

**Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za okres 3 miesięcy**

zakończony dnia 31 marca 2014 roku

Spis treści

1	Podstawowe informacje na temat Grupy Kapitałowej PGE	3
1.1	Opis działalności Grupy Kapitałowej	3
1.2	Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej PGE	4
1.3	Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 - 2020	5
2	Działalność Grupy Kapitałowej PGE	8
2.1	Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki	8
2.2	Kluczowe wielkości operacyjne GK PGE	19
2.3	Segmenty działalności	21
2.4	Wyniki finansowe GK PGE	32
2.5	Publikacja prognoz wyników finansowych	36
2.6	Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu bilansowym	36
2.7	Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE	43
3	Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki na dzień przekazania raportu kwartalnego	46
4	Zestawienie stanu posiadania akcji Spółki lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania raportu kwartalnego	46
5	Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	47
6	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	47
7	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	47
8	Oświadczenia Zarządu	48
8.1	Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	48
8.2	Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego	48

1 Podstawowe informacje na temat Grupy Kapitałowej PGE

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („GK PGE”, „Grupa Kapitałowa PGE”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa PGE”, „Grupa”, „PGE”) jest największym pod względem przychodów, zainstalowanych mocy wytwórczych oraz wolumenu produkcji energii elektrycznej zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce.

Podmiotem dominującym GK PGE jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („PGE S.A.”, „Spółka”).

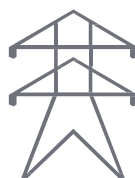
1.1 Opis działalności Grupy Kapitałowej

Działalność Grupy Kapitałowej PGE S.A. jest obecnie zorganizowana w pięciu podstawowych segmentach:



Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna („Energetyka Konwencjonalna”)

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



Dystrybucja energii elektrycznej

Obejmuje świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.



Energetyka Odnawialna

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



Sprzedaż Detaliczna

Obejmuje sprzedaż i dostawę energii elektrycznej do odbiorców końcowych.



Obrót Hurtowy

Obejmuje obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi oraz paliwami.

W skład Grupy wchodzi również spółka, której głównym przedmiotem działalności jest przygotowanie i realizacja projektu budowy elektrowni jądrowej w ramach Programu Pierwszej Polskiej Elektrowni Jądrowej.

Dodatkowo w ramach Grupy działają 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;
- zagospodarowywanie produktów ubocznych spalania węgla, opracowywanie i wdrażanie technologii ich wykorzystywania;
- rekultywację terenów zdegradowanych.

1.2 Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej PGE

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

Otoczenie rynkowe

- Popyt
 - wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło;
 - sezonowość i warunki pogodowe;
- Rynek energii
 - ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym;
 - ceny i taryfy na rynku detalicznym energii elektrycznej i ciepłej;
 - taryfy na przesył i dystrybucję energii elektrycznej i ciepłej;
- Rynki powiązane
 - ceny praw majątkowych;
 - dostępność i ceny paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła, w szczególności ceny węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz biomasy;
 - ceny uprawnień do emisji CO₂;
- Infrastruktura energetyczna
 - dostępność transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych;
 - przyłączenie Polski do mechanizmu market coupling;
 - przyrost mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym w obszarze odnawialnych źródeł energii;
 - rozwój i modernizacja sieci energetycznych;
- Otoczenie makroekonomiczne
 - stopy procentowe oraz kursy walutowe, których wartość ma wpływ na wycenę wykazywanych przez Grupę aktywów i zobowiązań;
 - dynamika PKB, a w szczególności produkcja przemysłowa;
- Realizacja projektów efektywnościowych i inwestycyjnych w ramach GK PGE.

Otoczenie regulacyjne

- Krajowe:
 - aktualizacja polityki energetycznej Państwa („PEP”) – przedłużające się prace nad PEP 2050 (aktualna PEP jest z 2009 roku);
 - planowana modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy - w kierunku prorynkowym;
 - uruchomienie usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej;
 - zakończenie procesu przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2013-2020 dla wytwórców energii elektrycznej z GK PGE;
 - nowelizacja ustawy Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie optymalizacji systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii i systemu wsparcia kogeneracji oraz innych ustaw – brak klarownych ram wsparcia odnawialnych źródeł energii i kogeneracji w perspektywie długoterminowej;
 - nowelizacja ustawy Prawo ochrony środowiska, w szczególności w zakresie implementacji dyrektywy o emisjach przemysłowych („IED”) – brak wdrożenia przepisów derogacyjnych w zakresie dużych źródeł spalania;
 - wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem URE w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów 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 2009-2012;
 - możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych, podatkowych lub innych zobowiązań warunkowych, z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie 19 skonsolidowanego sprawozdania finansowego;
 - brak wdrożenia dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej („EED”) do krajowego porządku prawnego.
- **Zagraniczne:**
- regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego 2030 – w tym ustalenie celu redukcji emisji CO₂, celu udziału OZE, propozycja Mechanizmu Rezerwy Stabilizacyjnej;
 - proces rewizji BAT – niepewność w zakresie przyszłego poziomu norm emisji SO₂, NO_x, pyłów od 2019 roku;
 - projekt dyrektywy NEC w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza i jego wpływ na sektor elektroenergetyczny;
 - zmiana dyrektywy ETS i rozporządzenia aukcyjnego w kontekście przeniesienia sprzedaży części uprawnień do emisji z okresu 2013-2015 na lata 2019-2020 (tzw. „backloading”) w zakresie wpływu tego procesu na ceny uprawnień do emisji.

1.3 Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 - 2020

W odpowiedzi na zachodzące na rynku energii zmiany, postanowiono o aktualizacji Strategii Grupy PGE. Opracowano szeroki zakres możliwych scenariuszy rynkowych oraz dokonano przeglądu portfela inwestycyjnego spółki w celu wypracowania rozwiązań umożliwiających maksymalizację wartości Grupy dla akcjonariuszy.

Strategia opracowana została z uwzględnieniem istotnych zmian w otoczeniu biznesowym Grupy PGE i obserwowanych trendów na rynku energii, takich jak:

- Poprawa sytuacji gospodarczej w Polsce, która w horyzoncie strategii powinna prowadzić do wyższego zapotrzebowania i wyższych cen energii elektrycznej;
- Nowe i znowelizowane regulacje: projekt ustawy o OZE zatwierdzony przez Radę Ministrów, wprowadzenie „backloadingu” oraz propozycja celów polityki klimatycznej w horyzoncie 2030, wraz z propozycjami strukturalnych reform systemu handlu emisjami EU ETS;
- Spodziewana korekta modelu rynku energii elektrycznej – pierwsze mechanizmy dla wytwórców już wdrożone (Operacyjna Rezerwa Mocy, Interwencyjna Rezerwa Zimna), prace nad docelową koncepcją organizacji rynku energii elektrycznej;
- Rozpoczęcie budowy bloków 5 i 6 w Elektrowni Opolo oraz potrzeba zaktualizowania prognoz finansowych i celów strategicznych Grupy PGE;
- Rosnąca konkurencja na rynku sprzedaży detalicznej;
- Zatwierdzony nowy model operacyjny Grupy PGE;

oraz w oparciu o kluczowe kompetencje i przewagi konkurencyjne Grupy:

- PGE to największa pod względem produkcji i mocy zainstalowanej oraz pionowo zintegrowana grupa energetyczna w Polsce;
- PGE posiada najmłodszy i najbardziej konkurencyjny kosztowo portfel wytwórczy w Polsce.

Strategicznym celem Grupy PGE jest budowa wartości dla akcjonariuszy. Cel ten będzie realizowany poprzez:

- Wzmocnienie pozycji lidera w wytwarzaniu energii elektrycznej z najbardziej efektywnym, zdywersyfikowanym portfelem aktywów zapewniającym długoterminową przewagę konkurencyjną w oparciu o krajowe zasoby;
- Niezawodność dostaw oraz optymalny proces sprzedaży i obsługi klienta;
- Poprawę efektywności działania Grupy w kluczowych obszarach w oparciu o najlepsze branżowe standardy;
- Aktywne działania w celu identyfikacji i realizacji nowych inicjatyw rozwojowych ukierunkowanych na budowę wartości Grupy;

- Ciągłą analizę otoczenia rynkowego, identyfikację i wykorzystanie innowacyjnych rozwiązań do budowy wartości Grupy i osiągnięcia jej celów strategicznych.

W perspektywie roku 2020 implementacja strategii pozwoli Grupie PGE na realizację jej aspiracji strategicznych:

- Utrzymanie pozycji wiodącego wytwórcy energii elektrycznej w Polsce;
- Osiągnięcie statusu preferowanego i niezawodnego dostawcy energii;
- Uzyskanie pozycji najbardziej efektywnej grupy energetycznej w Polsce;
- Transformacja w kierunku Grupy aktywnie rozwijającej nowe obszary biznesu i wspierającej innowacyjność

oraz finansowych¹:

- Utrzymanie poziomu EBITDA na poziomie 8-9 mld PLN w latach 2015-2020;
- Utrzymanie dotychczasowej polityki wypłaty dywidendy (40-50% skonsolidowanego rocznego zysku netto);
- 1,5 mld PLN trwałego wpływu na EBIT (po roku 2016) jako efekt zakładanych działań związanych z poprawą efektywności;
- Zachowanie długoterminowej oceny ratingowej;
- Realizacja nakładów inwestycyjnych w wysokości około 50 mld PLN w latach 2014-2020;
- Przeznaczanie minimum 1,5% zysku netto rocznie na wydatki w obszarze R&D w latach 2015-2020.

