

SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ
PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A. ZA OKRES TRZECH MIESIĘCY
ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2013 ROKU





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

	Okres 3 m-cy zakończony		Okres 3 m-cy zakończony	
	31 marca		31 marca	
	2013	2012	2013	2012
	(nie badane)	(nie badane)	(nie badane)	(nie badane)
	<i>dane przekształcone</i>		<i>dane przekształcone</i>	
	tys. zł		tys. euro	
Przychody ze sprzedaży	7.817.740	7.908.227	1.873.051	1.894.186
Zysk/strata z działalności operacyjnej	1.547.939	1.959.119	370.870	469.250
Zysk/strata brutto (przed opodatkowaniem)	1.528.221	2.074.665	366.146	496.926
Zysk/strata netto za okres obrotowy	1.233.772	1.657.942	295.599	397.112
Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	1.227.360	1.637.873	294.063	392.305
Całkowite dochody	1.234.948	1.655.815	295.881	396.602
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1.376.460	2.376.602	329.786	569.246
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-1.297.839	-1.251.204	-310.949	-299.690
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	-343.104	120.872	-82.204	28.951
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	-264.483	1.246.270	-63.367	298.508
Zysk netto na akcję (w zł/euro na akcję)	0,66	0,88	0,16	0,21
Rozwodniony zysk na akcję (w zł/euro na akcję)	0,66	0,88	0,16	0,21
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 31.03.2013 (nie badane)	Stan na dzień 31.12.2012 (badane)	Stan na dzień 31.03.2013 (nie badane)	Stan na dzień 31.12.2012 (badane)
	<i>dane przekształcone</i>		<i>dane przekształcone</i>	
	tys. zł		tys. euro	
Aktywa trwałe	45.393.840	45.406.411	10.866.529	11.106.700
Aktywa obrotowe	14.129.302	13.396.629	3.382.320	3.276.902
Aktywa razem	59.523.142	58.803.040	14.248.849	14.383.602
Kapitał własny	42.351.378	41.116.586	10.138.215	10.057.381
Kapitał własny przypadający akcjonariuszowi jednostki dominującej	42.049.826	40.820.721	10.066.028	9.985.011
Kapitał podstawowy	18.697.608	18.697.608	4.475.896	4.573.555
Zobowiązania długoterminowe	8.562.435	8.499.581	2.049.704	2.079.052
Zobowiązania krótkoterminowe	8.609.329	9.186.873	2.060.930	2.247.168
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 zł/euro na akcję)	22,49	21,83	5,38	5,34
Rozwodniona wartość księgowa na akcję (w zł/euro na akcję)	22,49	21,83	5,38	5,34



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

	Okres 3 m-cy zakończony		Okres 3 m-cy zakończony	
	31 marca		31 marca	
	2013	2012	2013	2012
	(nie badane)	(nie badane)	(nie badane)	(nie badane)
	<i>dane przekształcone</i>		<i>dane przekształcone</i>	
	tys. zł		tys. euro	
Przychody ze sprzedaży	3.409.873	2.810.300	816.971	673.126
Zysk/strata z działalności operacyjnej	249.091	73.101	59.680	17.509
Zysk/strata brutto (przed opodatkowaniem)	330.605	198.408	79.210	47.523
Zysk/strata netto za okres obrotowy	269.859	164.268	64.655	39.346
Całkowite dochody	269.859	164.740	64.655	39.459
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	205.735	99.020	49.292	23.717
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-134.899	997.514	-32.320	238.926
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	-144.583	-1.348	-34.641	-323
Zmiana netto stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	-73.747	1.095.186	-17.669	262.320
Zysk netto na akcję (w zł/euro na akcję)	0,14	0,09	0,03	0,02
Rozwodniony zysk na akcję (w zł/euro na akcję)	0,14	0,09	0,03	0,02
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 31.03.2013 (nie badane)	Stan na dzień 31.12.2012 (badane)	Stan na dzień 31.03.2013 (nie badane)	Stan na dzień 31.12.2012 (badane)
	<i>dane przekształcone</i>		<i>dane przekształcone</i>	
	tys. zł		tys. euro	
Aktywa trwałe	28.134.935	27.003.855	6.735.035	6.605.317
Aktywa obrotowe	2.317.930	3.386.703	554.874	828.409
Aktywa razem	30.452.865	30.390.558	7.289.909	7.433.726
Kapitał własny	29.566.687	29.296.534	7.077.773	7.166.121
Kapitał podstawowy	18.697.608	18.697.608	4.475.896	4.573.555
Zobowiązania długoterminowe	83.014	88.443	19.872	21.634
Zobowiązania krótkoterminowe	803.164	1.005.581	192.264	245.972

Powyższe dane finansowe za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2013 oraz 2012 roku zostały przeliczone na euro według następujących zasad:

- poszczególne pozycje aktywów i pasywów – według średniego kursu określonego przez Narodowy Bank Polski na dzień 31 marca 2013 roku – 4,1774 EUR/PLN oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku – 4,0882 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 2013 roku do 31 marca 2013 roku – 4,1738 EUR/PLN dla okresu od 1 stycznia 2012 roku do 31 marca 2012 roku – 4,1750 EUR/PLN.



SPIS TREŚCI

1.	ORGANIZACJA GRUPY KAPITAŁOWEJ	8
1.1.	OPIS DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ	8
1.2.	ZMIANY W ORGANIZACJI GRUPY KAPITAŁOWEJ	10
1.2.1	Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I kwartale 2013 roku	10
1.2.2	Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej po dniu bilansowym	13
2.	DZIAŁALNOŚĆ GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE	14
2.1.	CZYNNIKI I ZDARZENIA MAJĄCE WPŁYW NA OSIĄGNIĘTE WYNIKI	14
2.1.1	Sytuacja makroekonomiczna	14
2.1.2	Taryfy	15
2.1.3	Ceny energii elektrycznej	17
2.1.4	Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień Emisyjnych na lata 2008-2012 (KPRU II) oraz na lata 2013-2020 (KPRU III)	24
2.1.5	Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla	26
2.1.6	Bilans energii GK PGE	28
2.1.7	Sprzedaż ciepła	31
2.1.8	Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT	31
2.1.9	Koszty zakupu paliw	32
2.2.	WYNIKI FINANSOWE GK PGE	33
2.3.	SEGMENTY DZIAŁALNOŚCI	39
2.3.1	Segment Energetyka Konwencjonalna	41
2.3.2	Segment Energetyka Odnawialna	43
2.3.3	Segment Obrotu Hurtowego	44
2.3.4	Segment Dystrybucja	44
2.3.5	Segment Sprzedaż Detaliczna	45
2.3.6	Pozostała Działalność	45
2.4.	PUBLIKACJA PROGNOZ WYNIKÓW FINANSOWYCH	46
2.5.	POZOSTAŁE ISTOTNE ZDARZENIA OKRESU SPRAWOZDAWCZEGO ORAZ ZDARZENIA NASTĘPUJĄCE PO DNIU BILANSOWYM	46
2.5.1	Program Konsolidacji – kwestie prawne	46
2.5.2	Projekt WEKTOR	47
2.5.3	Działania związane z energetyką jądrową	48
2.5.4	Podpisanie umowy zakupu farm wiatrowych z DONG Energy	48
2.5.5	Podpisanie umowy zakupu farm wiatrowych z Iberdrola	49
2.5.6	Zamknięcie projektu inwestycyjnego Opole II	49
2.5.7	Decyzja o zamiarze połączenia PGE S.A. z PGE Energia Jądrowa S.A.	50
2.5.8	Umowa dotycząca poszukiwania i wydobywania węgla kamiennego z łupków	50
2.5.9	List intencyjny w sprawie wspólnego uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.	51
2.5.10	Spór pomiędzy PGE S.A. a ATEL (obecnie Alpiq)	52
2.5.11	Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	52



3. CZYNNIKI, KTÓRE W OCENIE SPÓŁKI BĘDĄ MIAŁY WPŁYW NA OSIĄGNIĘTE PRZEZ NIĄ WYNIKI W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIEJ KOLEJNEGO KWARTAŁU.....	54
4. AKCJONARIUSZE POSIADAJĄCY BEZPOŚREDNIO LUB POŚREDNIO PRZEZ PODMIOTY ZALEŻNE CO NAJMNIEJ 5% OGÓLNEJ LICZBY GŁOSÓW NA WALNYM ZGROMADZENIU SPÓŁKI NA DZIEŃ PRZEKAZANIA RAPORTU KWARTALNEGO.	55
5. ZESTAWIENIE STANU POSIADANIA AKCJI SPÓŁKI LUB UPRAWNIEŃ DO NICH PRZEZ OSOBY ZARZĄDZAJĄCE I NADZORUJĄCE SPÓŁKĘ NA DZIEŃ PRZEKAZANIA RAPORTU KWARTALNEGO.....	56
6. INFORMACJA DOTYCZĄCĄ EMISJI, WYKUPU I SPŁATY NIEUDZIAŁOWYCH I KAPITAŁOWYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH.	56
7. 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.....	56
8. POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ.	57



1. Organizacja Grupy Kapitałowej

1.1. Opis działalności Grupy Kapitałowej

Działalność Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („GK PGE”, „Grupa Kapitałowa PGE”, „Grupa”) jest obecnie zorganizowana w pięciu podstawowych segmentach działalności:



Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna („Energetyka Konwencjonalna”)

Obejmuje wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła.



Obrót Hurtowy

Obejmuje obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązanymi oraz paliwami.



Dystrybucja energii elektrycznej



Energetyka Odnawialna

Obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.



Sprzedaż Detaliczna energii elektrycznej



Dodatkowo w skład Grupy wchodzi spółki, których głównym przedmiotem działalności jest przygotowanie i realizacja projektu budowy elektrowni jądrowych w ramach Programu Pierwszej Polskiej Elektrowni Jądrowej, spółki świadczące usługi informatyczne i telekomunikacyjne oraz usługi pomocnicze na rzecz spółek z sektora energetycznego i górniczego, takie jak: roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne oraz inwestycyjne w zakresie urządzeń energetycznych, wykonywanie kompleksowych badań diagnostycznych oraz pomiarów maszyn i urządzeń elektroenergetycznych oraz zagospodarowywanie produktów ubocznych spalania węgla, opracowywanie i wdrażanie technologii ich wykorzystywania oraz rekultywację terenów zdegradowanych.

Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 31 marca 2013 roku:

Segment	Spółka
Energetyka Konwencjonalna	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”)
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.
	Elektrownia Puławy sp. z o.o.
	PGE Gubin sp. z o.o.
Energetyka Odnawialna	PGE Energia Odnawialna S.A.
	Bio-Energia S.A.
	Pelplin sp. z o.o.
	Żuromin 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.
Obrót Hurtowy	Eolica Wojciechowo sp. z o.o.
Obrót Hurtowy	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
	PGE Trading GmbH
Dystrybucja	PGE Dystrybucja S.A.
Sprzedaż Detaliczna	PGE Obrót S.A.

Szczegółowy 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.



1.2. Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

1.2.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I kwartale 2013 roku

W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2013 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 kwartale 2013 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zmieniła swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 17 stycznia 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Energia Odnawialna S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 217.126.500 zł do kwoty 308.500.000 zł, tj. o kwotę 91.373.500 zł, poprzez emisję 9.137.350 akcji imiennych w cenie nominalnej i emisyjnej 10 zł każda akcja. Wszystkie akcje spółki w podwyższonym kapitale zakładowym objęła PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w zamian za wkład pieniężny. W dniu 26 lutego 2013 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 23 stycznia 2013 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła od akcjonariusza mniejszościowego 3.885 akcji spółki EXATEL S.A., stanowiących 0,0465% w kapitale zakładowym Spółki.

W związku z przeprowadzoną transakcją PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiada aktualnie 99,98% w kapitale zakładowym EXATEL S.A.

- W dniu 27 marca 2013 roku pomiędzy spółkami PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”) została zawarta umowa sprzedaży 100% udziałów spółki „PGE Gubin” sp. z o.o. z siedzibą w Gubinie. Na podstawie przedmiotowej umowy sprzedaży udziałów, z dniem 27 marca 2013 roku zostało przeniesione prawo własności 100% udziałów „PGE Gubin” sp. z o.o. na rzecz PGE GiEK S.A.

W dniu 5 marca 2013 roku Spółka PGE Inwest spółka z ograniczoną odpowiedzialnością II S.K.A. w likwidacji z siedzibą w Warszawie, w wyniku postępowania likwidacyjnego, została wykreślona z KRS. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiadała 100% akcji w kapitale zakładowym spółki. Komplementariuszem spółki była spółka PGE Inwest Sp. z o.o.



