.2.3 Segment Obrotu Hurtowego

W I półroczu 2012 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły 5.138,5 mln zł, co oznacza wzrost o około 1% w porównaniu z I półroczem 2011 roku. EBIT segmentu w I półroczu 2012 roku wyniósł 153,6 mln zł, a EBITDA 163,5 mln zł. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 108,4 mln zł, natomiast EBITDA 120,5 mln zł. Wzrost EBIT w I półroczu 2012 roku w porównaniu z I półroczem 2011 roku w segmencie Obrotu Hurtowego spowodowany był

przede wszystkim osiągnięciem wyższego wyniku w ramach świadczenia usług na rzecz wytwórców PGE GiEK związanych z zarządzaniem handlowym zdolnościami wytwórczymi oraz na pozostałej działalności operacyjnej (głównie w wyniku aktualizacji rezerwy na roszczenia dla Alpiq Holding AG).

W I półroczu 2012 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły 1,5 mln zł.

3.2.4 Segment Dystrybucja

W I półroczu 2012 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Dystrybucji wyniosły 2.763,5 mln zł, w porównaniu z 2.612,1 mln zł w I półroczu 2011 roku. EBIT segmentu w I półroczu 2012 roku wyniósł 604,9 mln zł, a EBITDA 1.069,7 mln zł. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 416,1 mln zł, natomiast EBITDA 865,6 mln zł. Wzrost EBIT o około 45% wynika głównie z wyższych przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej, co związane jest z wykonaniem wyższych cen (zgodnie z zatwierdzoną taryfą na 2012 rok) oraz wyższego wolumenu dystrybuowanej energii.

W I półroczu 2012 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji wyniosły 504,5 mln zł i były wyższe o 111,7 mln zł od poniesionych w analogicznym okresie roku poprzedniego. Nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie przyłączania nowych odbiorców (47% łącznego wykonania nakładów) oraz budowy i rozbudowy sieci elektroenergetycznych WN, SN i NN (31% łącznego wykonania nakładów).

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w I półroczu 2012 oraz 2011 roku.

w mln zł	**Nakłady inwestycyjne**		
	I półrocze 2012	**I półrocze 2011**	**% zmiana**
Sieci elektroenergetyczne WN, SN i NN	158,8	127,0	*25%*
Łączność, telemechanika i układy pomiarowe	46,8	39,9	*17%*
Teleinformatyka	3,3	5,2	*-37%*
Wykup gruntów	5,7	5,0	*14%*
Przyłączenie odbiorców	235,9	193,6	*22%*
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	47,0	8,0	*488%*
Środki transportu	1,9	6,9	*-72%*
Pozostałe	5,1	7,2	*-29%*
RAZEM	**504,5**	**392,8**	***28%***

3.2.5 Segment Sprzedaż Detaliczna

W I półroczu 2012 roku przychody ze sprzedaży ogółem w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły 6.398,9 mln zł, natomiast w I półroczu 2011 roku wynosiły 6.227,3 mln zł. EBIT segmentu w I półroczu 2012 roku wyniósł 58,3 mln zł, a EBITDA 62,6 mln zł. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 85,7 mln zł, natomiast EBITDA 90,1 mln zł. Niższy wynik EBIT związany jest z niższym poziomem marży na sprzedaży do odbiorców finalnych, wynikającym z wyższego poziomu kosztów związanych z umorzeniem praw majątkowych (co związane jest ze wzrostem wolumenu sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz wzrostem jednostkowego kosztu obowiązku).

Nakłady inwestycyjne w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły w I półroczu 2012 roku 2,2 mln zł, były wyższe o 0,3 mln zł od poniesionych w analogicznym okresie roku poprzedniego i dotyczyły głównie nakładów na Biura Obsługi Klienta i teleinformatykę.

3.2.6 Pozostała Działalność

W I półroczu 2012 roku przychody ze sprzedaży ogółem dla Pozostałej Działalności wyniosły 815,4 mln zł, w porównaniu z 850,2 mln zł w I półroczu 2011 roku. EBIT segmentu w I półroczu 2012 roku wyniósł (-) 2,5 mln zł, a EBITDA 52,0 mln zł. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 20,3 mln zł, natomiast EBITDA 76,8 mln zł. Spadek EBIT w porównaniu z rokiem poprzednim wynika głównie z niższych wyników spółki Exatel S.A. na skutek niższej marży z tytułu dzierżawy łączy oraz transmisji danych. Dodatkowo niższe wyniki uzyskały pozostałe spółki z segmentu Działalności Pozostałej.

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I półroczu 2012 roku wyniosły 55,6 mln zł. W ramach powyższej kwoty w I półroczu 2012 roku 33,9 mln zł zostało wydatkowane przez spółkę PGE Systemy S.A. na rozwój infrastruktury teleinformatycznej a 8,0 mln zł przez spółkę Exatel S.A. 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. oraz GK PGE 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. Zarządzanie ryzykiem finansowym i rynkowym

W trakcie prowadzenia działalności biznesowej spółki Grupy stają się stroną różnego rodzaju uzgodnień oraz umów finansowych obciążonych ryzykiem pozafinansowym.

W toku zwykłej działalności biznesowej, działania Grupy, jej wyniki finansowe oraz przepływy gotówkowe są narażone na różnego typu ryzyka finansowe i rynkowe, w tym ryzyko stopy procentowej, ryzyko walutowe, ryzyko cenowe, ryzyko kredytowe, a także ryzyko płynności. Każde z tych ryzyk mogłoby niekorzystnie wpłynąć na działalność biznesową, stan finansowy oraz rezultaty przeprowadzonych operacji.

Ryzyko Stopy Procentowej - Spółki Grupy PGE finansują swoją działalność operacyjną i inwestycyjną między innymi poprzez finansowanie dłużne oparte na zmiennej stopie procentowej. Ryzyko stopy procentowej wynika również z faktu inwestowania w aktywa finansowe oprocentowane według zmiennej lub stałej stopy procentowej. Jednostki są narażone na ryzyko stopy procentowej związane z lokatami, środkami pieniężnymi, inwestycjami w obligacje wyemitowane przez spółkę Autostrada Wielkopolska S.A. oraz zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i wyemitowanych obligacji.

Grupa identyfikuje ekspozycję na ryzyko stopy procentowej związane ze stopami referencyjnymi WIBOR, EURIBOR i LIBOR.

Ryzyko walutowe - Ryzyko walutowe związane jest ze sprzedażą gotowych produktów i zakupem materiałów oraz spłatą i zaciąganiem zobowiązań finansowych, które są wyrażone w walutach obcych.

Grupa PGE narażona jest głównie na ryzyko walutowe związane z kursem wymiany walut pomiędzy EUR/PLN, USD/PLN, CHF/PLN i SEK/PLN. Główne źródła ekspozycji na ryzyko walutowe to: wydatki inwestycyjne denominowane/indeksowane do kursów walut obcych, zadłużenie spółek należących do Grupy denominowane w walutach obcych, transakcje sprzedaży energii elektrycznej w eksporcie denominowane w walutach obcych, transakcje zakupu energii elektrycznej denominowane w walutach obcych oraz transakcje zakupu energii elektrycznej, dla których część ceny zakupu indeksowana jest do kursu walutowego, opłaty denominowane/ indeksowane do kursów walut obcych z tytułu zakupu mocy przesyłowych, transakcje sprzedaży praw do emisji CO_2 denominowane/ indeksowane do kursów walut obcych, transakcje zakupu praw do emisji CO_2 denominowane/ indeksowane do kursów walut obcych, wydatki związane z bieżącą eksploatacją środków produkcji denominowane/ indeksowane do kursów walut obcych, aktywa finansowe o charakterze lokacyjnym denominowane w walutach obcych.

Ryzyko cenowe - Z racji prowadzonej działalności biznesowej, jednostki wchodzące w skład Grupy PGE narażone są na zmienność przepływów pieniężnych oraz wyników finansowych w walucie krajowej z tytułu zmian cen energii elektrycznej, ciepła, węgla kamiennego, gazu ziemnego, praw do emisji CO_2 oraz świadectw pochodzenia energii elektrycznej.

Na polskim rynku energii zarządzanie ryzykiem cenowym jest utrudnione z uwagi na brak długoterminowych indeksów cenowych oraz brak rynku instrumentów finansowych niezbędnych dla dokonywania transakcji zabezpieczających, co jest szczególnie istotne w dłuższej perspektywie czasowej.