W celu skutecznej implementacji strategii, Grupa PGE podejmie szereg działań.

- Utrzymanie pozycji wiodącego wytwórcy energii elektrycznej realizowane będzie poprzez modernizacje oraz budowę nowych wysokosprawnych jednostek konwencjonalnych opartych o krajowe zasoby energetyczne. Do 2019 roku PGE odda do użytku dwa nowe wysokosprawne bloki węglowe w Elektrowni Opole, blok na węgiel brunatny w Turowie o łącznej mocy ~2.290 MW oraz dodatkowe 187 MWe w kogeneracji. Kolejne 1.100 MWe stanowią projekty kogeneracyjne w przygotowaniu, których realizacja jest uzależniona od wdrożenia długoterminowego systemu wsparcia. PGE będzie dążyć do dywersyfikowania swojego portfela wytwórczego poprzez realizację inwestycji w technologii niskoemisyjne, tj. kontynuując projekt budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz budując lądowe farmy wiatrowe. Obydwie inicjatywy będą realizowane wyłącznie w modelach biznesowych zapewniających ich ekonomiczną przewidywalność. Budowa elektrowni jądrowej jest kluczową inwestycją obniżającą emisyjność portfela wytwórczego GK PGE, jednak z punktu widzenia finansowania projektu oraz interesu odbiorców konieczne jest wypracowanie długoterminowego systemu wsparcia. Podjęcie decyzji inwestycyjnej i wystąpienie o wydanie „decyzji zasadniczej” będzie możliwe w 2017 roku w oparciu o kształt systemu wsparcia i wyniki postępowania zintegrowanego. W latach 2014-2016 PGE planuje uruchomić dodatkowe 234 MW farm wiatrowych na lądzie. Budowa lub akwizycja kolejnych projektów będzie uzależniona od przyszłego kształtu systemu wsparcia decydującego o potencjale budowy wartości spółki w segmencie wiatrowym.
- PGE będzie utrzymywać pozycję wiodącego operatora aktywów regulacyjnych – Elektrowni Dolna Odra oraz elektrowni szczytowo-pompowych - aby w pełni wykorzystać potencjał współpracy z Operatorem Systemu Przesyłowego PSE S.A. Do 2020 roku planowane są kolejne nakłady inwestycyjne mające na celu zapewnienie najwyższych standardów pracy i niezakłóconej dyspozycyjności aktywów. Docelowy kształt programu inwestycyjnego będzie uzależniony od kształtu i warunków umów na świadczenie usług systemowych.
- Celem PGE jest zabezpieczenie zasobów węgla brunatnego jako strategicznej opcji związanej z kierunkami rozwoju polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Aktualnie projekty Złoczew i Gubin znajdują się na etapie uzyskiwania wymaganych zgód administracyjnych. W obydwu przypadkach uzyskanie koncesji wydobywczych zakładane jest po 2016 roku. Projekty eksploatacji złóż będą rozpatrywane w ramach strategii rozwoju całego portfela wytwórczego spółki.
- PGE planuje przeprowadzić reorganizację procesu sprzedażowego w oparciu o efektywną strategię handlową. We wszystkich segmentach klientów PGE koncentrować się będzie na zrozumieniu potrzeb i poprawie jakości obsługi klienta. Obejmuje to efektywne zarządzanie marżą na poziomie Grupy, koncentrację na utrzymaniu klientów historycznych przy zachowaniu poziomu marżowości, pozyskiwanie klientów poprzez poprawę jakości obsługi i poszerzenie oferty produktowej.

¹ W oparciu o przyjęte przez GK PGE założenia rynkowe i makroekonomiczne

- W segmencie dystrybucji PGE będzie koncentrować się na zapewnieniu niezawodności dostaw poprzez efektywność operacyjną i inwestycyjną. Celem PGE jest poprawa niezawodności sieci, mierzona wskaźnikiem SAIDI², o 50% do 2020 roku. Będzie on osiągany poprzez ukierunkowanie nakładów inwestycyjnych na projekty ograniczające w największym stopniu poziom niedostarczonej energii oraz efektywność operacyjną.
- Celem PGE jest również pozycja najbardziej efektywnej grupy energetycznej w Polsce. Proces restrukturyzacji operacyjnej nastawiony na ograniczenie kosztów i zwiększanie przychodów będzie kontynuowany. Efekty działań związanych z poprawą efektywności mają skutkować trwałym wpływem na EBIT na poziomie 1,5 mld PLN po 2016 roku. Cel ten będzie osiągnięty poprzez konsekwentną realizację programów poprawy efektywności operacyjnej w segmencie energetyki konwencjonalnej i dystrybucji, ograniczenie strat sieciowych i przerw w dostawach oraz racjonalizacja kosztów stałych w energetyce odnawialnej. PGE będzie prowadzić aktywny dialog z interesariuszami w zakresie otoczenia regulacyjnego dotyczącego całego łańcucha wartości. Grupa zamierza ponadto wprowadzać najlepsze praktyki w obszarze zarządzania korporacyjnego (zarządzanie zasobami ludzkimi, wsparcie decyzji biznesowych, zarządzanie efektywnością oraz optymalizacja i standaryzacja procesów wsparcia), a także wdrażać opracowany model operacyjny z jasnym podziałem odpowiedzialności w ramach opartej o procesy struktury organizacyjnej.
- PGE będzie aktywnie poszukiwać i rozwijać nowe produkty i nowe obszary biznesu. Wstępnie zidentyfikowane kierunki rozwoju to oferta dual fuel, rozwój nowoczesnej infrastruktury energetycznej (infrastruktura dla e-mobility, zarządzanie generacją rozproszoną i magazynowaniem energii oraz elektryfikacja ogrzewania).
- Oprócz wstępnie zidentyfikowanych kierunków rozwoju PGE będzie na bieżąco analizować otoczenie rynkowe w celu identyfikacji i wykorzystania innowacyjnych rozwiązań do osiągania celów strategicznych grupy. Aspiracją PGE jest przeznaczanie min. 1,5 % zysku netto rocznie od roku 2015 na działania w obszarze R&D przy maksymalizacji finansowania zewnętrznego.
- PGE dołoży starań, aby jej działalność pozostawała społecznie odpowiedzialna i w zgodzie z etyką biznesową i najlepszymi standardami branżowymi. Obejmuje to wkład PGE w zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw dzięki własnym zasobom węgla brunatnego, długoterminowym kontraktom na dostawę pozostałych paliw oraz dążeniu do ograniczenia przerw w dostawach energii w obszarze dystrybucji. Rozwój Grupy pozostanie zrównoważony – nowe inwestycje i modernizacje będą realizowane z zastosowaniem technologii najbardziej przyjaznych dla środowiska, kontynuowane będą prace związane z rekultywacją terenów pogórnich. PGE przykładą również wagę do dbałości o rozwój kapitału ludzkiego, bezpieczeństwo pracy, udziału w programach proekologicznych i współpracy ze społecznościami lokalnymi.

² SAIDI - System Average Interruption Duration Index - utracone minuty; nieplanowane przerwy w dostawach prądu (wyłączając zdarzenia katastroficzne)

2 Działalność Grupy Kapitałowej PGE

2.1 Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki

2.1.1 Sytuacja makroekonomiczna

Grupa PGE prowadzi działalność przede wszystkim na rynku polskim, dlatego pozostaje uzależniona głównie 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.

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.

W I kwartale 2014 roku, odnotowano wyraźne polepszenie sytuacji makroekonomicznej – produkcja sprzedana przemysłu wzrosła w ujęciu rocznym o 4,8%, a sprzedaż detaliczna o 5,5% w stosunku do analogicznego okresu 2013 roku. Wśród przedsiębiorców utrzymywały się dobre oceny co do stanu koniunktury. Wskaźniki ogólnego klimatu w przetwórstwie przemysłowym i handlu mierzone przez Główny Urząd Statystyczny w marcu 2014 roku wyniosły odpowiednio 5,1 oraz 0,1 pkt wobec odpowiednio (-) 6,4 oraz (-) 9,0 pkt w marcu 2013 roku. Wskaźnik HSBC PMI dla polskiego przemysłu w lutym osiągnął 55,9 pkt i był najwyższy od ponad 3 lat, a liczba nowych zamówień była drugim najwyższym wynikiem w historii badania.

Według szacunków Ministerstwa Gospodarki wzrost PKB w I kwartale 2014 roku wyniesie 3,1-3,2% w porównaniu do wzrostu o 0,5% w I kwartale 2013 roku.

Pomimo znaczącej poprawy sytuacji gospodarczej zużycie energii elektrycznej brutto w I kwartale 2014 roku spadło o 1,4% w porównaniu do I kwartału 2013 roku. Jest to efekt łagodnych warunków atmosferycznych w okresie zimowym, w szczególności wyraźnie wyższych średnich dobowych temperatur. W związku z tym sektor wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz i energię ciepłą odnotował spadek produkcji sprzedanej o 5,4% w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku.