W I kwartale 2013 roku spółki z Grupy PGE zmieniły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 7 stycznia 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki Bio-Energia S.A. podjęło uchwałę w sprawie połączenia spółki Bio-Energia S.A. (spółka przejmująca) ze spółkami Biogazownia Łapy sp. z o.o. oraz Biogazownia Woźuczyn sp. z o.o. (spółki przejmowane) oraz zmiany Statutu spółki przejmującej, w trybie art. 516 Ksh. W dniu 31 stycznia 2013 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 8 stycznia 2013 roku podpisana została warunkowa umowa dotycząca nabycia od spółki Greentech Energy Systems A/S udziałów spółki Eolica Wojciechowo sp. z o.o. z siedzibą w Czymanowie. Po spełnieniu warunków powyższej umowy, w dniu 24 stycznia 2013 roku spółka Greentech Energy Systems A/S zbyła na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. 9.550 udziałów stanowiących 50% w kapitale zakładowym spółki Eolica Wojciechowo sp. z o.o. W związku z transakcją PGE Energia Odnawialna S.A. stała się właścicielem 100% udziałów w kapitale zakładowym przedmiotowej spółki.

W dniu 19 lutego 2013 roku PGE Energia Odnawialna S.A. jako jedyny Wspólnik spółki, na podstawie uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, wniosła do spółki Eolica Wojciechowo sp. z o.o. dopłaty w rozumieniu art. 177 Ksh w łącznej wysokości 59.999.976 zł, to jest w wysokości po 3.141,36 zł do każdego udziału spółki.

- W dniu 10 stycznia 2013 roku została zawarta pomiędzy spółkami PGE Energia Odnawialna S.A. oraz „BE-BETON” sp. z o.o. warunkowa umowa sprzedaży 100 % udziałów spółki Budownictwo Hydro - Energetyka Dychów sp. z o.o. W dniu 21 lutego 2013 roku, na podstawie zawartej warunkowej umowy sprzedaży, nastąpiło przeniesienie prawa własności 100 % udziałów spółki Budownictwo Hydro – Energetyka Dychów sp. z o.o. na rzecz spółki „BE-BETON” sp. z o.o.
- W dniu 21 grudnia 2012 roku PGE GiEK S.A. zawiązała spółkę MegaSerwis sp. z o.o. z siedzibą w Zgorzelcu. PGE GiEK S.A. objęła 100% udziałów w kapitale zakładowym tej spółki. Kapitał zakładowy spółki w wysokości 100.000 zł został opłacony w dniu 31 stycznia 2013 roku. W dniu 21 marca 2013 roku spółka została wpisana do KRS.

W dniu 26 marca 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników MegaSerwis sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 100.000 zł do



kwoty 2.100.000 zł, tj. o kwotę 2.000.000 zł, poprzez utworzenie 2.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 zł każdy udział. Wszystkie nowoutworzone udziały objęła spółka PGE GiEK S.A. Z dniem 1 kwietnia 2013 roku spółka rozpoczęła działalność operacyjną.

- W dniu 25 marca 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ELBEST sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Umowy spółki, polegającej na wykreśleniu niektórych przedmiotów działalności spółki. Powyższe zmiany zostały zarejestrowane w KRS w dniu 2 kwietnia 2013 roku. Z dniem 31 marca 2013 roku spółka wygasła działalność w zakresie usług serwisowych i przekazała do spółki MegaSerwis sp. z o.o., na podstawie art. 23¹ Kodeksu pracy, 891 pracowników.

W dniu 7 stycznia 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki BESTGUM POLSKA sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Aktu Założycielskiego spółki, polegającej na rozszerzeniu przedmiotu działalności o działalność związaną z rekultywacją i pozostałą działalnością usługową związaną z gospodarką odpadami. Powyższa zmiana została zarejestrowana w KRS w dniu 23 stycznia 2013 roku.

W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2013 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała żadnych istotnych obszarów swojej działalności.



1.2.2 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej po dniu bilansowym

W dniu 8 kwietnia 2013 roku pomiędzy spółką PGE Obrót S.A. i jej akcjonariuszem mniejszościowym podpisana została umowa przymusowego odkupu 5.127 szt. akcji na okaziciela („Umowa”), posiadanych przez akcjonariusza mniejszościowego. Nabycie akcji przez spółkę nastąpiło na podstawie art. 418¹ Ksh. W wyniku realizacji zawartej Umowy, w dniu 15 kwietnia 2013 roku spółka zapłaciła akcjonariuszowi mniejszościowemu całą cenę odkupu za 5.127 szt. akcji Spółki. Wskutek należytego wykonania Umowy akcje spółki zostały wykupione, a jedynym akcjonariuszem PGE Obrót S.A. stała się spółka PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

W związku z dokonaniem powyższego odkupu akcji, na chwilę obecną PGE Obrót S.A. posiada 21.979 szt. akcji własnych, które zostały nabyte przez spółkę w trybie przymusowego odkupu na podstawie art. 418¹ §4 oraz 243 akcji własnych nierozdzielonych akcjonariuszom spółki w procesie konsolidacji spółek GK PGE. Stąd spółka posiada łącznie 22.222 szt. akcji własnych stanowiących 0,45% w kapitale zakładowym spółki. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiada aktualnie 99,55% w kapitale zakładowym PGE Obrót S.A.

W dniu 12 kwietnia 2013 roku spółka ELECTRA Bohemia s.r.o. w likwidacji z siedzibą w Pradze (Republika Czeska), w wyniku postępowania likwidacyjnego, została wykreślona z rejestru spółek. Decyzja o wykreśleniu spółki z rejestru uprawomocniła się z dniem 28 kwietnia 2013 roku. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki.



2. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

2.1. Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki

2.1.1 Sytuacja makroekonomiczna

Grupa PGE prowadzi działalność głównie w Polsce, dlatego też była i nadal będzie uzależniona od trendów makroekonomicznych w Polsce. Jednocześnie w związku z rosnącą integracją, krajowa gospodarka w coraz większym stopniu uzależniona jest od koniunktury w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Sytuacja gospodarcza w Europie, konsekwencje decyzji regulacyjnych, które mają być podjęte w przyszłości oraz niestabilne otoczenie prawne powodują, że ocena perspektyw rozwoju rynku energetycznego w Europie jest obciążona dużymi ryzykami.

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 osiągnięte przez Grupę PGE. Spadki cen energii elektrycznej w Polsce i Europie wynikające z osłabienia się popytu na energię elektryczną oraz dużego wzrostu udziału subsydiowanych źródeł energii odnawialnych w całości produkcji ograniczyły zyskowność konwencjonalnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, w niektórych przypadkach nawet likwidując ją całkowicie. Dotyczy to zwłaszcza elektrowni gazowych oraz najmniej efektywnych elektrowni węglowych.

Słabnąca koniunktura gospodarcza, w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2013 roku, przyczyniła się do **spadku zapotrzebowania na energię elektryczną** w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, które ukształtowało się w tym okresie na poziomie **o około 1,8% niższym** w porównaniu do okresu trzech miesięcy zakończonego 31 marca 2012 roku.



Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Najważniejsze dane	I kwartał 2013	I kwartał 2012
Realny wzrost PKB (% wzrostu) ¹	0,7*	3,6
Wskaźnik wzrostu cen konsumpcyjnych (% wzrostu) ²	1,0	3,9
Krajowe zużycie energii elektrycznej (% wzrostu) ³	-1,8	1,6
Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh) ³	41,58	42,35

* dane szacunkowe Bank Handlowy w Warszawie 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 S.A.

2.1.2 Taryfy

Spółki wchodzące w skład Grupy PGE realizują część swoich przychodów w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE:

- I. taryfy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym (grupa taryfowa G);
- II. taryfy spółek dystrybucyjnych („OSD”) oraz
- III. taryfy dla ciepła.

Sprzedaż energii elektrycznej

W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2013 roku sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., odbywała się na podstawie Taryfy zatwierdzonej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 grudnia 2011 roku, której okres obowiązywania został wydłużony do dnia 30 czerwca 2013 roku decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 20 grudnia 2012 roku. Zatwierdzona Taryfa obowiązuje od 1 stycznia 2012 roku i w tym czasie nie dokonano zmian cen i stawek w niej ujętych.



W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2013 roku sprzedaż energii do klientów korporacyjnych (kluczowych i biznesowych) oraz indywidualnych (innych niż z grup taryfowych G przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.) odbywała się na podstawie Taryfy dla energii elektrycznej dla klientów z grup taryfowych A, B, C i R zatwierdzonej uchwałą Zarządu PGE Obrót S.A. i obowiązującej od 1 grudnia 2011 roku, publicznych ofert promocyjnych oraz indywidualnie negocjowanych warunków sprzedaży.

Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2013”, który został przygotowany przez Prezesa URE oraz został przekazany operatorom systemów dystrybucyjnych.

Taryfa dla PGE Dystrybucja S.A. na 2013 rok została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 19 grudnia 2012 roku. Taryfa na 2013 rok zgodnie z Uchwałą Zarządu PGE Dystrybucja S.A. z dnia 21 grudnia 2012 roku została wprowadzona do stosowania z dniem 3 stycznia 2013 roku za wyjątkiem stawek opłaty przejściowej (stawki opłaty przejściowej zgodnie z decyzją URE obowiązującą od 1 stycznia 2013 roku).

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2013 rok spowodowały zmiany średnich płatności dla klientów w poszczególnych grupach taryfowych w porównaniu z rokiem 2012:

- grupa taryfowa A – **spadek o 0,31%;**
- grupa taryfowa B – **wzrost o 1,42%;**
- grupa taryfowa C+R – **wzrost o 1,97%;**
- grupa taryfowa G – **wzrost o 1,39%.**

Średnia cena usług dystrybucji energii elektrycznej w porównaniu z ostatnimi obowiązującymi taryfami w 2012 roku zwiększyła się o około 1,10 %.

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. Szczegółowe zasady ustalania taryf są określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Prowadzenie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE.

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.

2.1.3 Ceny energii elektrycznej

Rynek energii elektrycznej w Polsce, w zorganizowanym jego segmencie, oparty jest na funkcjonowaniu giełd towarowych oraz platform obrotu. Na rynku tym działają Towarowa Giełda Energii („TGE”), poee Rynek Energii Giełdy Papierów Wartościowych („poee RE GPW”) oraz platformy GFI i TFS. Największe znaczenie spośród giełd ma Towarowa Giełda Energii (TGE), której łączne obroty w I kwartale 2013 roku wyniosły prawie 72% obrotów rynku zorganizowanego. W tym czasie udział poee RE GPW stanowił zaledwie 1%, co wiązało się z decyzją o zaprzestaniu od 1 kwietnia 2013 roku organizowania obrotu energią elektryczną na GPW. Pozostały handel odbywał się na platformach obrotu, z których dominującą rolę miał TFS – ok. 22% rynku zorganizowanego, natomiast udział GFI to niewiele ponad 5%.

Warunki handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej ulegają ciągłym zmianom. Wprowadzenie tzw. „obligi giełdowego”, czyli nałożenia na wytwórców energii obowiązku sprzedaży energii na giełdzie towarowej lub rynkach regulowanych (art. 49a ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne), spowodowało wzrost obrotów na TGE, szczególnie w segmencie kontraktów terminowych. W 2012 roku handel terminowy na TGE stanowił blisko 90% całego rynku, natomiast w I kwartale 2013 roku było to prawie 88%. W porównaniu do analogicznych okresów lat ubiegłych I kwartał 2013 roku wyróżniał się dużą płynnością. W stosunku do ubiegłorocznego pierwszego kwartału zanotowano wzrost sprzedaży sięgający 63%, przy dużym udziale TGE, gdzie obroty zwiększyły się około trzy i półkrotnie.