Ryzyko kredytowe - Związane jest z potencjalnym zdarzeniem kredytowym, które może wystąpić w formie niewypłacalności kontrahenta, częściowej spłaty należności, znacznego opóźnienia w spłacie należności lub innych odstępstw od warunków kontraktu (w tym, w szczególności braku realizacji

dostawy i odbioru uzgodnionego towaru zgodnie z zawartą umową i ewentualnego braku płatności odszkodowań i kar umownych).

Na transakcje, które mogą pociągać za sobą ryzyko kredytowe, na które Grupa jest narażona składają się również inwestycje krótkoterminowe (lokaty, jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych oraz obligacje) związane z lokowaniem wolnych środków pieniężnych w aktywa finansowe, których emitenci obarczeni są ryzykiem kredytowym. Co do zasady przyjmuje się, iż ryzykiem kredytowym obarczeni są emitenci inni niż Skarb Państwa.

Nadrzędnym celem zarządzania ryzykiem kredytowym jest akceptacja i kontrola ryzyka kredytowego na ustalonym poziomie, który bezpośrednio wynika z głównych celów biznesowych przyjętych w zakresie obrotu energią elektryczną oraz produktami powiązanymi.

Grupa posiada Politykę Zarządzania Ryzykiem Kredytowym w GK PGE, która stosowana jest w procesie zarządzania ryzykiem kredytowym, głównie poprzez stosowanie następujących mechanizmów: ocenę sytuacji finansowej klientów oraz przyznawanie ratingów wewnętrznych i limitów kredytowych, wymaganie zabezpieczeń kredytowych od klientów ze słabszą kondycją finansową, zapisów umownych odnoszących się do ryzyka kredytowego oraz standaryzację zabezpieczeń kredytowych, system bieżącego monitoringu płatności oraz system wczesnej windykacji, współpraca z wywiadowniami gospodarczymi i firmami windykacyjnymi.

Ryzyko płynności – Spółki Grupy Kapitałowej PGE prowadzą aktywną politykę inwestowania środków pieniężnych. Oznacza to, że jednostki monitorują stan nadwyżki finansowej oraz dokonują prognoz przyszłych przepływów pieniężnych i na tej podstawie realizują strategię inwestycyjną.

Spółki Grupy Kapitałowej PGE są indywidualnie odpowiedzialne za utrzymanie płynności bieżącej, która regulowana jest głównie przy pomocy kredytów w rachunku bieżącym. W Grupie wprowadzono proces centralnego finansowania. PGE emituje obligacje, które obejmowane są m.in. przez podmioty posiadające nadwyżki finansowe. Środki z emisji służą następnie do objęcia obligacji emitowanych przez te spółki z Grupy PGE, które zgłaszają zapotrzebowanie na finansowanie zewnętrzne.

Spółki Grupy Kapitałowej PGE okresowo monitorują swoją płynność analizując przepływy pieniężne z działalności operacyjnej oraz terminy wymagalności inwestycji i aktywów finansowych.

5. 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.

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

5.1.1 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 CO_2 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.

5.1.2 Ryzyko rosnącej konkurencji (prawo swobodnego wyboru dostawcy energii)

W związku z postępującym rozwojem rynku detalicznego, narastającą aktywnością sprzedawców energii oraz wzrostem liczby klientów zmieniających sprzedawcę 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.

5.1.3 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.

Niepewność co do przyszłej koniunktury w gospodarce światowej, wzmacniana przez kryzys finansowy w krajach południowej Europy, może wpłynąć negatywnie na wielkość konsumpcji i inwestycji w kraju, a w ślad za tym na zmniejszenie zapotrzebowania na energię. Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną, spowodowany spowolnieniem tempa wzrostu gospodarczego może łączyć się również z opóźnieniami w dokonywaniu przez odbiorców płatności za dostarczoną energię elektryczną i ciepło oraz usługi dystrybucyjne, co może spowodować wzrost należności przeterminowanych a tym samym wzrost kosztów finansowania działalności operacyjnej.

5.2. Czynniki ryzyka związane z otoczeniem regulacyjno-prawnym

5.2.1 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.

5.2.2 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 wielokrotnym nowelizacjom, 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 zatwierdzane przez Prezesa URE taryfy nie zostaną zatwierdzone lub zostaną zatwierdzone z opóźnieniem lub zostaną zatwierdzone w innym kształcie niż wnioskowany. Prezes URE jest także instytucją kompetentną w zakresie wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii. O ile umarzanie, dotyczące przedsiębiorstw prowadzących sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym sprowadza się do przedstawienia przez nich odpowiednich ilości świadectw lub uiszczenia opłaty zastępczej, to wydanie świadectw pochodzenia energii niesie dla wytwórców ryzyko, że mogą zostać zakwestionowane ilości i sposoby wytworzenia przez nich energii certyfikowanej (włączając w to kwestie kwalifikowalności spalanej biomasy), w wyniku czego Prezes URE może wstrzymać decyzję o wydaniu części bądź całości wnioskowanych świadectw pochodzenia energii. 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.

5.2.3 Ryzyko zmian w systemie wsparcia odnawialnych źródeł energii

W grudniu 2011 roku Ministerstwo Gospodarki skierowało do konsultacji społecznych projekt Ustawy o odnawialnych źródłach energii. W procesie konsultacji społecznych oraz uzgodnień międzyresortowych zgłoszono szereg uwag, z których część została uwzględniona. W wyniku dalszych prac toczących się w Ministerstwie Gospodarki powstała kolejna wersja projektu. Nowy projekt Ustawy o odnawialnych źródłach energii zaprezentowany został przez Ministerstwo Gospodarki 27 lipca 2012 roku. Ma on na celu implementację przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Jeżeli proponowany dokument zostanie wprowadzony w obecnym kształcie (termin ustalony na 1 stycznia 2013 roku) to będzie miał on istotny wpływ na rentowność zarówno planowanych, jak i istniejących instalacji OZE w Grupie PGE.

Przedmiotowy projekt Ustawy utrzymuje obowiązkowy zakup (przez sprzedawców z urzędu) energii elektrycznej wytworzonej z OZE w instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, oferowanej przez wytwórcę posiadającego koncesję na jej wytwarzanie lub wpisanego do odpowiedniego rejestru (w przypadku mikroinstalacji i małych instalacji). Zakup ten będzie odbywał się po cenie 198,90 zł za 1 MWh, która będzie podlegać corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych z roku poprzedniego, przy czym cena ta nie może być wyższa niż średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Jednocześnie projekt Ustawy wprowadza nowe zasady wsparcia dla energii z OZE, które są zróżnicowane w zależności od nośnika energii odnawialnej, zainstalowanej mocy urządzeń generujących energię oraz daty włączenia do eksploatacji lub modernizacji. Zgodnie z projektem Ustawy system wsparcia dla instalacji OZE będzie obowiązywał przez 15 lat od momentu przekazania ich do użytkowania, z wyjątkiem technologii współspalania, gdzie okres wsparcia wyniesie jedynie 5 lat.

Projekt modyfikuje istniejący system wsparcia zwłaszcza w zakresie mechanizmu świadectw pochodzenia w taki sposób, że dla każdej z technologii ustala inny minimalny gwarantowany poziom pomocy finansowej. Zakłada on wprowadzenie tzw. współczynników korekcyjnych, które będą korygować poziom wsparcia udzielanego dla poszczególnych źródeł (dotychczas każda 1MWh energii odnawialnej generowała 1 zielony certyfikat). Wynika z nich, że mniejsze wsparcie przewidziano dla technologii, które obecnie wytwarzają najwięcej energii elektrycznej z OZE (elektrownie wiatrowe, współspalanie). Według nowych przepisów, w latach 2013-2014 współczynnik będzie wynosił m.in.: 0,9 dla energii z lądowych farm wiatrowych o mocy powyżej 500 kW; 1,8 dla farm wiatrowych na morzu; 2,3 dla elektrowni wodnych o mocy powyżej 20 MW; 1,15 dla elektrowni biomasowych w wysokosprawnej kogeneracji o mocy powyżej 10 MW; 0,3 dla elektrowni/elektrociepłowni współspalających biomasę. W kolejnych latach większość współczynników dla określonych źródeł energii odnawialnej będzie stopniowo spadać.

Jednocześnie dokument ustanawia dla instalacji OZE oddanych do użytkowania przed dniem wejścia w życie ustawy współczynnik korekcyjny równy 1,0 przez okres kolejnych 15 lat, liczony od dnia oddania do użytkowania instalacji OZE, z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego (współspalania), dla których świadectwo pochodzenia wraz z określonym na stałym poziomie współczynnikiem korekcyjnym równym jeden przysługuje tylko przez okres kolejnych 5 lat, liczony od

dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia. Zatem uprawnienia do świadectw pochodzenia stracą instalacje OZE starsze niż 15 lat oraz instalacje spalania wielopaliwowego starsze niż 5 lat.