Ceny produkcji sprzedanej przemysłu w I kwartale 2014 roku spadły o 1,2% w ujęciu rocznym, a wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych był znacznie wolniejszy niż w I kwartale 2013 roku oraz daleki od celu inflacyjnego NBP. W związku z tym Rada Polityki Pieniężnej pozostawiła stopy procentowe bez zmian na dotychczasowym, relatywnie niskim poziomie.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

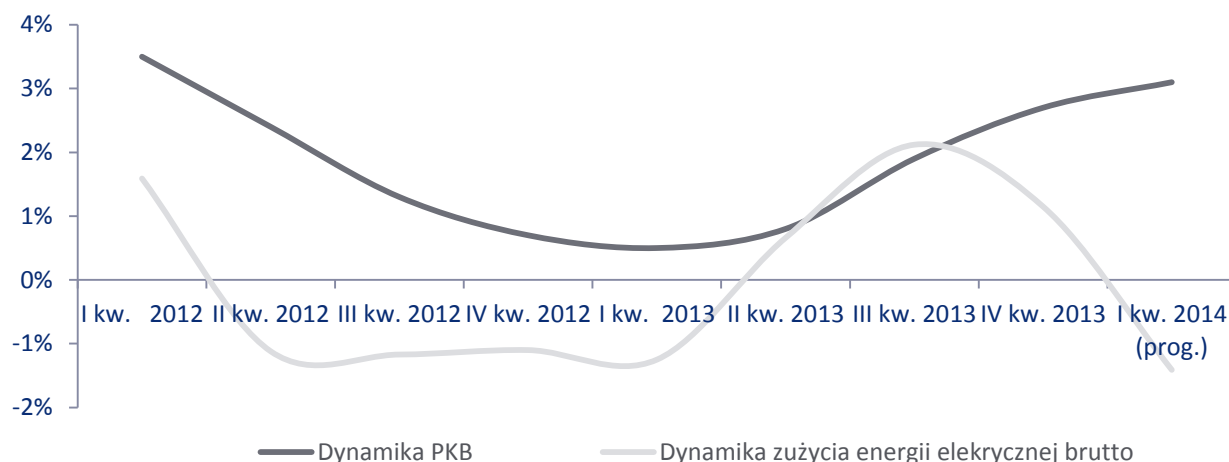
Kluczowe wskaźniki	I kwartał 2014	I kwartał 2013
PKB (zmiana %) ¹	3,1-3,2*	0,5
Wskaźnik cen konsumpcyjnych (zmiana %) ²	0,6	1,3
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej (zmiana %) ²	-1,2	-0,8
Produkcja sprzedana przemysłu (zmiana %) ²	4,8	-2,0
Produkcja sprzedana – energetyka (zmiana %) ³	-5,4	-3,7
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (% wzrostu) ⁴	-1,4	-1,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	41,2	41,8
Wskaźnik PMI dla polskiego przemysłu (pkt, średnio w kwartale) ⁵	55,1	48,5

* prognoza Ministerstwa Gospodarki

Źródło: ¹ Główny Urząd Statystyczny, realny wzrost PKB w cenach stałych roku poprzedniego, ² Główny Urząd Statystyczny, ³ Główny Urząd Statystyczny - Sektor wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę, ⁴ PSE S.A., ⁵ HSBC, Markit Economics

Poniższy rysunek przedstawia dynamikę zmian PKB w porównaniu do zużycia energii elektrycznej brutto.

Rysunek: Dynamika zmian Produktu Krajowego Brutto („PKB”) oraz zużycia energii elektrycznej brutto.



2.1.2 Ceny energii elektrycznej

Rynek krajowy

W 2014 roku koncentracja giełdowego obrotu energią elektryczną odbywa się głównie na giełdzie towarowej prowadzonej przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”).

Rynek SPOT na TGE opiera się na Rynku Dnia Następnego oraz Rynku Dnia Bieżącego, gdzie zawierane są transakcje dla kontraktów godzinowych oraz kontraktów blokowych 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 poszczególne dni.

W I kwartale 2014 roku obrót terminowy na TGE stanowił około 72% zorganizowanego terminowego rynku energii, natomiast obrót spotowy w całości był realizowany na rynku zorganizowanym.

Tabela: Wolumen obrotu na poszczególnych rynkach w I kwartale 2014 i w I kwartale 2013 roku.

Wolumen obrotów	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana w %
Rynek SPOT w tym:	6,5	5,6	16%
TGE	6,5	5,6	16%
Rynek terminowy w tym:	48,9	43,4	13%
TGE	35,0	29,9	17%
Rynek SPOT+terminowy w tym:	55,4	49,0	13%
TGE	41,5	35,5	17%

Rynek Bilansujący

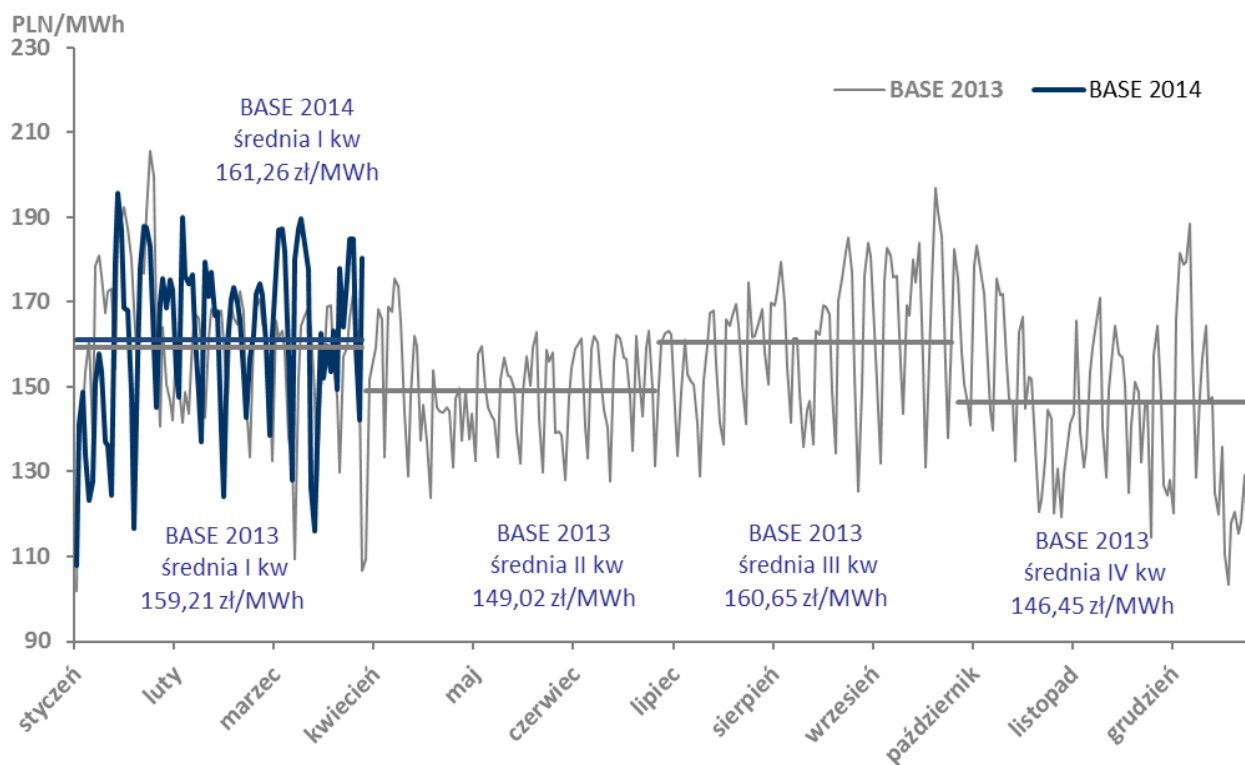
Obroty na Rynku Bilansującym („RB”) w I kwartale 2014 roku wyniosły 0,90 TWh i były niższe o 15% niż w I kwartale 2013 roku.

Średnia cena rozliczeniowa odchylenia na RB liczona dla I kwartału 2014 roku wyniosła 162,26 PLN/MWh i była zbliżona poziomem do ceny I kwartału 2013 roku, która wyniosła 162,11 PLN/MWh.

Rynek SPOT

Średnia cena na Rynku Dnia Następnego („IRDN24”) w I kwartale 2014 roku wyniosła 161,26 PLN/MWh i była o ok. 1% wyższa niż w I kwartale 2013 roku. W poszczególnych miesiącach I kwartału 2014 roku kształtował się trend wzrostowy cen w porównaniu do I kwartału 2013 roku (zmiana styczeń/styczeń (-) 6%, luty/luty (+)2%, marzec/marzec (+) 8%).