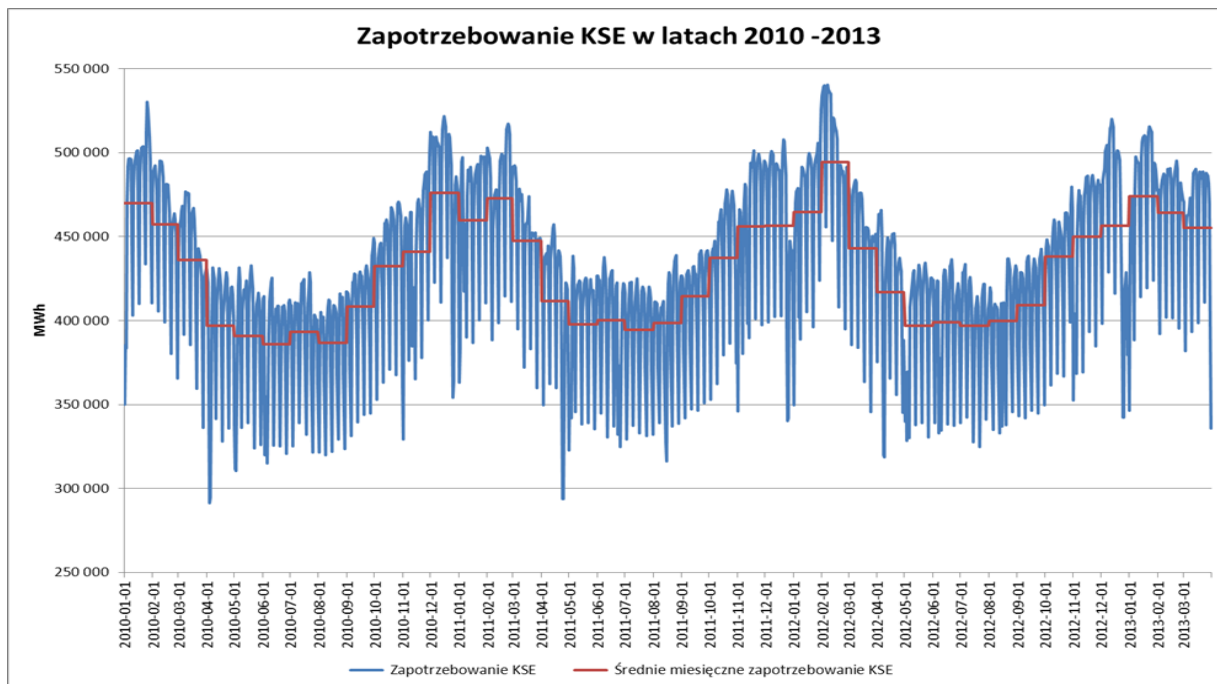
Rynek SPOT na TGE opiera się na Rynku Dnia Następnego oraz Rynku Dnia Bieżącego, gdzie zawierane są transakcje dla kontraktów godzinowych oraz blokowych dla godzin pasmowych, szczytowych i pozaszczytowych.

Rynek terminowy stanowi podstawę kontraktacji na zorganizowanym rynku energii. Uczestnicy rynku mają możliwość zawierania na TGE transakcji terminowych z dostawą w okresach dla całego roku, każdego kwartału, miesiąca i tygodnia. Platformy obrotu umożliwiają ponadto handel z dostawą w weekend i w poszczególny dzień.

Tabela: Wolumen obrotu na poszczególnych rynkach w latach 2010-2013

Wolumen obrotów	Jedn.	I kwartał 2013	I kwartał 2012	% zmiana	2012	2011	2010
Rynek SPOT w tym:	TWh	6,0	5,7	5,3%	21,3	21,6	13,3
TGE	TWh	5,6	4,9	14,3%	19,1	19,7	7,6
Rynek terminowy w tym:	TWh	43,5	26,7	62,9%	183,6	154,5	104,4
TGE	TWh	29,9	8,5	251,8%	112,9	106,9	74,1

Osobnym rynkiem jest Rynek Bilansujący („RB”), który jest rynkiem technicznym umożliwiającym fizyczną realizację zawartych przez uczestników umów kupna/sprzedaży energii oraz bilansowanie w czasie rzeczywistym zapotrzebowania na energię elektryczną z jej produkcją w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym („KSE”). Istnienie rynku bilansującego jest niezbędne dla funkcjonowania rynku energii, a udział w nim jednostek centralnie dysponowanych oraz pozostałych podmiotów uczestniczących w bilansowaniu energii jest obowiązkowy. W Polsce RB, poza dedykowaną funkcją techniczną, jest wykorzystywany przez jego uczestników również do sprzedaży lub zakupu energii. W 2012 roku wielkość energii, jaką dostarczono i odebrano na RB wyniosła 3,7 TWh. W I kwartale 2013 roku obrót na RB wyniósł 1,2 TWh i był wyższy od obrotu w analogicznym okresie roku poprzedniego o 14,5%.



Rynek krajowy

Ceny, jakie ukształtowały się na rynku energii elektrycznej w I kwartale 2013 roku, były zdecydowanie niższe niż ceny w analogicznym okresie 2012 roku. Największe różnice zanotowano w lutym ze względu na skokowy wzrost cen w roku 2012, wynikający z wysokiego zapotrzebowania na energię. Spadek ten sięgał blisko 50 zł/MWh, a średnia miesięczna cena wyniosła 159,51 zł/MWh. Nie była to najniższa wartość w I kwartale 2013 roku, gdyż ceny w marcu spowodowały, że średnia cena tego miesiąca osiągnęła wartość 151,69 zł/MWh. Do spadkowego trendu obserwowanego na rynku bieżącym dopasowały się ceny rynku terminowego, które systematycznie traciły na wartości. Tym samym w I kwartale 2013 roku ceny na rynku hurtowym były najniższe w okresie kilku ostatnich lat. Do podstawowych przyczyn takiego stanu rzeczy trzeba zaliczyć:

- Zahamowanie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, które zgodnie z informacją PSE S.A., w I kw. 2013 roku zmniejszyło się w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o ponad 1,8 %.
- Wysoki poziom rezerwy mocy w systemie, spowodowany przyrostem mocy wytwórczych z odnawialnych źródeł energii obniżających zapotrzebowanie na energię z dużych jednostek konwencjonalnych. Zgodnie z informacją PSE S.A., łączna moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na koniec marca 2013 to 2.650 MW, podczas gdy po I kwartale 2012 było to 1.933 MW (wzrost w ciągu roku o ok. 717 MW).



- Niższy poziom cen uprawnień do emisji CO₂, który spowodował, że uprawnienia typu EUA, w okresie I kwartału 2013 roku straciły na wartości blisko 1,9 EUR/t.
- Spadek cen węgla na rynkach światowych, gdzie węgiel o indeksie API2 w portach ARA, na rynku SPOT, w okresie I kwartału 2013 roku obniżył się do poziomu 85 USD/t, co oznacza spadek w tym okresie o ponad 4,7 USD/t (0,20 USD/GJ), natomiast od marca 2012 było to 19 USD/t.

Rynek SPOT

Od początku 2013 roku na bieżącym rynku energii elektrycznej notowany był niski poziom cen, a średnia dla całego I kwartału wyniosła 159,21 zł/MWh (Indeks IRDN24). Był to najniższy poziom cen od wielu lat. W niemal wszystkich miesiącach tego okresu ceny energii elektrycznej były zdecydowanie poniżej cen z analogicznego okresu roku 2012. Ceny były niższe odpowiednio o: 6,32 zł/MWh w styczniu, 49,56 zł/MWh w lutym i 9,78 zł/MWh w marcu. Znaczna różnica cen w lutym wynika z warunków atmosferycznych, jakie w ubiegłym roku występowały w tym miesiącu, które podniosły zapotrzebowanie na energię o 7,3%. W roku obecnym krajowa konsumpcja ma tendencję zniżkową, co powoduje nadpodaż energii w systemie i spadek cen SPOT.

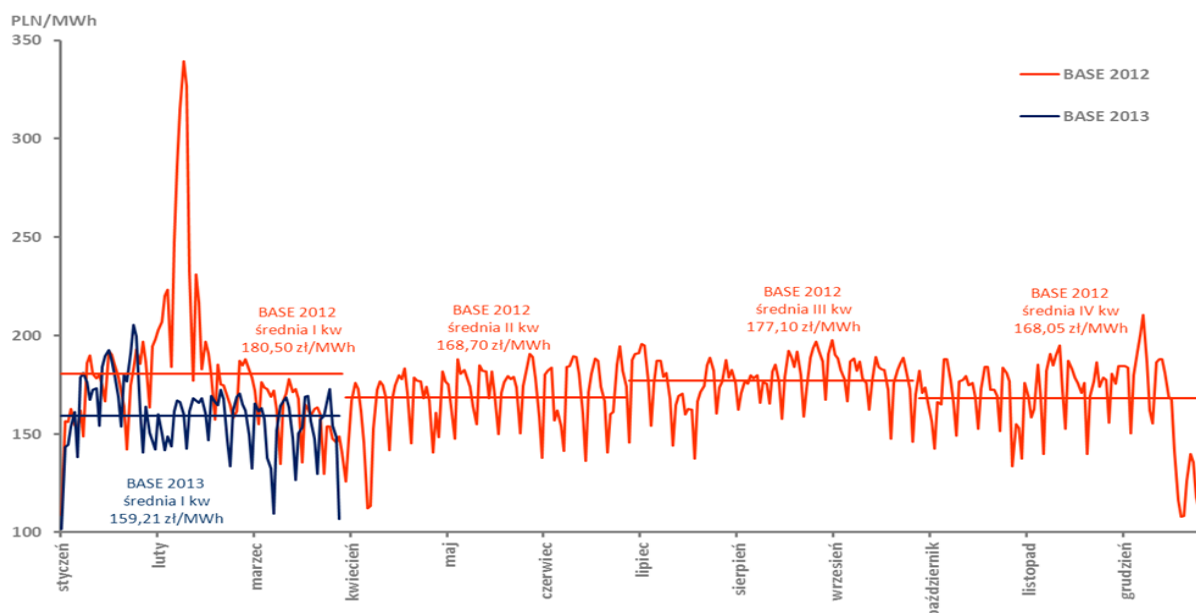
Duży wpływ na rynek bieżący ma generacja wiatrowa, której średnia moc godzinowa sięgnęła w I kwartale 670 MW. Rekordowym miesiącem był marzec, kiedy średnie wykorzystanie mocy wynosiło blisko 800 MW z 2.650 MW mocy zainstalowanej. Maksymalna moc godzinowa, jaką zarejestrowano w I kwartale 2013 roku to 2.330 MW.

Przyczyn obserwowanego spadku cen w I kwartale 2013 roku, należy upatrywać również w spadku cen energii w Niemczech. Średnia cena EEX na rynku SPOT w tym okresie była niższa od ceny z analogicznego okresu roku poprzedniego o 2,84 EUR/MWh. Przyczyną spadku cen na rynku niemieckim był m. in. wysoki poziom generacji ze źródeł odnawialnych, w szczególności wiatrowych i słonecznych.

Niższy poziom cen w Polsce w 2013 roku wynikał również z ogólnej sytuacji na rynkach paliw i CO₂. Ceny węgla kamiennego w kontraktach terminowych z dostawą w 2014 roku, od grudnia 2012 roku, spadły na rynkach światowych o prawie 10 USD/t. Ceny uprawnień do emisji CO₂ (EUA) w I kwartale 2013 roku straciły na wartości blisko 1,9 EUR, co bezpośrednio wpłynęło na ceny energii.

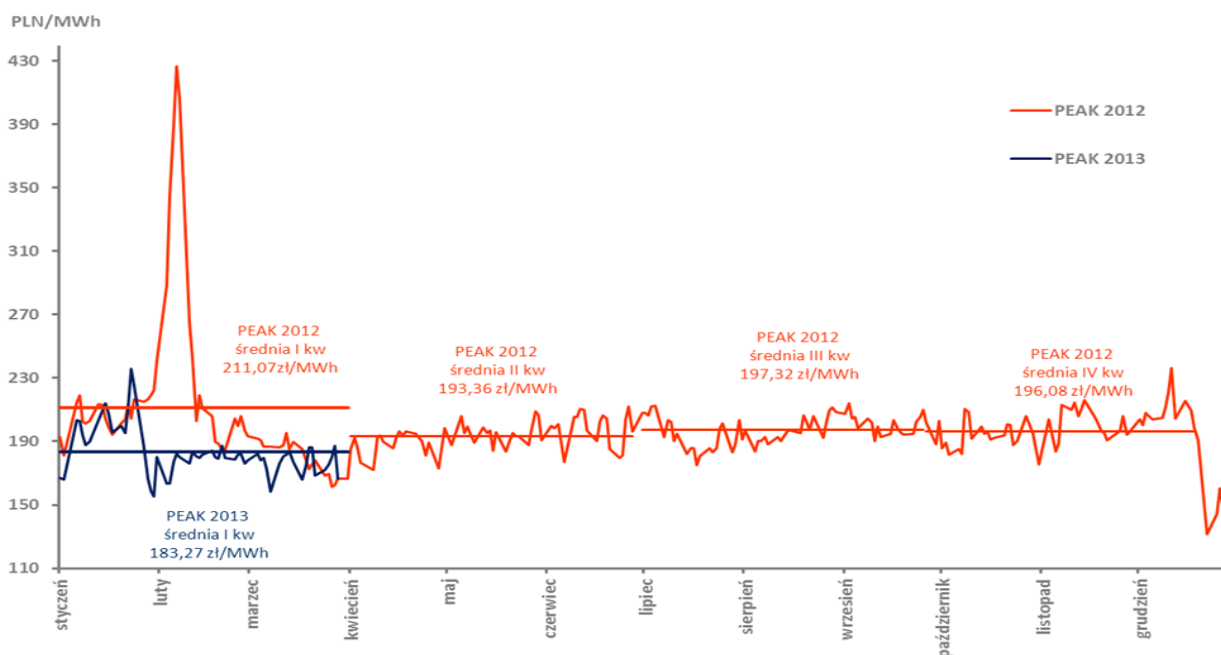


Rysunek: Dienne i kwartalne ceny energii w godzinach odpowiadających pasmu (base) w transakcjach SPOT w latach 2012–2013 (TGE)*



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

Rysunek: Dienne i kwartalne ceny energii w godzinach szczytowych (peak) w transakcjach SPOT w latach 2012–2013 (TGE)*



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



W pierwszym kwartale 2013 roku obroty na RB wzrosły o 14,5% w stosunku do analogicznego okresu roku 2012, a uczestnicy rynku chętniej odsprzedawali na nim energię. Z tego względu ceny na tym rynku podobnie jak na rynku podstawowym kształtowały się na niskim poziomie, zbliżonym do ceny TGE, przy relatywnie dużej zmienności.