W świetle projektowanych zmian, w przypadku GK PGE największy ubytek po stronie przychodów/zysków pojawi się z tytułu utraty wsparcia (zielonych certyfikatów) dla elektrowni wodnych starszych niż 15 lat oraz instalacji współspalających biomasę starszych niż 5 lat. Znaczący negatywny wpływ spodziewany jest również z uwagi na wprowadzenie współczynników korygujących dla farm wiatrowych i elektrowni współspalających biomasę, przekazywanych do użytkowania po wejściu w życie Ustawy o OZE.

5.2.4 Ryzyko zmian w systemie wsparcia kogeneracyjnych źródeł energii

Wdrażanie w Polsce systemu świadectw pochodzenia wspierającego rozwój kogeneracji rozpoczęto w 2007 roku w związku z koniecznością implementacji postanowień Dyrektywy CHP (2004/8/WE) promującej wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Początkowo opierał się on na tzw. żółtych certyfikatach (dla instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW) oraz czerwonych certyfikatach (dla jednostek opalanych paliwami innymi niż gazowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła powyżej 1 MW), a w 2010 roku rozszerzono go o tzw. fioletowe certyfikaty (dla jednostek opalanych metanem kopalnianym lub biogazem).

Obowiązywanie żółtych i czerwonych certyfikatów gwarantowane jest zapisami ustawy Prawo energetyczne do końca 2012 roku, później system wsparcia kogeneracji - oparty na tych świadectwach - wygasa. Prowadzone obecnie prace w Ministerstwie Gospodarki nad nowelizacją ustawy Prawo energetyczne przewidują przedłużenie okresu obowiązywania systemu wsparcia dla tak wytworzonej energii, ale tylko do roku 2020. Tego rodzaju rozwiązanie ma się znaleźć w przygotowywanej przez resort nowej wersji projektu Prawa energetycznego. Nowe regulacje przedłużające obowiązywanie systemu certyfikatów kogeneracyjnych mają wejść w życie przed końcem tego roku. Zmiana przez Ustawodawcę regulacji prawnych mających wpływ na uzyskanie świadectw pochodzenia, zazwyczaj wiąże się z koniecznością dostosowania infrastruktury technicznej lub czynności wykonywanych w procesie uzyskiwania świadectw pochodzenia, do wymagań określonych w nowych przepisach. Opóźnienia w ich wprowadzaniu lub brak działań dostosowawczych ze strony jednostek wytwórczych Grupy mogą powodować istotne straty finansowe (np. z przyczyn formalno-proceduralnych) w związku z późniejszą odmową wydania świadectw pochodzenia przez Prezesa URE. W świetle projektowanych zmian istnieje zagrożenie, że system wsparcia dla jednostek kogeneracyjnych nie zostanie przedłużony lub zostanie przedłużony na warunkach niekorzystnie odbiegających od obecnych warunków uzyskiwania świadectw pochodzenia, co będzie miało negatywny wpływ na przychody generowane przez jednostki kogeneracyjne z Grupy korzystające z systemów wsparcia.

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.

5.2.5 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) oraz energii wytwarzanej w źródłach kogeneracyjnych (tzw. żółte, czerwone i fioletowe certyfikaty). Alternatywnie, przedsiębiorstwa takie mogą uiścić opłatę zastępczą, ustalaną przez Prezesa URE na dany rok kalendarzowy. W przypadku nieprzestrzegania obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii lub uiszczenia opłaty zastępczej, przedsiębiorstwo może podlegać karze finansowej.

Obowiązek ten uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż wielkości ustalone w odpowiednich rozporządzeniach Ministra Gospodarki.

Obecnie obowiązujące regulacje określają wielkości obowiązku umorzenia dla certyfikatów zielonych i fioletowych na kilka lat do przodu, natomiast w przypadku certyfikatów żółtych i czerwonych nie są znane poziomy umorzenia dla roku 2013 i lat późniejszych. Brak informacji na temat kształtowania się zakresu tego obowiązku w kolejnych latach kreuje niepewność dla podmiotów z Grupy prowadzących sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym co do przyszłych kosztów zakupu świadectw pochodzenia na potrzeby realizacji obowiązku umorzenia.

5.2.6 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.

5.2.7 Ryzyko związane z przyłączaniem odnawialnych źródeł energii do sieci dystrybucyjnej

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z wytwórcą ubiegającym się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej swojego odnawialnego źródła energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a podmiot żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci. Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, jest obowiązany niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Istnieje zagrożenie, że w przypadku uznania przez Prezesa URE odmowy przyłączenia podmiotu wnioskującego do sieci dystrybucyjnej za nieuzasadnioną, może on wydać decyzję niekorzystną dla operatora systemu dystrybucyjnego. Ponadto podmioty wnioskujące o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej swojego źródła wytwórczego mogą kwestionować wysokość ustalonej przez spółkę dystrybucyjną opłaty przyłączeniowej i odwoływać się do Prezesa URE. W przypadku niekorzystnych rozstrzygnięć istnieje ryzyko, że spółka dystrybucyjna będzie musiała ponieść zwiększone nakłady inwestycyjne niezbędne dla przyłączenia źródła wytwórczego.

5.2.8 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.

5.2.9 Ryzyko związane z programem redukcji emisji CO_2

Wytwarzanie przez Grupę PGE energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych paliwami kopalnymi wiąże się z emisją do środowiska stosunkowo dużych ilości CO_2. Z tego względu wszelkie regulacje dotyczące ograniczeń emisji do środowiska CO_2, w tym regulacje składające się na tzw. pakiet energetyczno-klimatyczny Unii Europejskiej, będą znacząco wpływać na działalność Grupy.

W Polsce uprawnienia do emisji CO_2 przyznawane są poszczególnym branżom i przedsiębiorstwom w drodze rozporządzenia Rady Ministrów poprzez Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień (KPRU) z puli przyznanej przez Komisję Europejską (KE). System rozdziału uprawnień zakłada, że przedsiębiorstwa, które wyczerpały swoje limity, muszą dokupić uprawnienia do emisji (EUA, CER lub ERU) na rynku lub poczynić działania w kierunku poprawy wskaźników emisyjności CO_2. Zagrożenie uzyskania zbyt niskich limitów uprawnień w stosunku do potrzeb w głównej mierze dotyka wytwórców energii, gdyż to oni odpowiadają za emisję większości zanieczyszczeń do środowiska naturalnego. Jeżeli przyznane im uprawnienia będą niewystarczające do realizacji planowanego poziomu produkcji

energii, będą zmuszeni ograniczyć produkcję (tak, aby dostosować emisję wspomnianych substancji do ilości zgodnych z przyznanymi limitami), ponieść dodatkowe koszty w celu nabycia brakujących uprawnień lub zmodernizować swoje instalacje tak, by efektywniej ograniczać emisję CO_2.

Systematyczne ograniczanie przez KE nieodpłatnej puli uprawnień do emisji CO_2 zmusza wytwórców do podejmowania wspomnianych wcześniej działań, co przekłada się na koszty produkcji energii. Na III okres rozliczeniowy (KPRU III na lata 2013-2020) Polska warunkowo otrzymała łącznie 404,65 mln ton. Jest to znaczny spadek w stosunku do lat poprzednich (KPRU I na lata 2005-2007 - średniorocznie 239,1 mln ton, KPRU II na lata 2008-2012 - średniorocznie 208,5 mln ton). Dodatkowo nie wszystkie wnioski derogacyjne dla nowobudowanych jednostek wytwórczych zostały uwzględnione w tym planie przez KE.

Z punktu widzenia efektywności funkcjonowania unijnego systemu redukcji emisji CO_2 odpowiednio wysoki poziom cen uprawnień do emisji zwiększa gwarancję realizacji jego podstawowych założeń, czyli promowania zachowań (inwestycji) proekologicznych (niski poziom cen mógłby skłaniać producentów energii do zakupu większej ilości uprawnień kosztem ograniczania inwestycji). By utrzymać cenę uprawnień na odpowiednio wysokim poziomie, KE może wprowadzać rozwiązania stymulujące jej wzrost, jak choćby ograniczanie puli (zmniejszanie podaży) nieodpłatnych uprawnień.