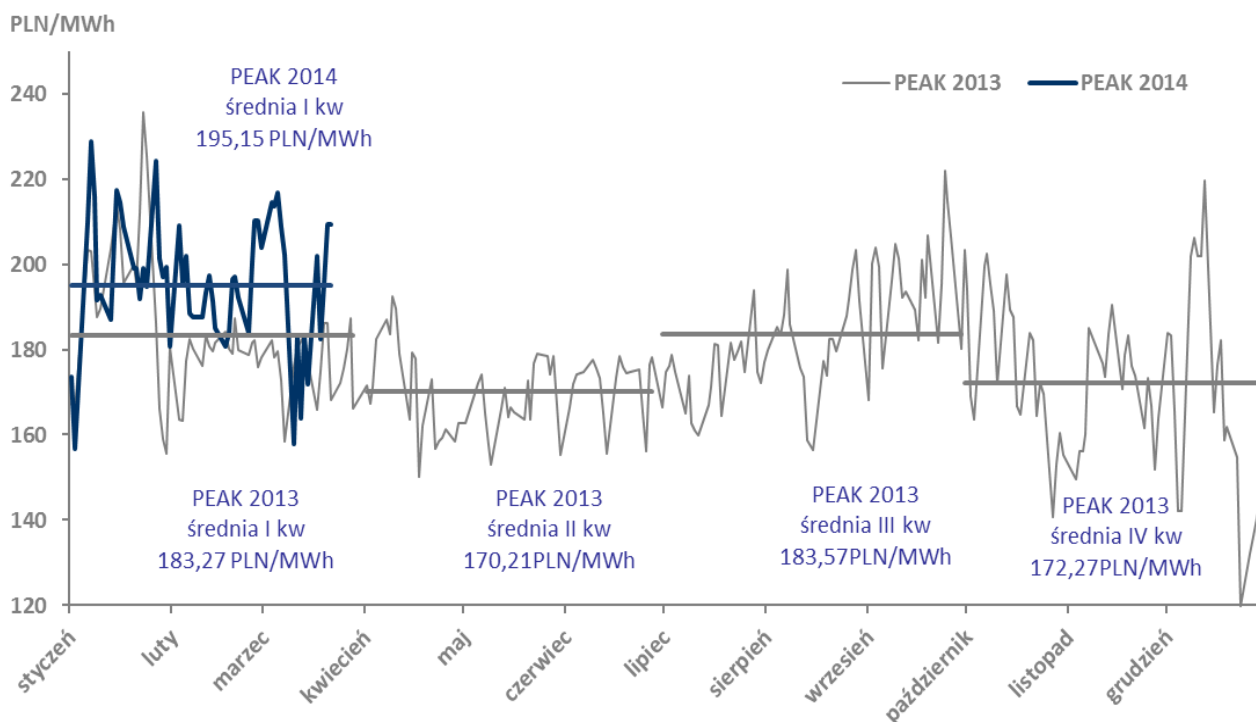
Rysunek: Dienne i kwartalne ceny energii w godzinach odpowiadających pasmu (base) w transakcjach SPOT w latach 2013–2014 (TGE)*.



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

Średnia cena wyliczona dla godzin szczytowych w I kwartale 2014 roku wyniosła 195,15 PLN/MWh i była wyższa o ok. 7% w porównaniu z rokiem poprzednim. W poszczególnych miesiącach I kwartału 2014 roku kształtował się, podobnie jak dla indeksu IRDN24, trend wzrostowy cen w porównaniu do I kwartału 2013 roku (zmiana styczeń/styczeń (+)1%, luty/luty (+)16%, marzec/marzec (+)20%).

Rysunek: Dienne i kwartalne ceny energii w godzinach szczytowych (peak) w transakcjach SPOT w latach 2013–2014 (TGE)*.



* średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej, liczona wg daty dostawy (indeks IRDN8.22)

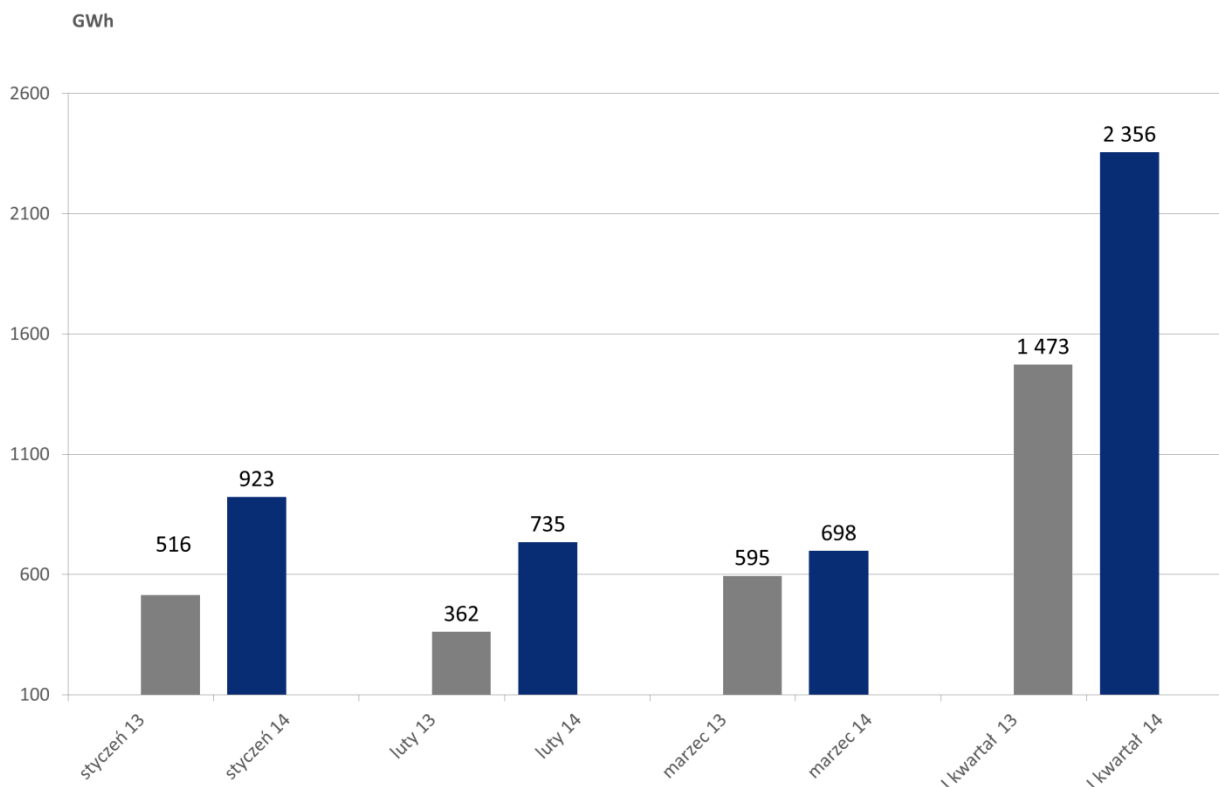
Na wysokość cen na rynku spotowym w Polsce w I kwartale 2014 roku wpływ miała łagodna zima, przyrost generacji wiatrowej oraz import energii ze Szwecji, które oddziaływały na zwiększenie podaży i obniżenie cen na rynku energii. Jednocześnie wprowadzenie mechanizmu rezerwacji mocy i zwiększona awaryjność jednostek wytwórczych miała wpływ na wzrost cen energii na rynku.

Wolumen importu energii ze Szwecji w I kwartale 2014 roku wyniósł 0,79 TWh i był wyższy o 0,51 TWh (tj. o 182% niż w I kwartale 2013 roku). Jednocześnie eksport energii w wymianie Polska – Szwecja, uległ obniżeniu z poziomu 0,25 TWh w I kwartale 2013 roku do 0,03 TWh w I kwartale 2014 roku.

Na początku 2014 roku został wprowadzony przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE”) mechanizm rezerwacji mocy (Operacyjna Rezerwa Mocy - „ORM”). W ramach ORM, PSE płaci wytwórcom za udostępnianie mocy do celów bilansowania systemu.

Produkcja energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wiatrowych w I kwartale 2014 roku wyniosła, wg danych publikowanych przez PSE, 2.356 GWh i była większa o 883 GWh (ok. 60%) od porównywalnego okresu 2013 roku. Po rekordowym grudniu 2013 roku, w którym odnotowano historycznie największy, sumaryczny wolumen wytworzonej energii elektrycznej w źródłach wiatrowych, 15 marca 2014 roku została zanotowana historycznie najwyższa moc godzinowa, która osiągnęła wartość 3.230 MW wobec zainstalowanej mocy znamionowej źródeł wiatrowych 3.390 MW, co stanowiło 95% wykorzystania mocy.

Rysunek: Generacja wiatrowa w poszczególnych miesiącach pierwszych kwartałów 2013 oraz 2014 roku.