Rynek terminowy

Rola rynku terminowego w Polsce z roku na rok wzrasta a obroty rejestrowane w produktach z dostawą w przyszłych okresach są coraz większe. Zwiększa się również liczba notowanych kontraktów, a kontraktacja poszczególnymi produktami rozpoczyna się wcześniej. W 2012 roku sprzedana na rynku terminowym wielkość energii z dostawą w 2013 roku to 159,3 TWh, z czego na I kwartał przypadło 38,3 TWh. Wraz z energią z rynku dobowo-godzinowego, wielkość obrotów z dostawą w I kwartale 2012 roku to wyniosła 43,9 TWh. W 2013 roku wielkość sprzedaży energii przypadającej na okres styczeń – marzec to 39,1 TWh natomiast uwzględniając kontrakty SPOT wielkość sprzedaży na rynku zorganizowanym sięga 44,6 TWh. Biorąc pod uwagę obecne zużycie energii rzędu 41,6 TWh, nadwyżka obrotu nad konsumpcją wynosi 3 TWh, podczas, gdy w analogicznym kwartale roku ubiegłego było to 1,6 TWh.

Segment kontraktów terminowych w pierwszym kwartale 2013 roku stanowił blisko 89% łącznych obrotów na zorganizowanym rynku energii. W segmencie tym, obroty realizowane były głównie na TGE i TFS (odpowiednio 69% i 25%). Obroty na pozostałych dwóch platformach (GFI, poee RE GPW) stanowiły razem zaledwie 6%.

Poziom cen na rynku SPOT, jaki notowano w 2013 roku, miał zasadniczy wpływ na ceny rynku terminowego, który od lutego 2012 roku znajdował się w trendzie spadkowym. Wszystkie notowane w tym okresie produkty traciły na wartości a najbardziej spektakularne spadki zanotowały kontrakty roczne. Całkowita wielkość sprzedaży energii na rok 2014, w okresie do końca marca 2013 roku wyniosła 46 TWh, z czego 29,7 TWh została zrealizowana w I kwartale 2013 roku. Obroty te to przede wszystkim transakcje pasmowymi produktami rocznymi, których wielkość wyniosła 45,5 TWh (5.190 MW mocy). Notowania tego produktu odzwierciedlają zmieniającą się sytuację cenową na rynku. Od początku notowań produkt Cal14 stracił na wartości ok. 67 zł/MWh (spadek z 230 zł/MWh w czerwcu 2011 roku do 163 zł/MWh na koniec marca 2013 roku). W samym 2013 roku utrata wartości kontraktu rocznego z dostawą w 2014 roku to 15 zł/MWh.



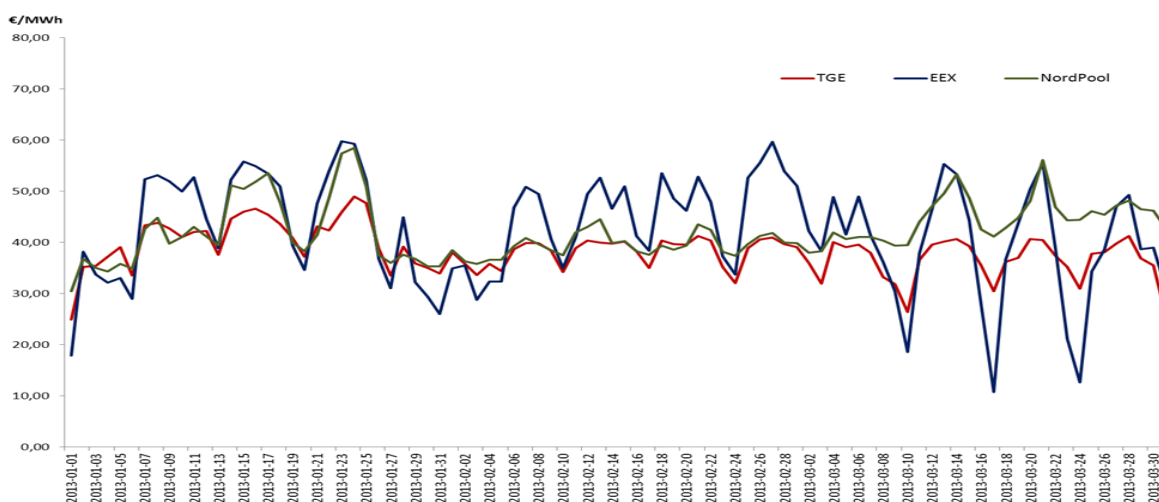
Rynek międzynarodowy

Sytuacja na rynkach energii elektrycznej w krajach połączonych przesyłowo z polskim systemem elektroenergetycznym, jak wskazują doświadczenia lat poprzednich, ma istotny wpływ na rynek energii elektrycznej w Polsce. Poziom cen, ich wzajemne relacje oraz możliwości wymiany często decydują o sytuacji cenowej na rynku krajowym. Funkcjonujące połączenia transgraniczne oddziałują zarówno na popyt jak i podaż energii w kraju. Poziom cen oraz zapotrzebowanie na energię z importu w krajach sąsiednich sprzyja wzrostowi cen w Polsce, szczególnie w okresach, gdy PSE S.A. udostępnia na granicy dużą ilość mocy transgranicznych w aukcjach dziennych. Z kolei import energii ze Szwecji i Ukrainy może skutecznie obniżyć ceny.

W I kwartale 2013 roku ceny na rynku niemieckim, podobnie jak w Polsce, znajdowały się na zdecydowanie niższym poziomie w odniesieniu do cen z analogicznego okresu 2012 roku. Słabnące zapotrzebowanie na energię, wzrost generacji ze źródeł odnawialnych oraz coraz głębszy spadek cen uprawnień do emisji CO₂ były przyczyną tych spadków.

Na rynku skandynawskim spadek poziomu rezerwuarów wód oraz sucha i mroźna zima spowodowały, że ceny od początku roku znajdowały się w trendzie wzrostowym, osiągając średnią wartość w I kwartale 2013 roku na poziomie 40,29 EUR/MWh.

Rysunek: Porównanie cen SPOT na TGE oraz rynkach międzynarodowych





Niższe ceny na rynku niemieckim spowodowały, że łączna wielkość energii wyeksportowanej w ramach obrotu handlowego z Polski w I kwartale 2013 roku wyniosła 20% mniej niż w I kwartale 2012 roku. Na pozostałych połączeniach transgranicznych zanotowano wzrost eksportu w tym na połączeniu ze Szwecją, które zanotowało blisko siedmiokrotny wzrost wymiany w kierunku północnym. Dlatego też w I kwartale 2013 roku zarejestrowano wzrost eksportu o 213 GWh (12%). Wzrost cen w Skandynawii spowodował, że w istotny sposób zmalał import energii z tego kierunku. Spadek był duży, gdyż wolumen wymiany ze Szwecją obniżył się o 414 GWh i tylko kontynuacja importu z Ukrainy spowodowała, że łączny spadek importu energii do Polski zmniejszył się o 245 GWh (28%). Pomimo przyrostu importu, w okresie od stycznia do końca marca, saldo wymiany handlowej, zgodnie z danymi PSE S.A., wyniosło 1,3 TWh na korzyść eksportu.

2.1.4 Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień Emisyjnych na lata 2008-2012 (KPRU II) oraz na lata 2013-2020 (KPRU III)

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

Na okres rozliczeniowy, obejmujący lata 2008-2012, Polska starała się o przyznanie średniorocznego limitu w wysokości 284 mln ton CO₂. Decyzją Komisji Europejskiej przyznano Polsce średnioroczny limit w wysokości 208,5 mln ton.

Na okres rozliczeniowy 2013-2020 nadal nie są znane oficjalne przydziały uprawnień zatwierdzone przez Komisję Europejską. Na dzień tworzenia niniejszego raportu Komisja Europejska nadal weryfikuje przesłane przez stronę polską propozycje przydziałów dla poszczególnych instalacji objętych Krajowym Planem Rozdziału Uprawnień. Nie jest podana ostateczna data zatwierdzenia przez Komisję Europejską przydziałów całej UE.



Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO₂ z głównych instalacji Grupy w I kwartale 2013 roku (w porównaniu do szacunkowego przydziału uprawnień).

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I kwartale 2013 roku w porównaniu do szacunkowego przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2013 rok (w Mg).

Operator	Emisja CO ₂ w I kwartale 2013	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2013 rok*
PGE GiEK Oddział Elektrownia Bełchatów	9.116.975	17.304.686
PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów	2.389.510	6.777.309
PGE GiEK Oddział Elektrownia Opole	1.757.557	3.926.986
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra	1.514.225	3.235.424
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	342.535	768.277
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów	141.767	333.957
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	218.260	434.576
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Rzeszów	124.885	191.465
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Kielce	102.570	154.343
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Zgierz	42.776	69.347
RAZEM	15.751.060	33.196.370

* szacunkowe przydziały uprawnień dla poszczególnych instalacji nie zatwierdzone przez Komisję Europejską na dzień publikacji niniejszego raportu.

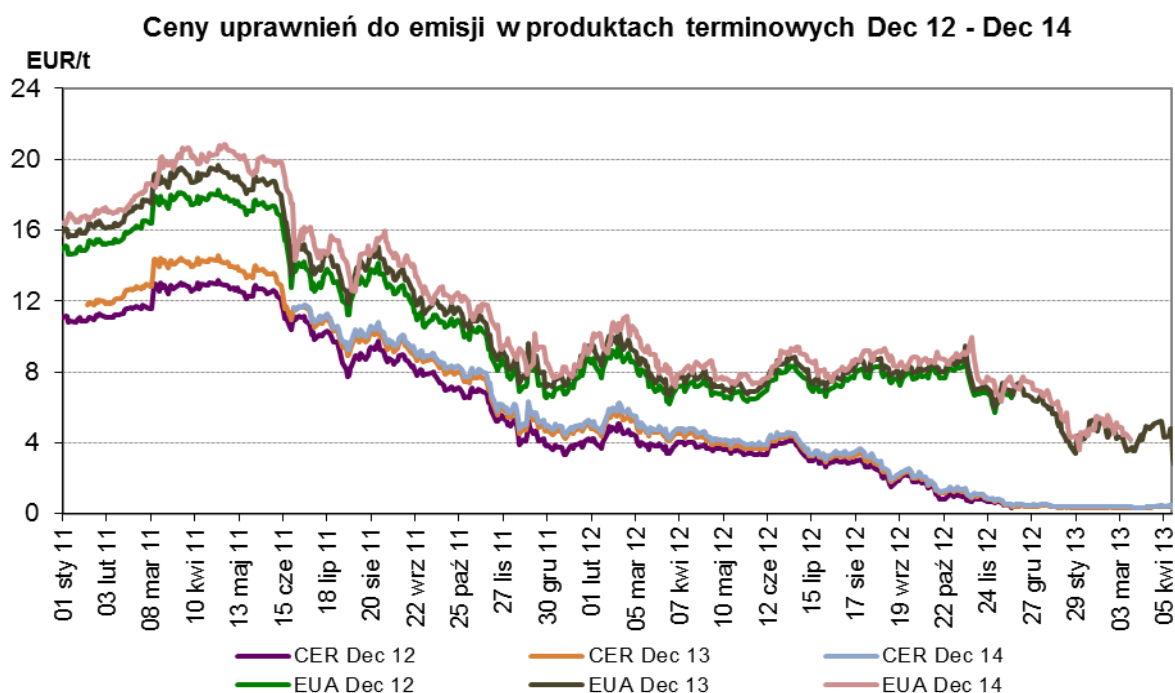


2.1.5 Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Na rynku dostępne są trzy rodzaje uprawnień do emisji – EUA (z ang. European Union Allowances), jednostki CER (z ang. Certified Emission Reductions) oraz jednostki ERU (Emission Reduction Units), uprawniające do emisji jednej tony dwutlenku węgla. Jednostki typu CER oraz ERU mogą być umarzane przez przedsiębiorstwa jedynie w ograniczonym zakresie, w okresie rozliczeniowym 2008-2012 do wysokości 10% przydziału uprawnień przyznanych w ramach KPRU i ich znaczenie dla sytuacji finansowej GK PGE nie jest istotne. W kolejnym okresie rozliczeniowym (2013-2020) wytwórcy będą mogli również skorzystać z jednostek CER lub ERU, jednakże tylko i wyłącznie do wysokości 1% przydziału z lat 2008-2012.

Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w istotny sposób wpływają na ceny energii elektrycznej. Ilość uprawnień przyznanych Polsce w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do Emisji jest niższa niż poziom zapotrzebowania polskiego przemysłu. Różnicę pomiędzy zapotrzebowaniem na uprawnienia wynikającego z poziomu emisji CO₂ a bezpłatnie przyznanymi uprawnieniami przedsiębiorstwa zobowiązane są zakupić w ramach tzw. Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS). Koszt zakupu deficytowych uprawnień jest więc istotnym czynnikiem kształtującym osiągnięte przez Grupę PGE wyniki finansowe.

Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla kształtowały się następująco:





Ceny na rynku uprawnień do emisji w 2012 roku były istotnie niższe niż ceny obserwowane w 2011 roku. Notowania kontraktów EUA Dec 2012 straciły na wartości ponad 56% w okresie od stycznia 2011 roku do grudnia 2012. Podobny spadek został zanotowany w przypadku notowań kontraktów EUA Dec 2013. W pierwszym kwartale 2013 roku ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla znajdowały się w trendzie spadkowym. Uprawnienia do emisji EUA w I kwartale 2013 roku kształtowały się w przedziale cenowym 4,00-6,37 EUR/t, jednostki CER 0,08-0,24 EUR/t, natomiast jednostki ERU na poziomie 0,04-0,14 EUR/t.

Istotnymi czynnikami wpływającymi na poziom cen uprawnień w 2012 roku oraz w I kwartale 2013 roku były:

- nadpodaż uprawnień do emisji na rynku;
- zmniejszone zapotrzebowanie przemysłu na uprawnienia do emisji w wyniku spowolnienia gospodarczego;
- brak spójnego stanowiska Komisji Europejskiej w sprawie backloadingu, czyli przesunięcia części uprawnień do emisji z lat 2013-2015 na lata 2019-2020. Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania kwestia ewentualnej interwencji Komisji Europejskiej na rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla jest nadal nierozstrzygnięta i w sposób istotny wpływa na zmienność cen uprawnień do emisji.



2.1.6 Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	I kwartał 2013	I kwartał 2012	zmiana %
Sprzedaż w TWh, z czego:	26,96	24,82	9%
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	8,94	8,54	5%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	17,66	15,85	11%
• Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym giełda	13,48	13,98	-4%
• Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym pozostała	3,83	1,61	138%
• Sprzedaż do klientów zagranicznych	0,35	0,26	35%
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,36	0,43	-16%

* dane dla I kwartału 2012 roku doprowadzone do porównywalności w zakresie podmiotów konsolidowanych

W I kwartale 2013 oraz 2012 roku Grupa sprzedała odpowiednio **26,96 TWh** oraz **24,82 TWh** energii elektrycznej. W I kwartale 2013 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego nastąpił wzrost sprzedaży energii elektrycznej o 9%. Wynika to głównie ze wzrostu sprzedaży do odbiorców finalnych oraz sprzedaży na rynku hurtowym pozostałym.



Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	I kwartał 2013	I kwartał 2012	zmiana %
Zakup w TWh, z czego:	13,85	10,69	30%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	11,27	8,74	29%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostały	0,95	0,44	116%
Zakupy poza granicami kraju	0,10	0,16	-38%
Zakupy na rynku bilansującym	1,53	1,35	13%

W I kwartale 2013 oraz 2012 roku spółki z Grupy zakupiły odpowiednio **13,85 TWh** oraz **10,69 TWh** energii elektrycznej spoza Grupy PGE. W I kwartale 2013 roku w porównaniu analogicznego okresu 2012 roku nastąpił wzrost zakupu energii elektrycznej o 30%. Wynika to ze wzrostu zakupu na rynku giełdowym oraz na krajowym rynku hurtowym pozostałym, głównie na skutek zwiększania działalności handlowej i optymalizacji portfela zakupowego. Zanotowano natomiast spadek zakupu energii elektrycznej przez PGE Trading GmbH poza granicami kraju.



Produkcja energii elektrycznej

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

Wolumen produkcji	I kwartał 2013	I kwartał 2012	zmiana %
Produkcja energii ogółem w TWh, z czego:	14,67	15,41	-5%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,04	10,58	-5%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,10	3,28	-5%
Elektrociepłownie węglowe	0,43	0,45	-4%
Elektrociepłownie gazowe	0,65	0,77	-16%
Elektrociepłownie biomasowe	0,11	0,09	22%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,11	0,09	22%
Elektrownie wodne	0,15	0,13	15%
Elektrownie wiatrowe	0,08	0,02	300%

W I kwartale 2013 oraz 2012 roku Grupa wyprodukowała odpowiednio **14,67 TWh** oraz **15,41 TWh** energii elektrycznej, co oznacza spadek produkcji o 0,74 TWh tj. o 5%.

Produkcja wzrosła w elektrociepłowniach biomasowych, elektrowniach szczytowo-pompowych, wodnych i wiatrowych. Zmniejszenie produkcji energii elektrycznej wystąpiło natomiast w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym oraz w elektrociepłowniach węglowych i gazowych.

Spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jest głównie wynikiem wyłączenia z eksploatacji 31 grudnia 2012 roku bloku nr 9 o mocy zainstalowanej 206 MW w Elektrowni Turów. Niższa produkcja wystąpiła także w Elektrowni Bełchatów co związane jest z postojem bloku nr 4 z powodu awarii od 24 września 2012 roku do 23 stycznia 2013 roku.

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym jest wynikiem optymalizacji produkcji oraz nieplanowanego postoju bloku nr 3 w Elektrowni Opole w wyniku awarii od 14 marca 2013 roku. Ostateczny termin naprawy został ustalony na początek czerwca 2013 roku.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach gazowych jest wynikiem zaprzestania od 18 marca 2013 roku produkcji z bloków gazowo – parowych w Elektrociepłowni Rzeszów i Elektrociepłowni Lublin-



Wrotków w związku z brakiem uregulowań prawnych dotyczących wsparcia produkcji energii elektrycznej w kogeneracji.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika z niższego planu produkcji w Elektrociepłowni Gorzów.

2.1.7 Sprzedaż ciepła

W I kwartale 2013 roku sprzedaż ciepła wyniosła w Grupie PGE **9,60 mln GJ** i była wyższa w porównaniu z I kwartałem 2012 roku o **1,4%**. Wyższa sprzedaż ciepła wynika z większego zapotrzebowania na ciepło i uzależniona jest od warunków atmosferycznych panujących w kraju.

2.1.8 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 obowiązania 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 25.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

2.1.9 Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w okresie zakończonym 31 marca 2013 oraz 2012 roku.

Rodzaj paliwa	Okres 3 m-cy zakończony 31 marca 2013		Okres 3 m-cy zakończony 31 marca 2012	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(w tys. ton)	(mln zł)	(w tys. ton)	(mln zł)
Węgiel kamienny	1.380	393	1.911	553
Gaz (tys. m ³)	179.167	170	205.025	185
Biomasa	297	87	324	118
Olej opałowy (lekki i ciężki)	11	24	9	21
RAZEM		674		877



W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2013 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 674 mln zł i były niższe o około 23% w porównaniu z okresem trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2012 roku. Związane jest to głównie ze spadkiem zakupów węgla kamiennego o około 28%, spadkiem zużycia gazu oraz spadkiem zużycia i cen biomasy.

Na ograniczenie zakupu biomasy jako paliwa miała wpływ sytuacja na rynku praw majątkowych i uprawnień do emisji CO₂, których ceny istotnie spadły w porównaniu z 2012 rokiem, co spowodowało mniejszą efektywność produkcji energii elektrycznej na bazie biomasy.

W okresie zakończonym 31 marca 2013 roku około 68% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt jest w całości kontrolowany przez Grupę Kapitałową PGE w przeciwieństwie do kosztów innych paliw.

2.2. Wyniki finansowe GK PGE

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

W I kwartale 2013 roku Grupa wykazała przychody ze sprzedaży na poziomie 7.817,7 mln zł w porównaniu do 7.908,2 mln zł w I kwartale 2012 roku, co oznacza spadek o 1%. Największy spadek przychodów nastąpił w przychodach ze sprzedaży towarów i produktów, które spadły o 194,7 mln zł głównie w wyniku:

- I. spadku przychodów z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii;
- II. spadku przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Spadek przychodów ze sprzedaży towarów i produktów został częściowo zniwelowany zwiększeniem o 145,2 mln zł przychodów z tytułu KDT.

Koszt własny sprzedaży w I kwartale 2013 roku wyniósł 5.855,4 mln zł, co oznacza wzrost o około 6% w porównaniu do I kwartału 2012 roku. Wzrost kosztu własnego sprzedaży był spowodowany przede wszystkim:

- I. wzrostem wartości sprzedanych towarów i materiałów;
- II. wzrostem kosztów opłat za emisję CO₂.



Wzrost ten został częściowo zniwelowany przez:

- I.** spadek kosztów umorzenia praw majątkowych;
- II.** spadek kosztów usług przesyłowych;
- III.** spadek kosztów zużycia paliw produkcyjnych;
- IV.** spadek kosztów osobowych.

Zysk brutto ze sprzedaży w I kwartale 2013 roku wyniósł 1.962,4 mln zł w porównaniu do 2.397,7 mln zł w I kwartale 2012 roku, co oznacza spadek o około 18%.

W I kwartale 2013 roku koszty sprzedaży i dystrybucji Grupy PGE wyniosły 236,9 mln zł i były niższe o około 47% w porównaniu do I kwartału 2012 roku. Spadek kosztów sprzedaży i dystrybucji wynikał głównie z niższych kosztów umorzenia praw majątkowych przez PGE Obrót S.A.

W I kwartale 2013 roku koszty ogólnego zarządu wyniosły 175,3 mln zł, co oznacza spadek o około 2% w porównaniu do I kwartału 2012 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w I kwartale 2013 roku był ujemny i wyniósł (-) 2,2 mln zł w porównaniu do dodatniego wyniku w wysokości 188,3 mln zł w I kwartale 2012 roku.

Pozostałe przychody operacyjne Grupy w I kwartale 2013 roku wyniosły 113,1 mln zł, co oznacza spadek o około 56% w stosunku do kwoty 255,1 mln zł osiągniętej w I kwartale 2012 roku. Zmniejszenie pozostałych przychodów operacyjnych wynika głównie z faktu, iż w I kwartale 2012 roku w pozycji pozostałych przychodów operacyjnych wykazywana była m.in. korekta rozrachunków z tytułu rekompensat KDT w wysokości 130,3 mln zł.

Pozostałe koszty operacyjne w I kwartale 2013 roku wyniosły 115,3 mln zł w porównaniu do 66,8 mln zł w I kwartale 2012 roku, co oznacza wzrost o około 73%. Wzrost ten nastąpił przede wszystkim w wyniku zwiększenia o 59,5 mln zł pozycji utworzenie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów. W I kwartale 2013 roku ujęto między innymi 56,0 mln zł odpisu aktualizującego wartość rzeczowych aktywów trwałych w budowie w związku z zamknięciem Projektu Opole II (por. pkt. 2.5.6 niniejszego sprawozdania).

W I kwartale 2013 roku wynik na działalności finansowej był ujemny i wyniósł (-) 19,3 mln zł, w porównaniu do dodatniego wyniku w wysokości 115,5 mln zł w I kwartale 2012 roku.



Przychody finansowe Grupy w I kwartale 2013 roku wyniosły 78,3 mln zł, co oznacza spadek o około 66% w stosunku do kwoty 228,6 mln zł osiągniętej w I kwartale 2012 roku. Spadek ten spowodowany jest głównie :

- I. niższą o 65,3 mln zł wartością dodatnich różnic kursowych;
- II. spadkiem o 48,9 mln zł przychodów z tytułu odsetek od instrumentów finansowych;
- III. spadkiem o 41,7 mln zł wyniku na zbyciu inwestycji.

Koszty finansowe Grupy w I kwartale 2013 roku wyniosły 97,6 mln zł, co oznacza spadek o około 14% w stosunku do kwoty 113,1 mln zł osiągniętej w I kwartale 2012 roku.

W efekcie powyższych zdarzeń zysk brutto Grupy w I kwartale 2013 roku ukształtował się na poziomie 1.528,2 mln zł w porównaniu do 2.074,7 mln zł w I kwartale 2012 roku.