Dodatkowo na forum europejskim istnieje silne lobby postulujące podniesienie unijnego celu redukcji CO_2 po 2020 roku. Polska jako jedyna nie popiera proponowanego przez KE planu dochodzenia do niemal bezemisyjnej produkcji energii w 2050 roku (Energy Roadmap 2050) i w marcu 2012 roku po raz drugi zawetowała ścieżkę obniżania emisji CO_2 w gospodarce UE o 80% w 2050 roku. Nie wydaje się jednak, że głosowanie to ostatecznie zamyka dyskusję na ten temat i w świetle obecnych tendencji spodziewać się należy kolejnych propozycji ze strony KE w kierunku podniesienia celów redukcyjnych emisji CO_2 oraz wpływania na wzrost cen tych uprawnień.

Ponadto w III okresie rozliczeniowym wspólnotowego systemu handlu emisjami CO_2 przewiduje się stopniowe zmniejszanie przydziału bezpłatnych uprawnień, aż do całkowitego zaprzestania ich przyznawania w 2020 roku. Powyższe kwestie mogą prowadzić do znacznego wzrostu cen energii, co może skutkować spadkiem jej wolumenu sprzedaży i tym samym niekorzystnie wpłynąć w przyszłości na sytuację finansową Grupy.

5.2.10 Ryzyko ograniczeń w zakresie emisji innych niż CO_2 substancji do środowiska oraz zaostrzania 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 CO_2, ale także NOx, SO_2, 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.

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. BREF-ów). 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.

5.3. Czynniki ryzyka związane z działalnością operacyjną Grupy Kapitałowej PGE

5.3.1 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 do 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 GiEK S.A. Oddział

Elektrownia Opole) 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.

5.3.2 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.

5.3.3 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.

5.3.4 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 energię elektryczną i ciepło. 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.

5.3.5 Ryzyko związane z przeglądami, remontami, modernizacjami i inwestycjami

Działalność gospodarcza spółek Grupy PGE w zakresie wydobycia 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 w energię, a w konsekwencji również prowadzić do zmniejszenia przychodów spółek. Z kolei działania inwestycyjne polegające na odtworzeniu i zmodernizowaniu majątku, jak również inwestycje w nowe aktywa wytwórcze i sieciowe, wymagają znaczących nakładów, a jednocześnie nie można wykluczyć opóźnień na poszczególnych etapach prac modernizacyjnych, bądź nowych przedsięwzięciach inwestycyjnych spowodowanych m.in. niepewnością w zakresie pozyskania wystarczających środków finansowych, utrudnieniami w uzyskaniu wymaganych

zezwoleń, utrudnieniami w pozyskiwaniu gruntów dla nowych inwestycji, protestami organizacji ekologicznych, strajkami i sporami pracowniczymi, wzrostem planowanych kosztów inwestycyjnych, ograniczoną podażą dóbr inwestycyjnych i sprzętu budowlanego, opóźnieniami wykonawców w realizacji zamówień, upadłością wykonawców lub podwykonawców, nieszczęśliwymi wypadkami, niekorzystnymi warunkami pogodowymi lub innymi nieprzewidzianymi trudnościami. Wystąpienie powyższych okoliczności może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

5.3.6 Ryzyko nieuregulowanych stanów prawnych nieruchomości

W stosunku do znacznej liczby nieruchomości (grunty i budynki) należących do Grupy PGE (zwłaszcza wykorzystywanych przez spółkę dystrybucyjną) istnieją wątpliwości co do tytułu prawnego wspomnianej spółki 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.

5.3.7 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 pożądanej przez Grupę wysokości lub na pożądanych 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.

5.3.8 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 wywrzeć negatywny wpływ na wyniki działalności oraz sytuację finansową Grupy.

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

Ustawa o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej z 29 czerwca 2007 roku (”Ustawa KDT”) została zatwierdzona Decyzją Komisji Europejskiej jako program pomocy publicznej zgodnej ze wspólnym rynkiem. Program pomocy publicznej ma na celu rekompensowanie wytwórcom, którzy rozwiązali kontrakty długoterminowe na sprzedaż mocy i energii elektrycznej („KDT”), tzw. kosztów osieroconych oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego. Jest to precedensowy program 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).

Systemem rekompensat zostali objęci niektórzy wytwórcy z obecnej Grupy PGE tj. PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole, PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów, PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra, PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów, PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków oraz PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów. Po raz pierwszy decyzje zostały wydane w dniu 31 lipca 2009 roku i dotyczyły rozliczenia roku 2008, będącego pierwszym niepełnym rokiem wykonywania Ustawy KDT. Decyzje o rocznych korektach za kolejne lata były wydawane w terminach określonych w Ustawie KDT.

5.3.10 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.

5.3.11 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 jakiejkolwiek 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 osiągane wyniki spółek z Grupy.

5.3.12 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 korzyść spółek z Grupy, 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 19 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W PGE S.A. oraz spółkach z Grupy działa ponad 100 zakładowych i międzyzakładowych organizacji związkowych, do których należy około 25 tys. pracowników Grupy. Na mocy obowiązujących przepisów prawa związki 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.

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

6.1. Program Konsolidacji

W dniu 2 stycznia 2012 roku nastąpiła rejestracja połączenia spółek: Dychowskie Przedsiębiorstwo Eksploatacji Elektrowni „Eldeks" sp. z o.o. i Elektrownia Wiatrowa Kamieńsk sp. z o.o. z PGE Energia Odnawialna S.A.

W dniu 12 marca 2012 roku Sąd Rejonowy dla Łodzi Śródmieścia w Łodzi, XX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego wydał postanowienie o wpisie połączenia PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z PGE Elektrownia Opole S.A.

Powyżej opisane zmiany są kontynuacją Programu Konsolidacji realizowanego w Grupie Kapitałowej PGE. 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.

6.2. Koncepcja zarządzania aktywami pozaenergetycznymi w ramach GK PGE

W 2012 roku w Grupie Kapitałowej PGE kontynuowano działania w obszarze „Koncepcji zarządzania aktywami pozaenergetycznymi w ramach GK PGE" (Projekt „non-core"), której celem jest transparentne rozdzielenie działalności podstawowej od pozostałej oraz zbywanie i reorganizacja ww. aktywów.

W ramach prowadzonego projektu w latach 2009-2011 roku zostały zbyte akcje/udziały w 29 spółkach, zakończono proces likwidacji 7 spółek, upadłości 5 spółek, nastąpiło umorzenie udziałów w 1 spółce, zbyto 9 ośrodków wypoczynkowych oraz 4 inne aktywa.

W I półroczu 2012 roku zbyto akcje/udziały w 4 spółkach, sprzedano 6 innych aktywów pozaenergetycznych (mieszkania oraz nieruchomości gruntowe) oraz zakończono proces likwidacji ośrodka wypoczynkowego.

W 2012 roku zbyto również pakiet akcji Sygnity S.A.

<u>Umowy sprzedaży zawarte/zrealizowane w 2012 roku</u>

W dniu 8 listopada 2011 roku spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., PGE Elektrownia Opole S.A. oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. zawarły ze spółką Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. warunkową umowę zbycia 304.750 akcji zwykłych imiennych spółki Towarowa Giełda Energii S.A. o wartości nominalnej 10 zł każda akcja, stanowiących 21,0172 % udziału w kapitale zakładowym spółki Towarowa Giełda Energii S.A. za kwotę 46,9 mln zł. Umowa została zrealizowana w dniu 24 lutego 2012 roku, po spełnieniu warunków zawieszających.

W dniu 16 lutego 2012 roku zawarto umowę sprzedaży 28.000 akcji spółki Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych „WIRBET" S.A. należących do PGE Obrót S.A. za kwotę 1,3 mln zł. Nabywcą jest cypryjski fundusz Tag Heer Capital Fund Management Ltd. W dniu 13 marca 2012 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności akcji.

W II półroczu 2012 roku finalizowana będzie sprzedaż kolejnych akcji i udziałów spółek pozaenergetycznych, zakwalifikowanych do poszczególnych portfeli przeznaczonych do zbycia. Prowadzony będzie proces sprzedaży skonsolidowanej spółki MegaMed sp. z o.o. oraz wypracowywana będzie koncepcja dalszego funkcjonowania spółki Elbest sp. z o.o. Prowadzone będą prace związane z przygotowaniem do zbycia pozaenergetycznych obszarów i aktywów niewydzielonych, nieprzeznaczonych do prowadzenia działalności podstawowej, funkcjonujących w GK PGE. Monitorowane będą procesy likwidacji i upadłości spółek pozaenergetycznych.