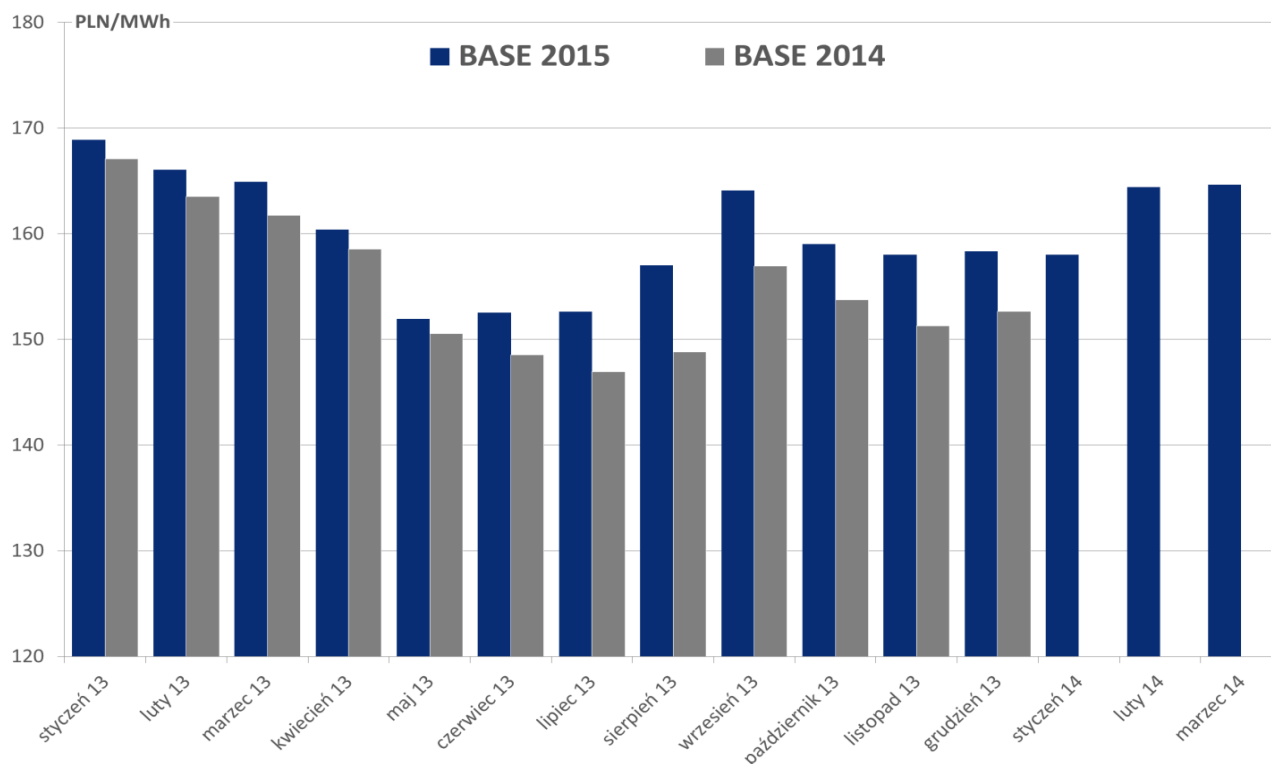


Rynek Terminowy

Na początku 2014 roku nastąpiła zmiana długo utrzymującego się trendu spadkowego na polskim rynku terminowym, na wzrost cen wpływ miała decyzja Parlamentu Europejskiego o planowanym wycofaniu przez Komisję Europejską części uprawnień do emisji dwutlenku węgla z rynku oraz nowelizacja Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych w części Bilansowanie Systemu i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi wprowadzająca dopłatę za operacyjną rezerwę mocy dla wytwórców.

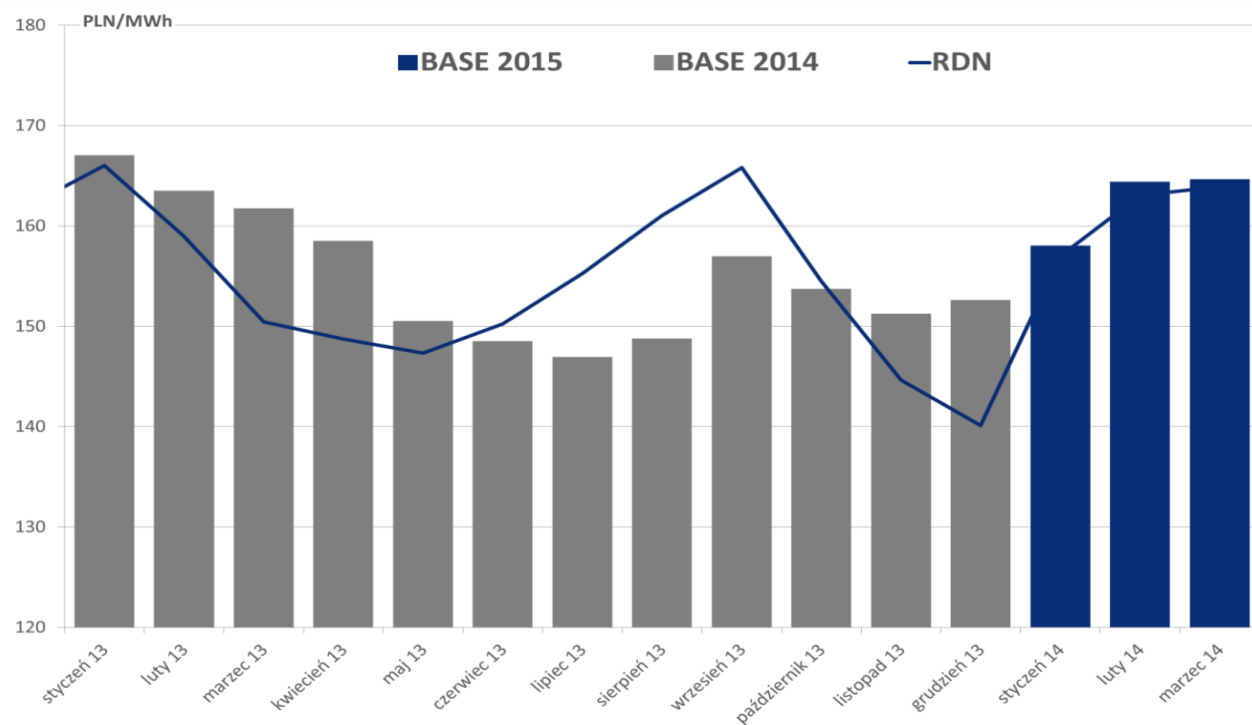
Wycena instrumentu terminowego typu pasmo roczne na 2015 rok (BASE_Y_2015) osiągnęła w miesiącu marcu 2014 roku średnią cenę na poziomie 164,65 PLN/MWh zbliżając się do poziomu sprzed roku, który wynosił 164,92 PLN/MWh.

Rysunek: Zmienność kursu notowań produktu BASE_Y_2015 na tle notowań produktu BASE_Y_2014 w poszczególnych miesiącach.



Zmiany na rynku SPOT mają istotny wpływ na trend notowań produktów na rynku terminowym. Korelacja pomiędzy tymi dwoma rynkami świadczy o wysokim wpływie obecnego poziomu cen na kolejne okresy dostawy.

Rysunek: Zmienność kursu notowań produktów pasmowych, rocznych na tle notowań rynku SPOT w poszczególnych miesiącach.

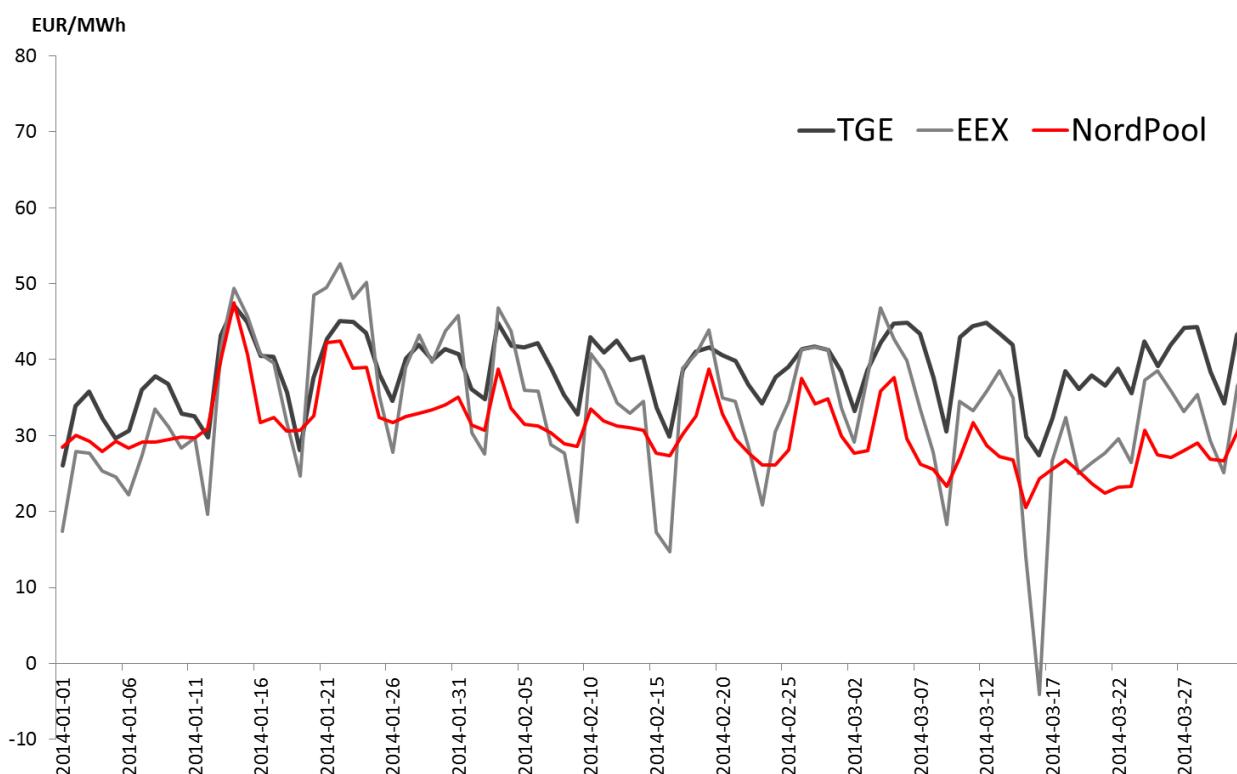


Rynek międzynarodowy

W I kwartale 2014 roku ceny energii elektrycznej na rynku niemieckim, podobnie jak w Szwecji, pomimo dynamicznie rosnących w okresie styczeń-luty cen certyfikatów (EUA) uprawniających do emisji dwutlenku węgla znajdowały się na niższym poziomie niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Nie została utrzymana również tendencja z poprzednich lat, kiedy to ceny na rynku polskim znajdowały się poniżej wartości notowanych na rynkach niemieckim i szwedzkim. W I kwartale 2014 roku średnia cena na rynku niemieckim spadła o 21% w porównaniu do I kwartału 2013. Również w porównaniu do średniej ceny z całego ubiegłego roku można zauważyć ponad 11% spadek. Spadek cen energii elektrycznej zanotowany na rynku Skandynawskim w okresie I kwartału 2014 roku wyniósł 27%.