W I kwartale 2013 roku marża zysku brutto Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) zmniejszyła się do 20% z 26% w I kwartale 2012 roku.

Zysk netto GK PGE w I kwartale 2013 roku wyniósł 1.233,8 mln zł w porównaniu do 1.657,9 mln zł w I kwartale 2012 roku. Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w I kwartale 2013 roku zmniejszył się o 410,5 mln zł w porównaniu do I kwartału 2012 roku i wyniósł 1.227,4 mln zł.

Łączne całkowite dochody Grupy w I kwartale 2013 roku wyniosły 1.234,9 mln zł, w porównaniu do 1.655,8 mln zł w I kwartale 2012 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Według stanu na dzień 31 marca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku, aktywa trwałe Grupy wynosiły odpowiednio 45.393,8 mln zł oraz 45.406,4 mln zł i stanowiły odpowiednio 76% i 77% aktywów ogółem.

Wartość aktywów trwałych łącznie na dzień 31 marca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku była na zbliżonym poziomie, wystąpiły natomiast różnice pomiędzy poszczególnymi pozycjami. Największa zmiana dotyczyła pozycji aktywa z tytułu podatku odroczonego, która według stanu na dzień 31 marca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku wynosiła odpowiednio 267,7 mln zł oraz 367,1 mln zł.



Spadek ten został zbilansowany wzrostem pozycji:

- I. pozostałe aktywa długoterminowe o 61,9 mln zł (głównie w wyniku wzrostu zaliczek na środki trwałe),
- II. wartości niematerialne o 11,2 mln zł (głównie wartość firmy Eolica Wojciechowo sp. z o.o.) oraz
- III. pożyczki i należności o 10,7 mln zł.

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 31 marca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosły odpowiednio 14.129,3 mln zł oraz 13.396,6 mln zł.

Zwiększenie wartości aktywów obrotowych Grupy o 732,7 mln zł w okresie zakończonym dnia 31 marca 2013 roku w stosunku do roku zakończonego dnia 31 grudnia 2012 roku było spowodowane głównie wzrostem pozycji uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych o 1.098,3 mln zł, należności z tytułu dostaw i usług o 288,0 mln zł oraz pozycji pozostałe aktywa krótkoterminowe o 163,6 mln zł.

Pozycja bilansowa uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych zwiększyła się z 2.890,6 mln zł na koniec grudnia 2012 roku do 3.988,9 mln zł na dzień 31 marca 2013 roku z powodu ujęcia szacunkowych przydziałów uprawnień przyznanych nieodpłatnie na 2013 rok w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień oraz zakupionych uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Umorzenie uprawnień za rok 2012 nastąpiło w kwietniu 2013 roku, w wyniku czego ta pozycja bilansowa ulegnie zmniejszeniu w kolejnym okresie sprawozdawczym.

Wzrost pozycji pozostałe aktywa krótkoterminowe wynika z rozliczania w czasie podatku od nieruchomości oraz wzrostu naliczonego podatku VAT.

Na stan pozycji aktywów obrotowych wpływ miał również spadek zapasów o 599,9 mln zł oraz środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 266,6 mln zł. Spadek pozycji zapasy wynika głównie z niższej wartości świadectw pochodzenia energii oraz materiałów remontowo-eksploatacyjnych.

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

Według stanu na dzień 31 marca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku kapitał własny ogółem Grupy wyniósł odpowiednio 42.351,4 mln zł oraz 41.116,6 mln zł, co stanowi odpowiednio 71% oraz 70% kapitałów i zobowiązań ogółem. Kapitał własny przypisany udziałom niekontrolującym



według stanu na dzień 31 marca 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniósł odpowiednio 301,6 mln zł oraz 295,9 mln zł.

Wzrost kapitału własnego ogółem o 1.234,8 mln zł był głównie spowodowany ujęciem wypracowanego w okresie zakończonym dnia 31 marca 2013 roku zysku netto w wysokości 1.233,8 mln zł.

Zobowiązania długoterminowe na dzień 31 marca 2013 roku wyniosły 8.562,4 mln zł i były wyższe o 62,9 mln zł od stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku. Zmiana stanu zobowiązań długoterminowych wynika głównie z wyższej o 56,4 mln zł wartości rezerw (w szczególności wzrost o 35,7 mln zł wartości rezerwy na koszty rekultywacji oraz o 15,5 mln zł rezerw aktuarialnych) oraz wyższej o 14,7 mln zł rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego. Na stan zobowiązań długoterminowych wpływ miał również spadek o 9,3 mln zł pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki obligacje i leasing.

Zobowiązania krótkoterminowe spadły z 9.186,9 mln zł według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku do 8.609,3 mln zł na dzień 31 marca 2013 roku przede wszystkim w związku ze spadkiem pozycji pozostałe zobowiązania finansowe o 427,2 mln zł, pozycji zobowiązania z tytułu dostaw i usług o 320,7 mln zł oraz pozycji bieżąca część oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu o 301,8 mln zł. Spadek pozycji pozostałe zobowiązania finansowe wynika z niższej wartości zobowiązań z tytułu rzeczowych aktywów trwałych oraz KDT. Spadek bieżącej części oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu wynika z niższych wartości kredytów w rachunkach bieżących spółek Grupy.

Dodatkowo na pozycję zobowiązania krótkoterminowe wpływają rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacji rządowych – nastąpił wzrost z wartości 123,4 mln zł na dzień 31 grudnia 2012 roku do wartości 777,4 mln zł na dzień 31 marca 2013 roku, co związane jest przede wszystkim z ujęciem rozliczanych w ciągu roku uprawnień do emisji gazów cieplarnianych otrzymywanych w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień.



Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Stan środków pieniężnych na dzień 31 marca 2013 roku wyniósł 4.525,4 mln zł i był niższy niż na koniec analogicznego okresu 2012 roku o 761,7 mln zł.

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2013 roku wyniosły 1.376,5 mln zł w porównaniu do 2.376,6 mln zł w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2012 roku.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2013 roku wyniosły 1.297,8 mln zł w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 1.251,2 mln zł za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2012 roku. Na poziom przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2013 roku wpływ miały przede wszystkim wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie (-) 1.323,5 mln zł.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2013 roku wyniosły 343,1 mln zł w porównaniu do dodatnich przepływów pieniężnych netto w wysokości 120,9 mln zł za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2012 roku. Na saldo przepływów pieniężnych z działalności finansowej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2013 roku wpłynęło przede wszystkim saldo wpływów/spłat z tytułu kredytów, emisji obligacji i leasingu finansowego w wysokości (-) 341,7 mln zł. Z kolei w okresie porównywalnym Grupa otrzymała zwrot dywidendy od akcjonariuszy w wysokości 148,3 mln zł.



2.3. Segmenty działalności

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jednostka	I kwartał 2013	I kwartał 2012	zmiana %
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	12,56	13,45	-7%
Produkcja energii elektrycznej netto, w tym:	TWh	14,67	15,41	-5%
Produkcja z biomasy	TWh	0,25	0,30	-17%
Sprzedaż ciepła*	mln GJ	9,60	9,47	1,4%
Sprzedaż energii do Odbiorców Finalnych **	TWh	8,95	8,55	5%
Dystrybucja energii elektrycznej***	TWh	7,98	8,15	-2%

* dane dla I kwartału 2012 roku zostały doprowadzone do porównywalności w zakresie podmiotów konsolidowanych

** sprzedaż PGE Obrót S.A. z doszacowaniem oraz uwzględnieniem sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

*** z doszacowaniem

Tabela: Podział przychodów Grupy (łącznie z przepływami międzysegmentowymi), w podziale na segmenty działalności, za I kwartał 2013 oraz 2012 roku.

w mln zł	Przychody ogółem				
	I kwartał 2013	(%) udział	I kwartał 2012	(%) udział	% zmiana
Energetyka Konwencjonalna	3.364,0	27,73%	3.918,6	32,25%	-14%
Energetyka Odnawialna	158,5	1,31%	141,4	1,16%	12%
Obrót Hurtowy	3.436,4	28,33%	2.831,2	23,30%	21%
Dystrybucja	1.435,2	11,83%	1.442,9	11,87%	-1%
Sprzedaż Detaliczna	3.364,7	27,74%	3.421,9	28,16%	-2%
Pozostała Działalność	370,8	3,06%	394,6	3,25%	-6%
Ogółem	12.129,6	100,00%	12.150,6	100,00%	0%
Korekty konsolidacyjne	-4.311,9		-4.242,4		2%
Przychody netto	7.817,7		7.908,2		-1%



Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za I kwartał 2013 roku.

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Nabycie RAT* netto w ramach zakupu nowych spółek	Aktywa segmentu**
I kwartał 2013					
Energetyka Konwencjonalna	1.094,2	675,3	541,4	0,0	32.886,5
Energetyka Odnawialna	78,0	35,7	64,7	10,8	2.528,9
Obrót Hurtowy	253,0	249,4	2,1	0,0	1.398,7
Dystrybucja	553,1	305,2	181,8	0,0	14.892,2
Sprzedaż Detaliczna	264,4	262,3	2,0	0,0	2.169,2
Pozostała działalność	16,9	-10,8	31,0	0,0	1.293,1
Razem	2.259,6	1.517,1	823,0	10,8	55.168,6
Korekty konsolidacyjne	22,1	30,8	-27,8	18,6	-1.657,8
Razem po korektach	2.281,7	1.547,9	795,2	29,4	53.510,8

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

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu**
I kwartał 2012***				
Energetyka Konwencjonalna	1.915,8	1.492,9	523,9	34.204,4
Energetyka Odnawialna	73,7	41,0	7,2	1.964,1
Obrót Hurtowy	78,3	73,4	0,2	965,0
Dystrybucja	510,3	278,4	190,7	14.611,4
Sprzedaż Detaliczna	58,7	56,5	1,3	2.002,2
Pozostała działalność	27,6	1,2	38,6	1.406,0
Razem	2.664,4	1.943,4	761,9	55.153,1
Korekty konsolidacyjne	8,2	15,7	-24,8	-2.066,1
Razem po korektach	2.672,6	1.959,1	737,1	53.087,0

* RAT - rzeczowe aktywa trwałe

** por. nota 9 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

*** dane przekształcone



2.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

W I kwartale 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Energetyka Konwencjonalna wyniosły **3.364,0 mln zł**, co oznacza spadek o około 14% w porównaniu z I kwartałem 2012 roku. Wynik operacyjny (**EBIT**) segmentu w I kwartale 2013 roku wyniósł **675,3 mln zł**, a wynik operacyjny powiększony o amortyzację (**EBITDA**) **1.094,2 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 1.492,9 mln zł, natomiast EBITDA 1.915,8 mln zł. Spadek EBIT w I kwartale 2013 roku w porównaniu do I kwartału 2012 roku jest głównie spowodowany:

- I. niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz
- II. niższymi przychodami z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii.

Niższy poziom przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wynikał głównie ze spadku cen sprzedaży energii oraz niższego wolumenu sprzedanej energii. Spadek przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii wynika głównie z braku wsparcia dla kogeneracji, opartej na żółtych i czerwonych certyfikatach.

Na spadek EBIT wpływ miały również wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂, co jest związane ze znacznym obniżeniem limitów darmowych uprawnień CO₂ oraz wyższe koszty umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi. Spadek został częściowo skompensowany wzrostem przychodów z tytułu KDT, Regulacyjnych Usług Systemowych oraz niższymi kosztami zużycia materiałów (w tym zużycia paliwa produkcyjnego) oraz kosztów osobowych.



W I kwartale 2013 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna wyniosły 541,4 mln zł w porównaniu do 523,9 mln zł w I kwartale 2012 roku.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne za I kwartał 2013 i 2012 roku.

w mln zł	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2013	I kwartał 2012	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	229,4	350,4	-35%
• <i>Rozwojowe</i>	222,6	220,7	1%
• <i>Modernizacyjno-odtworzeniowe</i>	6,8	129,8	-95%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	5,3	5,6	-5%
Teleinformatyka	0,4	1,2	-64%
Środki transportu	1,5	4,4	-66%
Pozostałe	149,6	30	399%
RAZEM	386,2	391,6	-1%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	155,2	132,3	17%
Nabycie RAT netto w ramach zakupu nowych spółek	-	-	-
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu i nabyciem RAT	541,4	523,9	3%

W I kwartale 2013 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

- I. modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów (199,2 mln zł);
- II. zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych (16,9 mln zł) oraz
- III. zabudowa turbozespołu upustowo – kondensacyjnego wraz z kotłem rezerwowo – szczytowym w EC Zgierz (7,9 mln zł).

Dodatkowo w I kwartale 2013 roku w ciężar nakładów inwestycyjnych zaliczono kwotę 155,2 mln PLN, stanowiącą wartość kosztów aktywowanych z tytułu zdejmowania nadkładu w kopalniach węgla brunatnego.