6.3. Pozostałe zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W dniu 6 lipca 2012 roku rozpoczął się proces likwidacji spółki ELECTRA Bohemia s.r.o. z siedzibą w Czechach. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiada 100% udziałów w spółce.

W dniu 10 lipca 2012 roku, postanowieniem Sądu Rejonowego dla Łodzi-Śródmieścia w Łodzi, XX Wydział Krajowego Rejestru Sądowego, dokonana została zmiana firmy spółki Niepubliczny Zakład

Opieki Zdrowotnej "MegaMed" sp. z o.o. Po dokonanej zmianie firma spółki jest następująca: MegaMed sp. z o.o.

W dniu 25 lipca 2012 roku decyzją Zgromadzeń Wspólników spółek 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. podwyższone zostały kapitały zakładowe tych spółek odpowiednio z kwoty 800.000 zł do kwoty 15.800.000 zł, tj. o kwotę 15.000.000 zł, z kwoty 800.000 zł do kwoty 21.800.000 zł, tj. o kwotę 21.000.000 zł oraz z kwoty 800.000 zł do kwoty 15.800.000 zł, tj. o kwotę 15.000.000 zł. Wszystkie nowoutworzone udziały spółek o wartości nominalnej 500 zł każdy udział objęła spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Podwyższenie kapitałów zakładowych spółek zostało zarejestrowane w KRS w dniu 9 sierpnia 2012 roku. Obecnie struktura własnościowa spółek przedstawia się następująco: Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o. (PGE Energia Odnawialna S.A. - 94,94%, Elektrownia Wiatrowa Gniewino sp. z o.o. - 4,81% i Elektrownia Wiatrowa Resko sp. z o.o. - 0,25%), Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. (PGE Energia Odnawialna S.A. - 96,33%, Elektrownia Wiatrowa Gniewino sp. z o.o. - 3,49% i Elektrownia Wiatrowa Resko sp. z o.o. - 0,18%) oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. (PGE Energia Odnawialna S.A. - 94,94%, Elektrownia Wiatrowa Gniewino sp. z o.o. - 4,81% i Elektrownia Wiatrowa Resko sp. z o.o. - 0,25%).

W dniu 1 sierpnia 2012 roku uległa zmianie firma i siedziba spółki ELECTRA Deutschland GmbH. Aktualna firma i siedziba spółki jest następująca: PGE Trading GmbH z siedzibą w Berlinie.

W dniu 2 sierpnia 2012 roku spółka PGE Energia Odnawialna S.A. nabyła od spółki Gamesa Energia S.A.U. z siedzibą w Zamudio (Hiszpania) 100% udziałów w spółce Pelplin sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, zgodnie z zapisami warunkowej umowy zakupu z dnia 25 maja 2011 roku (por. pkt. 6.16 Uruchomienie farmy wiatrowej Pelplin).

6.4. Działania związane z energetyką jądrową

Wybór lokalizacji elektrowni jądrowej

Po dokonaniu w 2011 roku wyboru trzech potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowej złożono wnioski o wydanie przez właściwych wojewodów decyzji o wskazaniu lokalizacji, zgodnie z przepisami ustawy inwestycyjnej. Decyzje dla lokalizacji Choczewo i Żarnowiec zostały wydane 23 stycznia 2012 roku, a dla lokalizacji Gąski 8 lutego 2012 roku. Realizowane są również działania przygotowawcze do rozpoczęcia badań lokalizacyjnych i środowiskowych, w tym m.in. trwają analizy i uzgadnianie warunków współpracy z zarządcami terenów objętych badaniami umożliwiających uzyskanie dostępu do lokalizacji w momencie rozpoczęcia badań.

Przetarg na wykonawcę badań lokalizacyjnych i środowiskowych

Przeprowadzenie badań lokalizacyjnych terenu przeznaczonego pod budowę elektrowni jądrowej wymaga specjalistycznej wiedzy, doświadczenia, sprzętu oraz zachowania rygorystycznych wymagań odnośnie bezpieczeństwa, jakości i audytowalności prowadzonych prac oraz ich wyników.

W ramach postępowania przetargowego na wybór wykonawcy badań lokalizacyjnych i środowiskowych prowadzono prace nad dokumentacją przetargową oraz negocjacje z oferentami uczestniczącymi w przedmiotowym postępowaniu. Obecnie zakończono prace nad opracowaniem ostatecznej wersji SIWZ (specyfikacja istotnych warunków zamówienia) oraz wzoru umowy. Po uzyskaniu akceptacji ze strony Kierownika Zamawiającego zaproszenia do składania ofert ostatecznych zostaną przekazane do wykonawców.

W dniu 16 czerwca 2012 roku Zgromadzenie Wspólników spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. wydało zgodę na zaciągnięcie przez spółkę zobowiązania w postaci zawarcia umowy z wykonawcą badań lokalizacyjnych i środowiskowych.

Wybór inżyniera kontraktu (OE)

Inżynier Kontraktu (Owner's Engineer) stanowić będzie integralną część organizacji Inwestora (PGE EJ 1 sp. z o.o.) wspierając go na wszystkich etapach realizacji projektu oraz w realizacji zadań i wypełnianiu obowiązków inwestora w stosunku do dostawcy technologii, głównego wykonawcy EPC oraz pozostałych wykonawców kluczowych prac.

W ramach postępowania przetargowego prowadzonego w trybie negocjacje z ogłoszeniem (zgodnie z prawem zamówień publicznych) na wybór Inżyniera Kontraktu wykonawcy zakwalifikowani do kolejnego etapu postępowania złożyli oferty wstępne, przeprowadzona została ich analiza oraz zakończono dwie rundy negocjacji (w miesiącach kwiecień - maj 2012 roku oraz czerwiec - lipiec 2012

roku) obejmujące m.in. zagadnienia zapisów umowy, handlowe, organizacyjne oraz techniczne z czterema zakwalifikowanymi wykonawcami.

Wybór technologii

W ramach prac nad wyborem technologii w I półroczu 2012 roku kontynuowano prace nad przygotowaniem dokumentacji przetargowej dotyczącej wyboru dostawcy technologii i głównego wykonawcy EPC. Przygotowany został wniosek inwestycyjny dla zadania strategicznego „Przygotowanie i budowa pierwszej Elektrowni Jądrowej w Polsce o mocy około 3000 MW" do Komitetu Inwestycyjnego PGE, który pozytywnie go zaopiniował.

W świetle analiz prowadzonych w obszarze finansowania i partnerstwa prowadzone są dodatkowe analizy dotyczącej optymalnego podejścia do wyboru i możliwości powiązania kluczowych aspektów projektu takich jak wybór technologii, wybór głównego wykonawcy EPC, wybór partnerów biznesowych i strategicznych czy pozyskanie finansowania. Analizom tym podlega wiele różnych scenariuszy struktury finansowania, zarówno w kontekście perspektyw rynków finansowych, jak też regulacji prawnych oraz zainteresowania ze strony podmiotów, które wyrażają zainteresowanie uczestniczeniem w projekcie budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Uruchomienie postępowania na wybór technologii do pierwszej polskiej elektrowni jądrowej nastąpi po zakończeniu tych analiz.

Udział w pracach legislacyjnych

W I półroczu 2012 roku PGE Energia Jądrowa S.A. oraz PGE EJ 1 sp. z o. o. brały udział w konsultacjach społecznych oraz międzyresortowych projektów rozporządzeń wykonawczych do ustawy Prawo Atomowe.

Finansowanie projektu

W I półroczu 2012 roku wykonano szereg analiz dotyczących między innymi harmonogramu finansowania i wyboru partnera strategicznego oraz możliwości finansowania inwestycji we własnym zakresie przez PGE S.A. (w tym: analizy wariantowe zakładające gwarancje rządowe i ich brak, utrzymanie obecnego ratingu PGE S.A. i jego zmianę). Uwzględniając wyniki tych analiz, wypracowane zostały różne potencjalne struktury finansowania projektu. Odbył się również szereg spotkań roboczych z przedstawicielami banków, dotyczących finansowania budowy elektrowni jądrowej.

Kampania informacyjna

W I półroczu 2012 roku zrealizowane zostały badania monitorujące nastawienie społeczne do energetyki jądrowej oraz do projektu na poziomie lokalnym. Były to badania ilościowe i jakościowe, jak również wywiady pogłębione z lokalnymi liderami opinii publicznej.

W potencjalnych lokalizacjach w województwach pomorskim i zachodniopomorskim odbył się szereg spotkań z lokalną społecznością, lokalnymi władzami samorządowymi i przedstawicielami administracji publicznej – dotyczących projektu budowy elektrowni jądrowej.