Wpływ na taki poziom spadków cen mogła mieć znacznie cieplejsza zima. Średnia cena w okresie od stycznia do marca 2014 roku wyniosła w Szwecji 30,63 EUR/MWh, podczas gdy w analogicznym okresie w zeszłym roku wyniosła 42,14 EUR/MWh.

Rysunek: Porównanie cen SPOT na TGE oraz rynkach międzynarodowych.



W Polsce natomiast, w przeciwieństwie do rynku niemieckiego i skandynawskiego, w I kwartale 2014 roku średnie ceny SPOT znajdowały się na poziomie wyższym niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wzrost średniej ceny w I kwartale 2014 roku (rok do roku) wyniósł około 1%, co przy silnych spadkach na rynkach zagranicznych doprowadziło do sytuacji, gdzie rynek polski jest najdroższym spośród trzech wymienionych. Bieżący układ cen zaowocował ujemnym saldem wymiany zagranicznej, które wyniosło (-) 0,33 TWh wobec (+) 1,77 TWh w okresie od stycznia do marca 2013 roku.

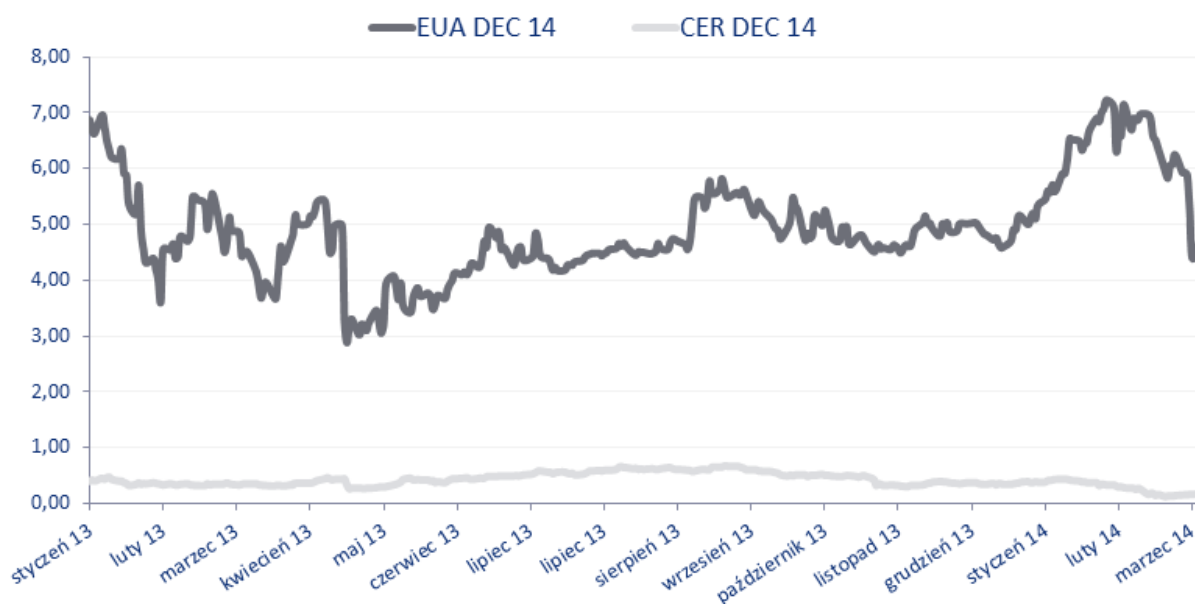
2.1.3 Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Na rynku dostępne są trzy rodzaje uprawnień do emisji – EUA (European Union Allowances), jednostki CER (Certified Emission Reductions) oraz jednostki ERU (Emission Reduction Units), uprawniające do emisji jednej tony dwutlenku węgla. Jednostki typu CER oraz ERU mogą być umarżane przez przedsiębiorstwa jedynie w ograniczonym zakresie, w okresie rozliczeniowym 2013-2020 do wysokości 1% przydziału uprawnień przyznanych w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji z lat 2008-2012.

Ilość uprawnień wstępnie przyznanych poszczególnym instalacjom w Polsce w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do Emisji jest niższa niż poziom zapotrzebowania polskiego przemysłu. Różnicę pomiędzy zapotrzebowaniem na

uprawnienia wynikającą 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.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w 2013 roku oraz I kwartale 2014 roku, dla kontraktu z dostawą uprawnień EUA w grudniu 2014 roku.



Rok 2013 na rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla charakteryzował się dużą zmiennością cen uprawnień. Do ostatniej dekady kwietnia 2013 roku rynek znajdował się w trendzie spadkowym, osiągając coraz to niższe poziomy cenowe. Począwszy od ostatniego tygodnia kwietnia 2013 roku na rynku doszło do zmiany trendu na wzrostowy. Pomimo zmiany trendu na rynku uprawnień do emisji CO₂, rok 2013 jest odzwierciedleniem tendencji rynkowej, która charakteryzuje się spadkami cen uprawnień do emisji.

Od początku 2014 roku do końca pierwszej dekady marca rynek znajdował się w trendzie wzrostowym, natomiast w ostatnich dwóch tygodniach marca nastąpiła korekta, w efekcie której nastąpiły spadki cen uprawnień. Spadki te doprowadziły do powrotu poziomów cenowych z początku bieżącego roku. W analizowanym okresie dla transakcji realizowanych w kontraktach spot uprawnienia do emisji kwotowano w następujących przedziałach cenowych:

- jednostki EUA 4,35-6,89 EUR/t;
- jednostki CER 0,19-0,24 EUR/t;
- jednostki ERU 0,08-0,19 EUR/t.

Istotnymi czynnikami wpływającymi na poziom cen uprawnień w 2013 roku i w I kwartale 2014 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.

W dniu 6 lutego 2014 roku Parlament Europejski poparł przepisy niezbędne do przyśpieszenia wdrażania projektu „backloadingu”. Informacja ta wpłynęła na wzrost cen uprawnień do emisji do poziomu ponad 6 EUR/t.

W dniu 24 lutego 2014 roku Rada Unii Europejskiej przegłosowała projekt „backloadingu”.

Z dniem 5 marca 2014 roku wstrzymano do 2015 roku aukcje polskich uprawnień sprzedawanych w aukcjach europejskich.

2.1.4 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”);
- III. taryfy dla ciepła.

SPRZEDAŻ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W okresie zakończonym 31 marca 2014 roku sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., odbywała się na podstawie ustalonej dla PGE Obrót S.A. taryfy zatwierdzonej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dnia 17 grudnia 2013 roku na okres od 1 stycznia 2014 roku do dnia 31 grudnia 2014 roku. W porównaniu z 2013 rokiem stawki opłat w grupie taryfowej G spadły o ok. 10%.

W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 2014 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 2014”, który został przygotowany przez Prezesa URE oraz został przekazany operatorom systemów dystrybucyjnych.

Taryfa dla PGE Dystrybucja S.A. na 2014 rok została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2013 roku. Taryfa na 2014 rok zgodnie z Uchwałą Zarządu PGE Dystrybucja S.A. z dnia 18 grudnia 2013 roku została wprowadzona do stosowania z dniem 1 stycznia 2014 roku.

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2014 rok spowodowały zmiany średnich płatności dla klientów w poszczególnych grupach taryfowych w porównaniu z rokiem 2013:

- grupa taryfowa A – wzrost o 5,26%;
- grupa taryfowa B – wzrost o 1,10%;
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 1,65%;
- grupa taryfowa G – wzrost o 3,37%.

Średnia cena usług dystrybucji energii elektrycznej w porównaniu z ostatnimi obowiązującymi taryfami w 2013 roku zwiększyła się o około 2,78 %.

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.

2.1.5 Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT

W związku z rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii („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. Koszty osierocone stanowiły wydatki wytwórcy wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej, niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej. Ustawa KDT ogranicza całkowitą kwotę środków, które mogą być wypłacone wszystkim wytwórcom na pokrycie kosztów osieroconych, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 roku, do kwoty 11,6 mld PLN, w tym dla PGE GiEK S.A. przypada 6.317 mln PLN.

Tabela: Podstawowe dane dotyczące wytwórców Grupy objętych Ustawą KDT.

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

W założonym przepisami Ustawy KDT terminie, tj. do dnia 31 grudnia 2007 roku, spółka PGE S.A. podpisała umowy rozwiązujące długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii 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 24.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w pkt. 2.6.6 niniejszego sprawozdania.

2.1.6 Przydział Darmowych Uprawnień do Emisji na lata 2013-2020

Na okres rozliczeniowy 2013-2020 są już znane oficjalne przydziały uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła zatwierdzone przez Komisję Europejską. W dniu 8 kwietnia 2014 roku zostało przyjęte rozporządzenie Rady Ministrów, w którym określone są przydziały uprawnień do emisji na pokrycie produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych instalacji w okresie 2013-2020. Analogicznie, przydział dla wytwórców ciepła zostały uregulowany rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 roku.

Przydziały na produkcję ciepła za 2014 rok wpłynęły na konta instalacji PGE GiEK S.A., natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej Grupa otrzyma do końca kwietnia 2015 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO₂ z głównych instalacji Grupy w I kwartale 2014 roku (w porównaniu do przydziału uprawnień).