2.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

W I kwartale 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Energetyki Odnawialnej wyniosły **158,5 mln zł** w porównaniu do 141,4 mln zł w I kwartale 2012 roku. **EBIT** segmentu w I kwartale 2013 roku wyniósł **35,7 mln zł**, a **EBITDA 78,0 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 41,0 mln zł, natomiast EBITDA 73,7 mln zł. Spadek EBIT związany jest przede wszystkim z niższym wynikiem na pozostałej działalności operacyjnej, głównie ze względu na dokonany odpis aktualizujący wartość aktywów przy niższych przychodach z tytułu odszkodowań.

W I kwartale 2013 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyki Odnawialnej wyniosły 64,7 mln zł w porównaniu do 7,2 mln zł w I kwartale 2012 roku. W I kwartale 2013 roku ujęto dodatkowo rzeczowe aktywa trwałe netto nabytej spółki Eolica Wojciechowo sp. z o.o. w wysokości 10,8 mln zł.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I kwartale 2013 i 2012 roku.

w mln zł	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2013	I kwartał 2012	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	62,5	6,2	908%
• Rozwojowe	60,8	2,5	2.332%
• Modernizacyjno-odtworzeniowe	1,7	3,7	-54%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	0,1	0,1	0%
Teleinformatyka	0,2	0,3	-33%
Środki transportu	1,4	0,0	-
Pozostałe	0,5	0,6	-17%
RAZEM	64,7	7,2	799%
Nabycie RAT netto w ramach zakupu nowych spółek	10,8	0,0	-
RAZEM z nabyciem RAT	75,5	7,2	949%

W I kwartale 2013 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na projekty związane z budową farm wiatrowych i dotyczyły:

- I. farmy Wiatrowej Resko o mocy 14 MW (33,2 mln zł) oraz
- II. farmy Wiatrowej Eolica Wojciechowo o mocy 28 MW (22,6 mln zł).



2.3.3 Segment Obrotu Hurtowego

W I kwartale 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły **3.436,4 mln zł**, co oznacza wzrost o około 21% w porównaniu z I kwartałem 2012 roku. **EBIT** segmentu w I kwartale 2013 roku wyniósł **249,4 mln zł**, a **EBITDA 253,0 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 73,4 mln zł, natomiast EBITDA 78,3 mln zł. Wzrost EBIT w I kwartale 2013 roku w porównaniu z I kwartałem 2012 roku w segmencie Obrotu Hurtowego spowodowany był przede wszystkim osiągnięciem:

- I. wyższego wyniku na sprzedaży energii elektrycznej oraz
- II. wyższych przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

Wyższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej wynika ze wzrostu wolumenu sprzedanej energii oraz niższych cen zakupu energii. Pozytywny wpływ na EBIT został częściowo skompensowany niższym wynikiem na pozostałej działalności operacyjnej, co wynika głównie z niższych przychodów z tytułu rozwiązania rezerw bilansowych oraz niższego poziomu odpisów aktualizujących należności niż w porównywalnym okresie roku poprzedniego.

W I kwartale 2013 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły 2,1 mln zł i dotyczyły głównie modernizacji infrastruktury budynku w którym znajduje się siedziba spółki PGE S.A.

2.3.4 Segment Dystrybucja

W I kwartale 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Dystrybucji wyniosły **1.435,2 mln zł**, w porównaniu z 1.442,9 mln zł w I kwartale 2012 roku. **EBIT** segmentu w I kwartale 2013 roku wyniósł **305,2 mln zł**, a **EBITDA 553,1 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 278,4 mln zł, natomiast EBITDA 510,3 mln zł. Spadek przychodów wynika głównie z niższych przychodów z tytułu usługi dystrybucyjnej, na które ujemny wpływ miało doszacowanie energii elektrycznej oraz realizacja niższego wolumenu dostaw, jak również niższych pozostałych przychodów z podstawowej działalności w pozycji przychody z opłaty przyłączeniowej. Spadek przychodów został skompensowany przez niższe koszty, w wyniku czego EBIT wzrósł o około 10%. Wzrost wynika głównie z niższych kosztów usług obcych (głównie usług przesyłowych) oraz niższych kosztów osobowych.



W I kwartale 2013 roku nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji wyniosły 181,8 mln zł i były niższe o ok. 9 mln zł, tj. o 5%, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w I kwartale 2013 oraz 2012 roku.

w mln zł	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2013	I kwartał 2012	zmiana %
Sieci elektroenergetyczne WN, SN i NN	62,4	58,8	6%
Łączność, telemechanika i układy pomiarowe	11,6	17,7	-34%
Teleinformatyka	1,3	3,7	-65%
Przyłączenie odbiorców	83,3	91,1	-9%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	15,6	14	11%
Pozostałe	7,6	5,4	41%
RAZEM	181,8	190,7	-5%

W I kwartale 2013 roku największe nakłady poniesione zostały na przyłączenia nowych odbiorców (83,3 mln zł) oraz modernizację i rozbudowę sieci elektroenergetycznych WN, SN i NN (62,4 mln zł).

2.3.5 Segment Sprzedaż Detaliczna

W I kwartale 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły **3.364,7 mln zł**, natomiast w I kwartale 2012 roku wynosiły 3.421,9 mln zł. **EBIT** segmentu w I kwartale 2013 roku wyniósł **262,3 mln zł**, a **EBITDA 264,4 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 56,5 mln zł, natomiast EBITDA 58,7 mln zł. Wyższy wynik EBIT związany jest z niższymi niż w analogicznym okresie roku poprzedniego kosztami umorzenia praw majątkowych, co wynika głównie ze spadku cen certyfikatów.

Nakłady inwestycyjne w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły w I kwartale 2013 roku 2,0 mln zł i dotyczyły głównie nakładów na biura obsługi klienta, teleinformatykę oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych.

2.3.6 Pozostała Działalność

W I kwartale 2013 roku **przychody ze sprzedaży ogółem** dla Pozostałej Działalności wyniosły **370,8 mln zł**, w porównaniu z 394,6 mln zł w I kwartale 2012 roku. **EBIT** segmentu w I kwartale 2013 roku wyniósł **(-) 10,8 mln zł**, a **EBITDA 16,9 mln zł**. W analogicznym okresie roku poprzedniego EBIT wyniósł 1,2 mln zł, natomiast EBITDA 27,6 mln zł. Spadek EBIT w porównaniu



z rokiem poprzednim wynika głównie z niższych wyników spółki Exatel S.A. na skutek obniżenia cen usług świadczonych kluczowym klientom oraz wyższymi kosztami osobowymi z tytułu odpraw pracowniczych. Dodatkowo niższy wynik uzyskała spółka PGE Systemy S.A. z powodu wyższych kosztów osobowych, co związane jest z przejmowaniem pracowników z innych segmentów w GK PGE w ramach realizacji programu budowy Centrum Usług Wspólnych IT.

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I kwartale 2013 roku wyniosły 31,0 mln zł. W ramach powyższej kwoty w I kwartale 2013 roku 12,7 mln zł zostało wydatkowane przez spółkę PGE Systemy S.A. na rozwój infrastruktury teleinformatycznej. Pozostałe nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie działalności pomocniczej i telekomunikacyjnej.

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.

2.4. Publikacja prognoz wyników finansowych

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

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

2.5.1 Program Konsolidacji – kwestie prawne

W ramach Programu Konsolidacja w dniach 3 i 16 sierpnia 2010 roku nadzwyczajne walne zgromadzenia spółek Grupy Kapitałowej PGE podjęły uchwały o połączeniu (uchwały połączeniowe). Do przedmiotowych uchwał nieliczni akcjonariusze spółek wnieśli pozwy o stwierdzenie ich nieważności wraz z ewentualnym żądaniem o ich uchylenie. Przedmiotowe pozwy dotyczyły uchwały połączeniowej PGE Elektrownia Opole S.A. oraz uchwał połączeniowych niektórych spółek połączonych w ramach linii biznesowej górnictwo i energetyka konwencjonalna (sprawy prowadzone przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.) oraz uchwały połączeniowej podjętej przez akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A. (sprawa prowadzona przez PGE S.A.).

Wszystkie postępowania zostały prawomocnie zakończone, a Sądy orzekły o oddaleniu w całości wniesionych powództw, przychylając się do stanowiska pozwanych spółek, iż zarzuty akcjonariuszy są pozorne a ich celem jest zakwestionowanie parytetu wymiany akcji, co jest niedopuszczalne w trybie zaskarżania uchwał.



Akcjonariusze wykorzystując przysługujące im uprawnienia procesowe, wnieśli skargi kasacyjne w sprawach przeciwko PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., PGE Elektrownia Opole S.A. oraz PGE S.A. W sprawie przeciwko PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej, a w pozostałych sprawach wydał wyroki oddalające skargi kasacyjne akcjonariuszy.

Ponadto w ostatniej ze spraw w przedmiocie stwierdzenia nieważności (ewentualnie uchylenia) uchwały połączeniowej, istnieje ryzyko wniesienia skargi kasacyjnej na wyrok sądu II instancji oddalający apelację akcjonariusza mniejszościowego.

2.5.2 Projekt WEKTOR

W dniu 15 stycznia 2013 roku Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. podjął decyzję o uruchomieniu Projektu WEKTOR. Zakresem działań Projektu objętych zostało kilkadziesiąt podmiotów, których właścicielami są spółki z Grupy Kapitałowej PGE. Projekt WEKTOR zastąpił projekt Non-Core realizowany w GK PGE od 2009 roku, którego celem było transparentne rozdzielenie działalności podstawowej od pozostałej oraz zbywanie i restrukturyzacja aktywów pozaenergetycznych.

Zakres działań Projektu WEKTOR ukierunkowany jest na poprawę efektywności funkcjonowania Grupy Kapitałowej PGE oraz na poprawę konkurencyjności wynikającą z koncentracji na strategicznych obszarach działalności.

W ramach prac w Projekcie w I kwartale 2013 roku dokonano sprzedaży 100% udziałów w spółce Budownictwo Hydro – Energetyka Dychów sp. z o.o., sprzedano w ramach Grupy Kapitałowej PGE 100% udziałów w spółce „PGE Gubin” sp. z o.o. oraz uruchomiono szereg prac analitycznych i wdrożeniowych.

W ramach prac w Projekcie w II kwartale 2013 roku planowane jest:

- I. zakończenie fazy analiz biznesowych dla kolejnych spółek z GK PGE, w tym wypracowanie rekomendacji działań mających na celu dalszą poprawę efektywności funkcjonowania Grupy Kapitałowej PGE i rozpoczęcie etapu wdrożenia rekomendowanych działań;
- II. sprzedaż akcji kilku spółek na parkiecie GPW;
- III. realizacja działań mających na celu uzyskanie przez PGE 100% akcji kluczowych spółek GK PGE;
- IV. monitorowanie rozpoczętych procesów likwidacji i upadłości spółek pozaenergetycznych.



2.5.3 Działania związane z energetyką jądrową

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

W dniu 7 lutego 2013 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. podpisała umowę z konsorcjum firm WorleyParsons. Przedmiotem umowy są badania środowiskowe, badania lokalizacji oraz usług związanych z uzyskaniem pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym. W dniu 8 marca 2013 roku wykonawca otrzymał upoważnienie do rozpoczęcia realizacji prac wraz ze wskazaniem lokalizacji Choczewo i Żarnowiec, które zostaną objęte badaniami.

Wybór inżyniera kontraktu

W roku 2012 prowadzono postępowanie przetargowe w trybie negocjacje z ogłoszeniem (zgodnie z prawem zamówień publicznych) na wybór Inżyniera Kontraktu. W I kwartale 2013 roku kontynuowano prace nad finalizacją dokumentacji przetargowej.

Wybór technologii, postępowanie zintegrowane

W 2012 roku została podjęta decyzja o przyjęciu zintegrowanego modelu przeprowadzenia postępowania przetargowego obejmującego kluczowe dostawy i usługi dla projektu jądrowego.

Obecnie realizowana jest I faza postępowania – Dialog wstępny, której zakończenie planowane jest w maju 2013 roku.

2.5.4 Podpisanie umowy zakupu farm wiatrowych z DONG Energy

W dniu 19 lutego 2013 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Energa Hydro Sp. z o.o. (spółka zależna Energa S.A.) podpisały umowę z DONG Energy Wind Power A/S, na mocy której przejmują od duńskiej spółki portfel farm wiatrowych DONG w Polsce.

Na podstawie umowy PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabywa działające farmy wiatrowe o zainstalowanej mocy 60,5 MW z zabezpieczonymi kontraktowo odbiorem energii i certyfikatów oraz pakiet projektów o planowanej mocy około 555 MW, w tym 130 MW projektów będących w zaawansowanym stadium rozwoju. Energa Hydro Sp. z o.o. zaś nabywa farmę wiatrową o zainstalowanej mocy 51 MW oraz portfel projektów wiatrowych o łącznej planowanej mocy około 220 MW.