Zorganizowane zostały dla przedstawicieli pomorskich społeczności lokalnych i samorządów na poziomie gminnym i powiatowym dwie wizyty studyjne w kilku krajach europejskich, w których eksploatowane są elektrownie jądrowe.

W III kwartale PGE Energia Jądrowa S.A. planuje otwarcie trzech lokalnych punktów informacyjnych, w których będzie można uzyskać wiedzę na temat projektu budowy elektrowni i energetyki jądrowej. W sposób ciągły realizowana jest również współpraca PGE w zakresie rozwijania działalności kulturalno-społecznej z trzema gminami, na których terenie znajdują się potencjalne lokalizacje elektrowni jądrowej.

6.5. Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania Prezes URE wydał decyzje dotyczące korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym czterokrotnie. 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 – 2011 wynosi minus 1.477,6 mln zł. Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. jak i Zarząd PGE GiEK S.A. uważają decyzje Prezesa URE za wydane z naruszeniem Ustawy KDT i złożyły odwołania do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów („SOKiK"). Postępowania te znajdują się na różnym etapie zaawansowania. W latach ubiegłych SOKiK wydał kilka wyroków, w których uwzględnił odwołania spółek. Wyroki te nie były prawomocne a Prezes URE złożył od nich apelacje.

W okresie luty-kwiecień 2012 roku Sąd Apelacyjny wydał wyroki w sprawach dotyczących korekty kosztów osieroconych za rok 2008 wydanych dla Oddziału Elektrociepłownia Rzeszów, Oddziału Elektrociepłownia Lublin-Wrotków, Oddziału Zespół Elektrowni Dolna Odra (ZEDO), Oddziału Elektrociepłownia Gorzów oraz Oddziału Elektrownia Turów.

W dniu 2 lutego 2012 roku Sąd Apelacyjny wydał wyrok, w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów za rok 2008, w którym oddalił apelację Prezesa URE od wyroku SOKiK jako bezzasadną i zmienił decyzję Prezesa URE zgodnie z żądaniem spółki. Wartość przedmiotu sporu wynosiła 14,6 mln zł. Prezes URE złożył skargę kasacyjną od wyroku do Sądu Najwyższego.

W dniu 7 marca 2012 roku w analogicznej sprawie Sąd Apelacyjny wydał wyrok, w którym uwzględnił apelację Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki od wyroku SOKiK w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków i zmienił wyrok SOKiK poprzez oddalenie odwołania wytwórcy. Wartość przedmiotu sporu wynosiła 26,7 mln zł. Spółka PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. złożyła skargę kasacyjną od wyroku do Sądu Najwyższego.

W dniu 12 marca 2012 roku w analogicznej sprawie dotyczącej korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 rok ustalonej przez Prezesa URE dla PGE GiEK S.A. Oddział ZEDO, Sąd Apelacyjny wydał wyrok, którym uchylił wyrok SOKiK i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania przez SOKiK. Wartość przedmiotu sporu wynosiła 42,4 mln zł.

W dniach 27 marca oraz 24 kwietnia 2012 roku w analogicznych sprawach dotyczących korekt rocznych kosztów osieroconych za 2008 rok ustalonych przez Prezesa URE dla PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów oraz Oddział Elektrownia Turów, Sąd Apelacyjny wydał wyroki, w których oddalił apelacje Prezesa URE od wyroków SOKiK jako bezzasadne i zmienił decyzje Prezesa URE zgodnie z żądaniem spółki. Wartość przedmiotu sporu w przypadku PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów wynosiła 7,7 mln zł, w przypadku PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów 164,5 mln zł. Wyroki są prawomocne, niemniej Prezesowi URE przysługuje od nich skarga kasacyjna do Sądu Najwyższego. W przypadku wyroku dotyczącego Oddziału Elektrociepłownia Gorzów Prezes URE złożył skargę kasacyjną od wyroku.

W dniach 4 i 19 czerwca 2012 rok SOKiK wydał dwa wyroki, w których uwzględnił odwołania PGE GiEK S.A. Oddział ZEDO oraz PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów zmieniając decyzje Prezesa URE z 30 lipca 2010 roku w sprawie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. Oddział ZEDO i PGE GiEK S.A Oddział Elektrociepłownia Gorzów za rok 2009. Wartość przedmiotu sporu w przypadku PGE GiEK Oddział ZEDO wynosiła 92,9 mln zł, w przypadku PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów minus 7,7 mln zł. Obydwa wyroki nie są prawomocne, Prezesowi URE przysługuje apelacja do Sądu Apelacyjnego.

W dniu 31 lipca 2012 roku Prezes URE wydał decyzje dotyczące ustalenia korekty rocznej kosztów osieroconych oraz korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym ("Rekompensat KDT") za 2011 rok należnych niektórym wytwórcom 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. Łączna kwota korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym wynikających z decyzji Prezesa URE za rok 2011 wynosi minus 536,5 mln zł.

Szczegółowy opis rekompensat KDT oraz ich wpływ na wyniki osiągnięte przez Grupę PGE został opisany w nocie nr 26.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

6.6. Przyjęcie Programu Poprawy Efektywności w Grupie PGE na lata 2012-2016

W dniu 10 stycznia 2012 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. zatwierdziła Program Poprawy Efektywności w Grupie PGE na lata 2012-2016 ("Program PE").

Całkowity oczekiwany powtarzalny efekt wprowadzonego Programu PE na skonsolidowany wynik operacyjny (EBIT) Grupy Kapitałowej PGE wyniesie ok. 1,53 mld zł rocznie, począwszy od roku 2016, w porównaniu do roku 2010 (będącego bazą dla Programu PE).

Program realizowany będzie w latach 2012-2016 i składał się będzie z dwóch elementów: programu ograniczenia kosztów w Grupie PGE oraz wzrostu przychodów z obecnie prowadzonej działalności. Inicjatywy realizowane będą stopniowo, począwszy od 2012 roku i osiągną pełny efekt w roku 2016.

W porównaniu do roku 2010 inicjatywy kosztowe przyniosą ok. 987 mln zł oszczędności w roku 2016 oraz w latach kolejnych. Główne inicjatywy związane z ograniczeniem kosztów to:

- zwiększenie efektywności struktur organizacyjnych;
- optymalizacja kosztów remontów i utrzymania;
- zwiększenie efektywności zarządzania zużyciem energii i ograniczanie strat sieciowych;
- centralizacja zakupów.

Inicjatywy przychodowe, w porównaniu do 2010 roku, przyniosą dodatkowe przychody w wysokości ok. 541 mln zł w roku 2016 oraz w latach kolejnych. Główne inicjatywy związane ze zwiększaniem przychodów to:

- zwiększenie współspalania biomasy;
- wzrost efektywności sprzedaży i jakości obsługi klienta.

Koszty Programu PE zostaną poniesione głównie w latach 2012 i 2013. Od 2014 roku efekt wprowadzanego Programu PE będzie miał pozytywny wpływ na osiągane wyniki finansowe, osiągając pełen potencjał w 2016 roku.

6.7. Przyjęcie strategii Grupy PGE na lata 2012-2035

W dniu 9 lutego 2012 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. zatwierdziła „Strategię Grupy Kapitałowej PGE na lata 2012-2035" („Strategia"). Zgodnie z przyjętym dokumentem, PGE będzie konsekwentnie budować wartość ekonomiczną GK PGE dla akcjonariuszy w ramach nowoczesnego i zdywersyfikowanego paliwowo portfela wytwórczego, koncentracji na Kliencie, podnosząc efektywność i wprowadzając innowacje, mając silną pozycję finansową, a także wykorzystując potencjał oraz szanse rynkowe w kraju i za granicą.

Opracowana strategia uwzględnia przede wszystkim wzrastający w długim okresie popyt na energię elektryczną powiązany ze wzrostem gospodarczym, postępującą liberalizację rynku oraz znaczne potencjalne korzyści wynikające z poprawy efektywności wykorzystania aktywów Grupy PGE poprzez właściwe zarządzanie.

Kierunki rozwoju oraz cele strategiczne Grupy będą okresowo aktualizowane w związku z dynamicznie zmieniającym się otoczeniem rynkowym GK PGE, zmianami w legislacji krajowej oraz unijnej.

6.8. Projekt budowy bloków energetycznych w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole. Zawarcie umowy znaczącej.