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I kwartale 2014 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2014 rok (w Mg).

Operator	Emisja CO₂ w I kwartale 2014	Przydział uprawnień do emisji CO₂ na 2014 rok
PGE GiEK Oddział Elektrownia Bełchatów	9.006.232	15.535.037
PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów	1.945.476	6.247.900
PGE GiEK Oddział Elektrownia Opole	1.727.804	3.587.594
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra	1.244.102	2.931.631
PGE GiEK Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	280.378	708.528
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów	141.380	297.971
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	139.297	387.687
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Rzeszów	79.338	140.185
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Kielce	77.293	128.824
PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Zgierz	33.512	56.103
RAZEM	14.674.812	30.021.460

2.1.7 Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w I kwartale 2014 oraz 2013 roku.

Rodzaj paliwa	I kwartał 2014		I kwartał 2013	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1.397	355	1.380	393
Gaz (tys. m ³)	66.683	20	179.167	170
Biomasa	326	89	297	87
Olej opałowy (lekki i ciężki)	10	18	11	24
RAZEM		482		674

W I kwartale 2014 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 482 mln PLN i były niższe o około 28% w porównaniu z I kwartałem 2013 roku.

Największy wpływ na obniżkę kosztów zakupu głównych paliw w GK PGE miało przede wszystkim:

- zmniejszenie wolumenu zużycia gazu ziemnego w związku z zaprzestaniem od 18 marca 2013 roku produkcji z bloków gazowo – parowych w Elektrociepłowni Rzeszów, zmniejszeniem zużycia w Elektrociepłowni Lublin Wrotków (brak wsparcia dla kogeneracji);
- niższa średnia cena zakupu gazu o 68% w wyniku zwiększenia udziału gazu wysoko zaazotowanego ze źródeł lokalnych w łącznym zużyciu gazu w I kwartale 2014 roku w stosunku do udziału tego gazu w I kwartale 2013 roku (około 96% w roku 2014 wobec około 30% w roku 2013);
- spadek ceny zakupu węgla kamiennego o 11%.

W I kwartale 2014 roku około 70% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt jest w całości kontrolowany przez Grupę Kapitałową PGE.

2.2 Kluczowe wielkości operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jednostka	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	12,30	12,56	-2%
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	13,50	14,67	-8%
Sprzedaż ciepła	mln GJ	7,58	9,40***	-19%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	9,91	8,95	11%
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	8,22	7,98	3%

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

** z doszacowaniem

*** dane doprowadzone do porównywalności w zakresie podmiotów konsolidowanych

2.2.1 Bilans energii GK PGE

SPRZEDAŻ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

Wolumen sprzedaży	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	24,94	26,96	-7%
Sprzedaż do odbiorców finalnych *	9,88	8,94	11%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	14,74	17,66	-17%
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	<i>13,74</i>	<i>13,48</i>	<i>2%</i>
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	<i>0,82</i>	<i>3,83</i>	<i>-79%</i>
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	<i>0,18</i>	<i>0,35</i>	<i>-49%</i>
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,32	0,36	-11%

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej przez GK PGE wynika przede wszystkim ze zmniejszenia działalności handlowej na rynku hurtowym - pozostałym. Niższa sprzedaż na tym rynku wynika głównie z braku sprzedaży energii w ramach kontraktu z Energa - Obrót S.A., który był realizowany w 2013 roku.

Wzrost sprzedaży do odbiorców finalnych został zrealizowany przede wszystkim przez zwiększenie dostaw do klientów z segmentu dużych i średnich przedsiębiorstw.

ZAKUP ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

Wolumen zakupu	I kwartał	I kwartał	zmiana
	2014	2013	%
ZAKUP W TWh, z czego:	12,97	13,85	-6%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	9,57	11,27	-15%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostały	1,09	0,95	15%
Zakupy poza granicami kraju	0,14	0,10	40%
Zakupy na rynku bilansującym	2,17	1,53	42%

W I kwartale 2013 roku PGE S.A. dokonywało zwiększonych zakupów w celu realizacji kontraktu z Energa - Obrót S.A. Zwiększenie zakupów na krajowym rynku hurtowym - pozostałym związane jest z dokonaniem przez PGE Obrót S.A. zakupem energii na rynku lokalnym w związku z realizacją obowiązkowego zakupu energii ze źródeł odnawialnych.

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

Wolumen produkcji	I kwartał	I kwartał	zmiana
	2014	2013	%
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego*:	13,50	14,67	-8%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	9,55	10,04	-5%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,82	3,10	-9%
Elektrociepłownie węglowe	0,39	0,43	-9%
Elektrociepłownie gazowe	0,14	0,65	-78%
Elektrociepłownie biomasowe	0,11	0,11	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,19	0,11	73%
Elektrownie wodne	0,10	0,15	-33%
Elektrownie wiatrowe	0,20	0,08	150%
<i>* w tym produkcja z biomasy</i>	<i>0,31</i>	<i>0,25</i>	<i>24%</i>

Spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym wynika głównie z niższej produkcji w Elektrowni Turów na skutek wyłączenia z eksploatacji z końcem 2013 roku bloku nr 10. Dodatkowo na niższą produkcję miało wpływ niższe obciążenie bloków Elektrowni Bełchatów przez OSP.

Spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika głównie z niższej produkcji w Elektrowni Dolna Odra na skutek wyłączenia z eksploatacji z końcem 2013 roku bloku nr 3. Dodatkowo w I kwartale 2014 roku w remoncie kapitalnym pozostawał blok nr 1 w Elektrowni Dolna Odra, a w styczniu 2014 roku w remoncie kapitalnym pozostawał blok nr 4 w Elektrowni Opole.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika głównie z niższej produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w Zespole Elektrociepłowni Bydgoszcz, co jest następstwem panujących warunków atmosferycznych.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach gazowych jest wynikiem zaprzestania od dnia 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 elektrowniach wodnych jest następstwem niekorzystnych warunków hydrologicznych.

Wzrost produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2014 roku były wykorzystywane w większym stopniu przez PSE S.A.

Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych jest następstwem ujęcia produkcji energii w elektrowniach należących do Grupy PGE Energia Natury od lipca 2013 roku, jak również w nowych elektrowniach wiatrowych: EW Resko i EW Wojciechowo należących do GK PGE Energia Odnawialna S.A.

2.2.2 Sprzedaż ciepła

W I kwartale 2014 roku sprzedaż ciepła wyniosła w Grupie PGE 7,58 mln GJ i była niższa w porównaniu do 2013 roku o 19%. Niższa sprzedaż ciepła wynika z mniejszego zapotrzebowania na ciepło i uzależniona jest od warunków atmosferycznych panujących w kraju. Spadek sprzedaży ciepła wystąpił we wszystkich oddziałach spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Najwyższe spadki odnotowano w Zespole Elektrociepłowni Bydgoszcz (-0,49 mln GJ), w Elektrociepłowni Lublin Wrotków (-0,26 mln GJ) oraz w Elektrociepłowni Rzeszów (-0,22 mln GJ).

2.3 Segmenty działalności

Tabela: Podział przychodów Grupy w podziale na segmenty działalności w I kwartale 2014 i 2013 roku.

w mln PLN	Przychody ogółem		
	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	3.054	3.364	-9%
Energetyka Odnawialna	203	158	28%
Obrót Hurtowy	2.457	3.411	-28%
Dystrybucja	1.485	1.435	3%
Sprzedaż Detaliczna	3.174	3.365	-6%
Pozostała Działalność	398	371	7%
RAZEM	10.771	12.104	-11%
Korekty konsolidacyjne	-3.842	-4.312	11%
RAZEM PO KOREKTACH	6.929	7.792	-11%

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A.
ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2014 ROKU**

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I kwartale 2014 roku (po dokonaniu wyłączeń).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Nabycie RAT* netto w ramach zakupu nowych spółek	Aktywa segmentu**
Energetyka Konwencjonalna	812	394	693	0	32.002
Energetyka Odnawialna	110	59	119	0	3.297
Obrót Hurtowy	166	163	3	0	1.065
Dystrybucja	598	354	176	0	15.145
Sprzedaż Detaliczna	1	-1	1	0	2.218
Pozostała działalność	29	-2	29	0	1.399
RAZEM	1.716	967	1.021	0	55.126
Korekty konsolidacyjne	-2	8	-20	0	-1.211
RAZEM PO KOREKTACH	1.714	975	1.001	0	53.915

* RAT - rzeczowe aktywa trwałe

** por. nota 10 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I kwartale 2013 roku (po dokonaniu wyłączeń).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Nabycie RAT* netto w ramach zakupu nowych spółek	Aktywa segmentu**
Energetyka Konwencjonalna	928	509	541	0	29.915
Energetyka Odnawialna	78	36	65	11	2.528
Obrót Hurtowy	253	249	2	0	1.313
Dystrybucja	553	305	182	0	14.892
Sprzedaż Detaliczna	264	262	2	0	2.169
Pozostała działalność	17	-11	31	0	1.293
RAZEM	2.093	1.350	823	11	52.110
Korekty konsolidacyjne	22	31	-28	19	-1.657
RAZEM PO KOREKTACH	2.115	1.381	795	30	50.453