Wartość całej transakcji wynosi około 1 mld zł.



Transakcja obejmuje także przejęcie zespołu pracowników DONG w Polsce, którzy istotnie wzmocnią potencjał Grupy PGE w rozwoju segmentu odnawialnych źródeł energii.

Transakcja wymaga zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na koncentrację. Stosowny wniosek został złożony przez Spółkę w dniu 12 marca 2013 roku.

2.5.5 Podpisanie umowy zakupu farm wiatrowych z Iberdrola

W dniu 26 lutego 2013 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Energa Hydro Sp. z o.o. (spółka zależna Energa S.A.) podpisały umowę z Iberdrola Renovables Energía, S.A.U., na mocy której przejmują od hiszpańskiej spółki 75% udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska Sp. z o.o., zarządzającej portfelem farm wiatrowych w Polsce. Intencją PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Energa jest objęcie dodatkowego pakietu 25% udziałów w Iberdrola Renewables Polska Sp. z o.o., będącego w posiadaniu Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (EBOiR).

Na podstawie umowy PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabywa operujące farmy wiatrowe o łącznej zainstalowanej mocy 70,5 MW z zabezpieczonymi kontraktowo odbiorem energii i certyfikatów oraz pakiet projektów o planowanej mocy 36 MW będących w zaawansowanym stadium rozwoju. Energa zaś nabywa farmy wiatrowe o łącznej zainstalowanej mocy 114 MW oraz portfel projektów wiatrowych.

Wartość transakcji obejmującej nabycie 75% udziałów w Iberdrola Renewables Polska Sp. z o.o. wynosi około 840 mln zł, co przekłada się na wartość transakcji na poziomie ok. 1,1 mld zł za 100% udziałów.

Transakcja przejęcia farm wiatrowych od Iberdrola jest kolejnym krokiem w realizacji strategii rozwoju Grupy Kapitałowej PGE w energetyce wiatrowej na lądzie. Transakcja obejmuje także przejęcie przez PGE części zespołu pracowników Iberdrola Renewables w Polsce.

Transakcja wymaga zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na koncentrację. Stosowny wniosek został złożony przez Spółkę w dniu 19 marca 2013 roku.

2.5.6 Zamknięcie projektu inwestycyjnego Opole II

W dniu 4 kwietnia 2013 roku Zarząd PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. działając w oparciu o przeprowadzone analizy zmian na rynku energetycznym oraz w otoczeniu makroekonomicznym podjął decyzję o zamknięciu zadania inwestycyjnego "Projekt Opole II" polegającego na budowie nowych bloków nr 5 i 6 opalanych węglem kamiennym w Oddziale



Elektrownia Opole, ze względu na jego nieefektywność. Szczegółowy opis utworzonych odpisów aktualizujących wartość rzeczowych aktywów trwałych związanych z „Projektem Opole II” oraz ujętych rezerw znajduje się w nocie 25.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

2.5.7 Decyzja o zamiarze połączenia PGE S.A z PGE Energia Jądrowa S.A.

W dniu 23 kwietnia 2013 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o zamiarze połączenia PGE S.A. z jednostką zależną PGE Energia Jądrowa S.A. ("spółka przejmowana").

Celem połączenia jest uproszczenie struktury kapitałowej Grupy PGE, ograniczenie kosztów związanych z utrzymywaniem osobnego podmiotu oraz zwiększenie efektywności zarządzania przygotowaniem projektu budowy elektrowni jądrowej z poziomu Centrum Korporacyjnego.

Planowane połączenie nastąpi w trybie art. 492 § 1 pkt 1 w związku z art. 515 oraz art. 516 § 5 i 6 Kodeksu Spółek Handlowych, tj. przez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na PGE S.A. (połączenie przez przejęcie) bez podwyższenia kapitału zakładowego PGE S.A. oraz bez wymiany akcji spółki przejmowanej na akcje PGE S.A.

2.5.8 Umowa dotycząca poszukiwania i wydobywania węglowodorów z łupków

W dniu 4 lipca 2012 roku PGE S.A. zawarła ramową umowę w sprawie poszukiwania i wydobywania 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.

Przedmiotem umowy jest 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 dotyczy powierzchni około 160 km² (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. Zgodnie z Umową oraz aneksami 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, miały zostać ustalone do dnia 4 maja 2013 roku. Umowa przewiduje, iż gdy w terminie do dnia 4 maja 2013 roku strony Umowy nie uzgodnią szczegółowych warunków współpracy, może ona zostać wypowiedziana przez każdą ze Stron. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania żadna ze stron nie wypowiedziała Umowy ramowej z dnia 4 lipca 2012 roku. Obecnie trwają prace związane z uzgodnieniem dalszych warunków współpracy.

2.5.9 List intencyjny w sprawie wspólnego uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.

W dniu 5 września 2012 roku PGE S.A. podpisała List Intencyjny dotyczący uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji elektrowni jądrowej ("Projekt"). Stronami Listu Intencyjnego są PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Tauron Polska Energia S.A. oraz ENEA S.A. (dalej łącznie "Strony").

Na podstawie podpisanego Listu Intencyjnego Strony podejmą prace nad wypracowaniem projektu umowy nabycia udziałów w spółce celowej PGE EJ1 sp. z o.o. ("Spółka Celowa"), która odpowiada za bezpośrednie przygotowanie procesu inwestycyjnego budowy i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Projekt umowy uwzględni będzie prawa i obowiązki każdej ze Stron przy realizacji Projektu, przy założeniu że PGE będzie pełnić, bezpośrednio lub poprzez podmiot zależny rolę wiodącą w procesie realizacji Projektu. Warunki nabycia udziałów w Spółce Celowej uwzględniać będą poniesione dotychczas przez PGE i jej spółki zależne nakłady finansowe związane z dotychczasową realizacją Projektu.

W dniu 28 grudnia 2012 roku Strony Listu Intencyjnego dotyczącego uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji elektrowni jądrowej z dnia 5 września 2012 roku, przedłużyły termin jego obowiązywania do dnia 31 marca 2013 roku.

Obecnie trwają prace mające na celu określenie szczegółów dalszej współpracy Stron Listu Intencyjnego w zakresie uczestnictwa w przygotowaniu, budowie i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.



2.5.10 Spór pomiędzy PGE S.A. a ATEL (obecnie Alpiq)

Od 2009 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. była stroną postępowania arbitrażowego ze spółką Alpiq. Postępowanie toczyło się przed Trybunałem Arbitrażowym w Wiedniu. Przedmiotem sporu były roszczenia Alpiq podnoszone przeciwko PGE, a wynikające z braku realizacji umowy na dostawę energii elektrycznej, która zawarta była między stronami 28 października 1997 roku. Roszczenia zgłoszone przez Alpiq w uzupełnionym (zmienionym) pozwie z dnia 4 października 2010 roku opiewały łącznie na kwotę około 155 mln euro. Postępowanie arbitrażowe odbywało się w formie pisemnej i polegało na wymianie pism procesowych między stronami i przedstawianiu Trybunałowi dowodów w postaci pisemnych oświadczeń świadków, biegłych oraz samych stron.

W dniu 12 września 2012 roku Trybunał wydał orzeczenie w przedmiotowej sprawie, na mocy którego PGE zobowiązano do zapłaty na rzecz Alpiq kwoty 43.204 tys. euro, powiększonej o należne odsetki.

Spółka i Alpiq osiągnęły porozumienie dotyczące wykonania ww. wyroku. Zgodnie z tym porozumieniem Spółka ma zapłacić zasądzoną kwotę główną wraz z odsetkami do dnia wydania wyroku, pomniejszoną o koszty postępowania arbitrażowego zasądzone od Alpiq na rzecz PGE S.A., w dwóch ratach. Pierwsza część w wysokość 22.898 tys. euro została zapłacona w dniu 15 kwietnia 2013 roku a pozostała kwota ma być zapłacona do końca 2013 roku.

2.5.11 Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Jak opisano w poprzednich sprawozdaniach Zarządu niektórzy wytwórcy wchodzący obecnie w skład koncernu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”) otrzymali prawo do środków na pokrycie kosztów osieroconych (tzw. „rekompensat”) w myśl 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 (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 r.) („Ustawa KDT”). Zapisy Ustawy KDT są w wielu punktach niejednoznaczne i rodzą istotne wątpliwości interpretacyjne. Przeprowadzając obliczenia prognozowanych wyników poszczególnych wytwórców oraz wynikających z nich rekompensat, korekt rocznych kosztów osieroconych, korekt końcowych oraz wynikających z nich wysokości przychodów ujmowanych w sprawozdaniu z całkowitych dochodów, Grupa zastosowała swoją najlepszą wiedzę w tym zakresie a także korzystała ze wsparcia zewnętrznych ekspertów.



W poprzednich latach wytwórcy z Grupy Kapitałowej PGE otrzymali decyzje dotyczące korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2008-2011 (decyzje za rok 2012 mają zostać wydane do końca lipca 2013 roku). W większości decyzje te były niekorzystne dla poszczególnych podmiotów i zdaniem Grupy zostały wydane z naruszeniem Ustawy KDT. W konsekwencji począwszy od 2009 roku trwa szereg postępowań przed Sądem Okręgowym w Warszawie – Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów („SOKiK”) oraz przed Sądem Apelacyjnym dotyczących odwołań wytwórców z Grupy Kapitałowej PGE od Decyzji Prezesa URE. Postępowania te znajdują się na różnym etapie zaawansowania.

Poniżej przedstawiono podsumowanie kwestii KDT na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania Zarządu:

- W zakresie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. za rok 2008 o wartości przedmiotu sporu w wysokości 434,7 milionów złotych trzy z sześciu postępowań (dot. Elektrowni Turów, Elektrociepłowni Rzeszów i Elektrociepłowni Gorzów) o wartości przedmiotu sporu w wysokości 186,8 milionów złotych można uznać za zakończone. Pozostałe są nadal na drodze sądowej.
- W zakresie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. za rok 2009 o wartości przedmiotu sporu w wysokości 672,9 milionów złotych dwa odwołania nie były jeszcze przedmiotem rozprawy (dot. Elektrowni Turów i Elektrociepłowni Lublin Wrotków). Pozostałe sześć jest przedmiotem toczących się spraw przed SOKiK i Sądem Apelacyjnym.
- W zakresie ustalenia wysokości korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. za rok 2010 i 2011 o wartości przedmiotu sporu 545,3 milionów złotych sprawy nie były przedmiotem rozpatrzenia przez sąd.

Rozstrzygnięcie powyższych niezakończonych postępowań zgodnie z odwołaniami PGE GiEK S.A. spowodowałoby ujęcie przychodów w wysokości 838,0 milionów złotych.



3. 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:

- 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;
- 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;
- ceny uprawnień do emisji CO₂;
- zakończenie procesu przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2013-2020 dla wytwórców energii elektrycznej z GK PGE;
- decyzja Komisji Europejskiej o przeniesieniu sprzedaży części uprawnień do emisji z okresu 2013-2015 na lata 2019-2020 (tzw. „backloading”) lub wycofaniu części puli uprawnień do emisji z rynku (tzw. „setaside”);
- nowelizacja Prawa energetycznego i innych ustaw;
- aktualizacja polityki energetycznej Państwa;
- 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.;
- 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 oraz korekt rocznych kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów powstałych



w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2009, 2010 i 2011 (por. nota nr 25.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego);

- realizacja projektów operacjonalizujących działania w ramach GK PGE;
- 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.

4. Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki na dzień przekazania raportu kwartalnego.

Według stanu na dzień publikacji niniejszego skonsolidowanego raportu kwartalnego, zgodnie z informacjami posiadanymi przez Spółkę, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. był Skarb Państwa, który posiadał 1.157.124.546 akcji Spółki, co stanowi 61,89% kapitału zakładowego Spółki i daje prawo do takiej samej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki.

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

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1.157.124.546	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%



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

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego skonsolidowanego raportu kwartalnego oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu rocznego za 2012 rok posiadały następującą liczbę akcji:

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu rocznego (tj. 14.03.2013 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (zł)
Zarząd	0	bez zmian	0	0
Rada Nadzorcza	628	bez zmian	628	6.280
Grzegorz Krystek	350	bez zmian	350	3.500
Katarzyna Prus	278	bez zmian	278	2.780

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

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

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w nocie nr 20 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w punkcie 1.2. niniejszego sprawozdania.

7. 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 trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2013 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.



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

Na dzień 31 marca 2013 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.

Warszawa, 14 maja 2013 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Wojciech Ostrowski
Wiceprezes Zarządu

Piotr Szymanek
Wiceprezes Zarządu