W dniu 15 lutego 2012 roku PGE Elektrownia Opole S.A. (obecne PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole) zawarła umowę ze spółkami Rafako S.A., Polimex-Mostostal S.A. oraz Mostostal Warszawa S.A. ("Umowa"), tworzącymi konsorcjum: Rafako S.A., Polimex-Mostostal S.A. oraz Mostostal Warszawa S.A. (zwane dalej "Generalnym Wykonawcą"). Wartość netto Umowy wynosi 9,4 mld zł, a wartość brutto Umowy wynosi 11,6 mld zł. Przedmiotem Umowy jest budowa dwóch bloków energetycznych nr 5 i 6 o mocy 900 MW każdy, na parametry nadkrytyczne, opalanych węglem kamiennym w PGE Elektrowni Opole S.A. przez Generalnego Wykonawcę. Przedmiot Umowy realizowany będzie w formule EPC (Engineering, Procurement, Construction – projektowanie, dostawa, budowa, rozruch, przekazanie do eksploatacji, serwis w okresie gwarancyjnym). Zgodnie z warunkami Umowy, Generalny Wykonawca zobowiązuje się zrealizować zamówienie w terminie 54 miesięcy od wystawienia Polecenia Rozpoczęcia Prac w odniesieniu do bloku 5 oraz w terminie 62 miesięcy od wystawienia Polecenia Rozpoczęcia Prac w odniesieniu do bloku 6.

Warunkiem wystawienia Polecenia Rozpoczęcia Prac jest m.in. dostarczenie przez PGE GiEK S.A. decyzji o pozwoleniu na budowę. Otrzymanie decyzji o pozwoleniu na budowę uzależnione jest m.in. od uzyskania pozytywnej decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych dla projektu. W dniach 2 i 14 lutego 2012 roku uprawomocniły się pozwolenia na budowę bloków 5 i 6 wydane odpowiednio przez Wojewodę i Starostę Opolskiego, jednakże w dniu 12 stycznia 2012 roku Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie, po rozpatrzeniu skargi Fundacji ClientEarth Poland na decyzję Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska z dnia 16 sierpnia 2011 roku w sprawie ustalenia uwarunkowań środowiskowych dla realizacji zadania, uchylił decyzje organów I i II instancji (Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Opolu i GDOŚ w Warszawie) dotyczące pozwolenia środowiskowego dla bloków nr 5 i 6. W związku z powyższym w dniu 14 marca 2012 roku PGE GiEK S.A. przesłała do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) skargę kasacyjną na wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 12 stycznia 2012 roku. Spółka przewiduje, iż rozpatrzenie powyższej kwestii przez NSA nastąpi w III kwartale 2012 roku.

6.9. Zmiany w składzie Zarządu PGE S.A.

W dniu 1 marca 2012 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powołaniu:

- Krzysztofa Kiliana w skład Zarządu VIII kadencji z dniem 5 marca 2012 roku i powierzeniu mu pełnienia funkcji Prezesa Zarządu;
- Bogusławy Matuszewskiej w skład Zarządu VIII kadencji z dniem 5 marca 2012 roku i powierzeniu jej pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu.

W dniu 3 lipca 2012 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o odwołaniu ze składu Zarządu Pana Pawła Skowrońskiego, Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.

W dniu 14 sierpnia 2012 roku Rada Nadzorcza Spółki podjęła uchwałę o powołaniu z dniem 1 października 2012 roku Pana Pawła Smolenia na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych.

6.10. Projekt budowy morskich farm wiatrowych

W dniu 16 kwietnia 2012 roku Minister Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej wydał decyzje o udzieleniu pozwoleń w zakresie wznoszenia i wykorzystywania sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla trzech lokalizacji budowy morskich farm wiatrowych, o które wnioskowały spółki celowe z GK PGE: EW Baltica-1 sp. z o.o., EW Baltica-2 sp. z o.o. oraz EW Baltica-3 sp. z o.o. W lipcu i sierpniu 2012 roku spółki dokonały zapłaty pierwszych rat opłaty dodatkowej za zajęcie wyłącznej strefy ekonomicznej w łącznej wysokości 49,7 mln zł.

6.11. Projekt Elektrownia Puławy

W dniu 9 maja 2012 roku zostało podpisane przez PGE GiEK S.A., Zakłady Azotowe „Puławy" S.A. oraz spółkę Melamina III sp. z o.o. (obecnie Elektrownia Puławy sp. z o.o.) porozumienie w sprawie dostawy ciepła użytkowego z planowanej Elektrowni Puławy. Przedmiotem zawartego porozumienia było określenie warunków, na jakich Zakłady Azotowe „Puławy" S.A. zobowiązują się zawrzeć umowę dostawy ciepła użytkowego z przyszłej Elektrowni Puławy, która ma być budowana i eksploatowana przez spółkę Elektrownia Puławy sp. z o.o.

Kolejnym etapem realizacji projektu było zawarcie w dniu 18 czerwca 2012 roku umowy sprzedaży udziałów w spółce celowej Elektrownia Puławy sp. z o.o. pomiędzy Zakładami Azotowymi Puławy S.A. a PGE GiEK S.A. Na podstawie umowy PGE GiEK S.A. nabyła 50% udziałów w spółce Elektrownia Puławy sp. z o.o.

6.12. Rozpoczęcie procesu inkorporacji spółek do PGE Energia Odnawialna S.A.

Zarząd PGE Energia Odnawialna S.A. w dniu 15 maja 2012 roku podjął uchwałę, w której zadecydował o rozpoczęciu procesu inkorporacji spółek Elektrownia Wiatrowa Gniewino sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Turów sp. z o.o. oraz Elektrownia Wiatrowa Resko sp. z o.o. (spółki przejmowane) do spółki PGE Energia Odnawialna S.A. (spółka przejmująca) w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Ksh w związku z art. 515 i art. 516 Ksh, tj. przez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji w zamian za udziały spółek przejmowanych i z zachowaniem procedury uproszczonej określonej przepisami art. 516 Ksh. PGE Energia Odnawialna S.A. przewiduje, że proces inkorporacji zakończy się w III kwartale 2012 roku.

6.13. Rozwiązanie Umowy Prywatyzacyjnej spółki Energa S.A.

W dniu 29 września 2010 roku Zarząd PGE S.A. zawarł ze Skarbem Państwa reprezentowanym przez Ministra Skarbu Państwa umowę sprzedaży akcji spółki Energa S.A. z siedzibą w Gdańsku. Przedmiotem umowy było nabycie 4.183.285.468 akcji Energa S.A., stanowiących 84,19% jej kapitału zakładowego za cenę 7.529,9 mln zł.

Przeprowadzenie transakcji wymagało dla swej skuteczności uzyskania przez PGE S.A. zgody Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na koncentrację (warunek zawieszający). W dniu 13 stycznia 2011 roku Prezes Urzędu wydał decyzję zakazującą dokonania przez PGE S.A. zakupu akcji Energa S.A. W związku z powyższym w dniu 18 stycznia 2011 roku PGE S.A. zawarła ze sprzedającym aneks do umowy. Na mocy aneksu określono czas trwania Umowy na 12 miesięcy od daty jej zawarcia, przy czym Minister Skarbu Państwa i PGE S.A. postanowili o zawieszeniu biegu terminu obowiązywania umowy do czasu prawomocnego zakończenia postępowania sądowego w przedmiocie odwołania od decyzji.

W dniu 28 stycznia 2011 roku do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa Urzędu, złożone zostało odwołanie PGE S.A. od wyżej opisanej decyzji. W odwołaniu Spółka wniosła o zmianę decyzji w całości i orzeczenie co do istoty sprawy poprzez wydanie decyzji zezwalającej na koncentrację PGE S.A. i Energa S.A., ewentualnie o uchylenie decyzji.

W dniu 14 maja 2012 roku Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał wyrok, w którym oddalił odwołanie PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. od decyzji Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 13 stycznia 2011 roku zakazującej dokonania koncentracji polegającej na przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. kontroli nad Energa S.A., stwierdzając, że nie ma podstaw do jego uwzględnienia.

W dniu 5 czerwca 2012 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o nieskładaniu apelacji. Niezłożenie apelacji skutkuje uprawomocnieniem się ww. wyroku Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Tym samym stała się skuteczna Decyzja Prezesa UOKiK zakazująca koncentracji polegającej na zakupie akcji Energa S.A. przez PGE S.A., a Umowa Prywatyzacyjna z dniem 12 czerwca 2012 roku uległa rozwiązaniu z przyczyn niezależnych od jej stron (por. nota 26.6 skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

6.14. Rejestracja przez sąd umorzenia akcji własnych oraz zmiany wysokości i struktury kapitału zakładowego PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

W dniu 23 czerwca 2012 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego dokonał rejestracji obniżenia kapitału zakładowego Spółki z kwoty 18.697.837.270 zł do 18.697.608.290 zł tj. o kwotę 228.980 zł, w drodze umorzenia 22.898 akcji własnych o wartości nominalnej 10 zł każda (12.594 akcji serii C oraz 10.304 akcji serii D), reprezentujących 22.898 głosów w Spółce. Umorzenie nastąpiło bez wynagrodzenia.

Po dokonaniu umorzenia akcji oraz rejestracji zmiany wysokości i struktury kapitału zakładowego PGE, ogólna liczba akcji i głosów wynikająca ze wszystkich wyemitowanych akcji wynosi 1.869.760.829 a wysokość kapitału zakładowego wynosi 18.697.608.290 zł.

Po rejestracji obniżenia kapitału zakładowego struktura kapitału zakładowego przedstawia się następująco:

- 1.470.576.500 akcji zwykłych na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10 zł każda;
- 259.513.500 akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej 10 zł każda;
- 73.228.888 akcji na okaziciela serii C o wartości nominalnej 10 zł każda;
- 66.441.941 akcji na okaziciela serii D o wartości nominalnej 10 zł każda.

6.15. Zawarcie umowy w sprawie poszukiwania i wydobycia węglowodorów z łupków

W dniu 4 lipca 2012 roku PGE S.A. zawarła ramową umowę w sprawie poszukiwania i wydobycia węglowodorów z łupków ("Umowa"). Stronami Umowy są PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. ("PGNiG"), ENEA S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A. (łącznie "Strony").

Przedmiotem współpracy Stron na podstawie Umowy będzie poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów w utworach geologicznych objętych koncesją na poszukiwanie

i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego dotyczącą obszaru Wejherowo, którą posiada PGNiG ("Koncesja Wejherowo"). W ramach Koncesji Wejherowo ścisła współpraca dotyczyć będzie powierzchni około 160 km^2 ("Obszar Współpracy"). Umowa przewiduje ponadto preferencje dla Stron w możliwości współpracy na pozostałym obszarze Koncesji Wejherowo (z wyjątkiem sytuacji, gdy PGNiG dokonuje samodzielnego poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania węglowodorów oraz z wyjątkiem obszaru, na którym PGNiG już prowadzi prace poszukiwawcze w rejonie miejscowości Opalino i Lubocino).

Szacowane nakłady na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie w ramach pierwszych trzech lokalizacji (padów Kochanowo, Częstkowo i Tępcz) w ramach Obszaru Współpracy są przewidziane na kwotę 1,72 mld zł. Szczegółowe warunki współpracy, w tym: szczegółowy budżet i harmonogram projektu, udziały Stron w finansowaniu wydatków wynikających z uzgodnionego budżetu, udziały w zyskach z projektu oraz zasady odpowiedzialności, w tym kary umowne, na wypadek niewykonania, w szczególności przez PGNiG, niektórych zobowiązań wynikających z Umowy, zostaną ustalone przez Strony w ciągu czterech miesięcy od dnia zawarcia Umowy. W wypadku braku takich szczegółowych uzgodnień Umowa może zostać wypowiedziana przez każdą ze Stron. Jeżeli w ciągu trzech miesięcy po dokonaniu tych uzgodnień, Strony nie uzyskają wszystkich wymaganych zgód korporacyjnych lub jeżeli do 30 grudnia 2012 roku nie zostaną uzyskane wymagane zgody na dokonanie koncentracji, Umowa wygaśnie.

6.16. Uruchomienie farmy wiatrowej Pelplin

Zgodnie z zapisami warunkowej umowy zakupu 100% udziałów w spółce Pelplin sp. z o.o. od hiszpańskiej firmy Gamesa Energia S.A.U. z dnia 25 maja 2011 roku, PGE Energia Odnawialna S.A. w dniu 2 sierpnia 2012 roku, tj. po spełnieniu wszystkich warunków kontraktu, stała się 100% udziałowcem w spółce Pelplin Sp. z o.o. Spółka ta zrealizowała projekt inwestycyjny budowy farmy wiatrowej o mocy 48 MW składającej się z 24 turbin wiatrowych typu G90 firmy Gamesa o mocy 2 MW każda. Pelplin sp. z o.o. uzyskała koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej i farma wiatrowa została formalnie przekazana do eksploatacji.

6.17. Pożar w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów

W dniu 24 lipca 2012 roku na terenie Elektrowni Turów wchodzącej w skład PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. doszło wg obecnego stanu wiedzy do zapłonu pyłu węglowego i biomasy. W wyniku wybuchu wystąpił pożar, który uszkodził kilka przenośników taśmowych węgla. Ponadto fala uderzeniowa uszkodziła ściany lekkie budynku kotłowni, częściowo dach oraz obudowę galerii skośnych nawęglania. Uszkodzeniu uległa także znaczna ilość kabli sterowniczych i AKPiA (aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki) układu nawęglania oraz część instalacji odpylających nawęglania bloków 1 – 4. Podstawowe urządzenia wytwórcze nie uległy uszkodzeniu (por. nota nr 26.5 skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

7. 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 2012 roku:

- wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło;
- ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym i detalicznym;
- ceny praw majątkowych;
- dostępność i ceny paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła, w szczególności ceny węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz biomasy;
- dostępność transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych;
- przyrost mocy energetycznych w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym w obszarze odnawialnych źródeł energii;
- dostępność i ceny uprawnień do emisji CO_2;
- 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;

- zakończenie procesu przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2013-2020 dla wytwórców energii elektrycznej z GK PGE;
- decyzje Komisji Europejskiej w sprawie uzyskania finansowania w ramach Programu NER 300 w zakresie budowy instalacji CCS w Elektrowni Bełchatów;
- proces taryfowy na 2013 rok, w szczególności wysokość kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione oraz wysokość uzasadnionego zwrotu z kapitału, a także termin zatwierdzenia taryf;
- wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem URE w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów z PGE GiEK S.A. (por. nota nr 26.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego);
- decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT oraz wynik rozstrzygnięcia przez sąd sporów pomiędzy Prezesem URE, a wytwórcami z Grupy PGE uprawnionymi do otrzymywania rekompensat w ramach Ustawy KDT dotyczących korekt rocznych kosztów osieroconych za 2008 rok i korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2009, 2010 i 2011 rok (por. nota nr 26.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego
- wynik postępowania przed Prezesem URE w sprawie wypełnienia tzw. obliga giełdowego za 2010 rok (por. nota nr 19.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego);
- rozstrzygnięcie w zakresie decyzji środowiskowej dla bloków energetycznych nr 5 i 6 w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole;
- nowelizacja Prawa energetycznego i innych ustaw;
- sezonowość i warunki pogodowe;
- możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych, podatkowych lub innych zobowiązań warunkowych, z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie 19 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Zgodnie z oświadczeniem Skarbu Państwa, o którym Spółka informowała raportem bieżącym 7/2012 z dnia 1 marca 2012 roku jedynym akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji jest Skarb Państwa, który posiada 1.157.124.546 akcji zwykłych Spółki o wartości nominalnej 10 zł każda reprezentujących 61,89% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1.157.124.546 głosów na walnym zgromadzeniu Spółki, stanowiących 61,89% ogólnej liczby głosów.

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	1.157.124.546	1.157.124.546	61,89%
Pozostali	712.636.283	712.636.283	38,11%
Razem	**1.869.760.829**	**1.869.760.829**	**100,00%**

9. 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 2012 roku posiadały następującą liczbę akcji:

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I kwartał (tj. 14.05.2012 r.) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu półrocznego (szt.)
Zarząd	**0**	**bez zmian**	**0**
Rada Nadzorcza	**623**	**bez zmian**	**623**
Grzegorz Krystek	350	bez zmian	350
Katarzyna Prus	273	bez zmian	273

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

10. Informacja dotyczącą 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 20 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w punkcie 1.2. niniejszego sprawozdania.

11. 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 2012 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.

12. Transakcje z podmiotami powiązanymi.

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zamieszczone w nocie nr 23 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Na dzień 30 czerwca 2012 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 zł, 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 24.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie nr 19 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

14. Oświadczenia Zarządu

14.1. 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. i 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.

14.2. 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, 28 sierpnia 2012 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Krzysztof Kilian
Prezes Zarządu

Bogusława Matuszewska
Wiceprezes Zarządu

Wojciech Ostrowski
Wiceprezes Zarządu

Piotr Szymanek
Wiceprezes Zarządu