* RAT - rzeczowe aktywa trwałe

** por. nota 10 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

*** dane przekształcone

2.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna

w mln PLN	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.054	3.364	-9%
EBIT	394	509	-23%
EBITDA	812	928	-13%
Nakłady inwestycyjne	693	541	28%

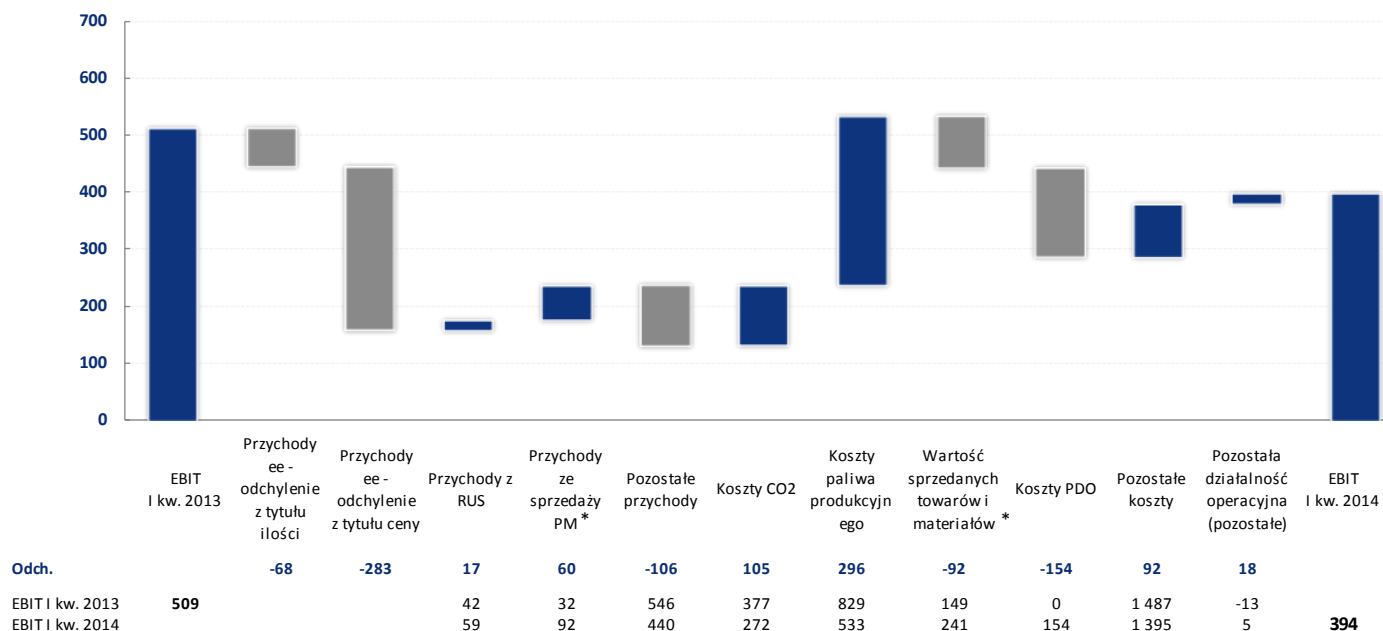
Spadek wyniku EBIT o 115 mln PLN związany był głównie z:

- niższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (-) 351 mln PLN;
- utworzeniem rezerw na koszty związane z realizacją programu Dobrowolnych Odejść (-) 154 mln PLN;
- wyższą wartością sprzedanych towarów i materiałów (głównie energii elektrycznej) (-) 92 mln PLN;
- niższymi przychodami z rekompensat z tytułu rozwiązania KDT (-) 70 mln PLN;
- niższymi przychodami ze sprzedaży ciepła (-) 30 mln PLN.

Powyższe spadki zostały częściowo skompensowane:

- niższymi kosztami zużycia paliwa produkcyjnego 296 mln PLN;
- niższymi kosztami opłat za emisję CO₂ 105 mln PLN;
- wyższymi przychodami ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii 60 mln PLN.

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w Segmencie Energetyka Konwencjonalna (w mln PLN).



* pozycja nie uwzględnia praw majątkowych zakupionych w celu odsprzedaży

Pozostałe przychody są to przede wszystkim przychody z rekompensat KDT, przychody sprzedaży ciepła i usług dystrybucyjnych, przychody ze sprzedaży węgla i pozostałych paliw

Pozostałe koszty są to koszty rodzajowe poza wymienionymi w tej tabeli.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w I kwartale 2014 oraz 2013 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	387	230	68%
▪ Rozwojowe	334	223	50%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	53	7	657%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	22	5	340%
Środki transportu	5	2	150%
Pozostałe	138	149	-7%
RAZEM	552	386	43%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	141	155	-9%
RAZEM	693	541	28%

W I kwartale 2014 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

- Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7 - 12 w Elektrowni Bełchatów 221 mln PLN;
- Realizacja dwóch bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opole 53 mln PLN;
- Zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych w Elektrowni Bełchatów 39 mln PLN;
- Budowa instalacji do ograniczenia emisji tlenków azotu na blokach 1- 3 w Elektrowni Opole 14 mln PLN;
- Modernizacja IOS bloków 3-12 w Elektrowni Bełchatów 12 mln PLN.

2.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna

mIn PLN	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	203	158	28%
EBIT	59	36	64%
EBITDA	110	78	41%
Nakłady inwestycyjne	119	65	83%
Nabycie RAT netto w ramach zakupu nowych spółek	0	11	-

Wzrost wyniku EBIT o 23 mln PLN związany był głównie z:

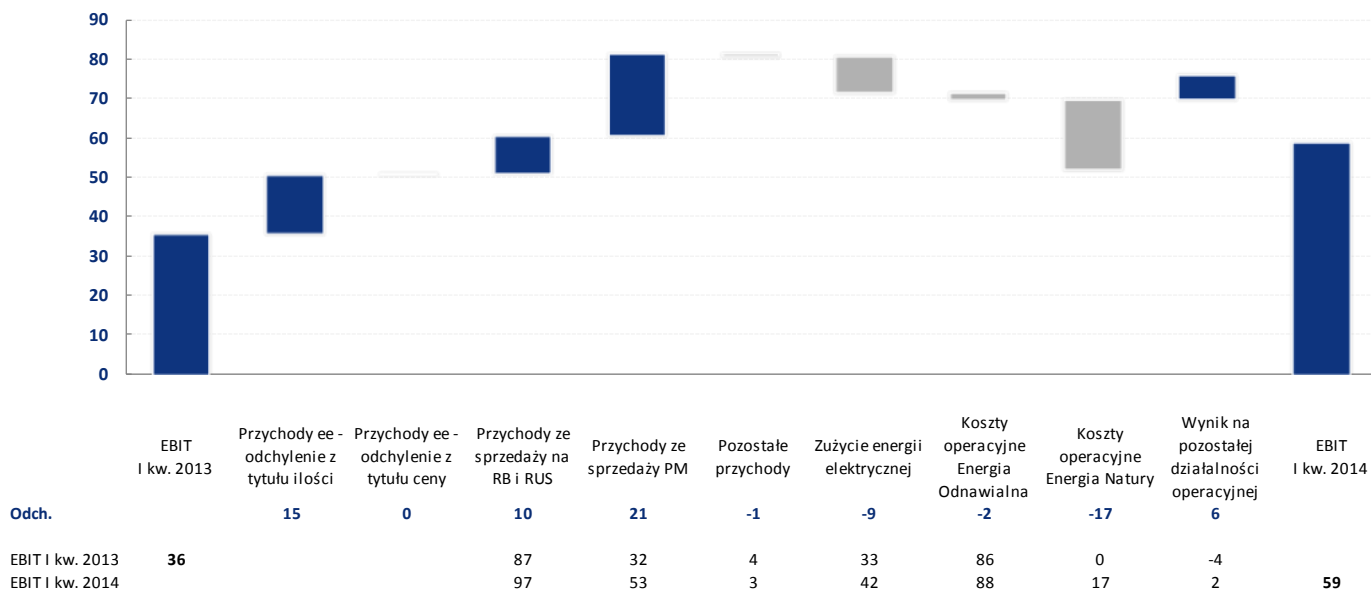
- wyższymi przychodami ze sprzedaży praw majątkowych 21 mln PLN;
- wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej (głównie w wyniku przyrostu nowych mocy wytwórczych) 15 mln PLN.

Wyższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych, jak i energii elektrycznej wynikają głównie z przyrostu o 173 MW nowych mocy wytwórczych w energetyce wiatrowej.

Wzrost przychodów częściowo zostały skompensowany:

- wyższymi kosztami operacyjnymi farm wiatrowych nabytych w II połowie 2013 roku (-) 17 mln PLN;
- wyższymi kosztami zużycia energii elektrycznej (-) 9 mln PLN.

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w Segmencie Energetyka Odnawialna (w mln PLN).



NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I kwartale 2014 oraz 2013 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	117	63	86%
▪ Rozwojowe	117	61	92%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	0	2	-
Teleinformatyka	1	0	-
Środki transportu	0	1	-
Pozostałe	1	1	0%
RAZEM	119	65	83%
Nabycie RAT netto w ramach zakupu nowych spółek	0	11	-
RAZEM	119	76	57%

W I kwartale 2014 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na projekty związane z budową:

- farmy wiatrowej Wojciechowo o mocy 28 MW 111 mln PLN;
- farmy wiatrowej Karwice o mocy 40 MW 1 mln PLN.

2.3.3 Segment Obrotu Hurtowego

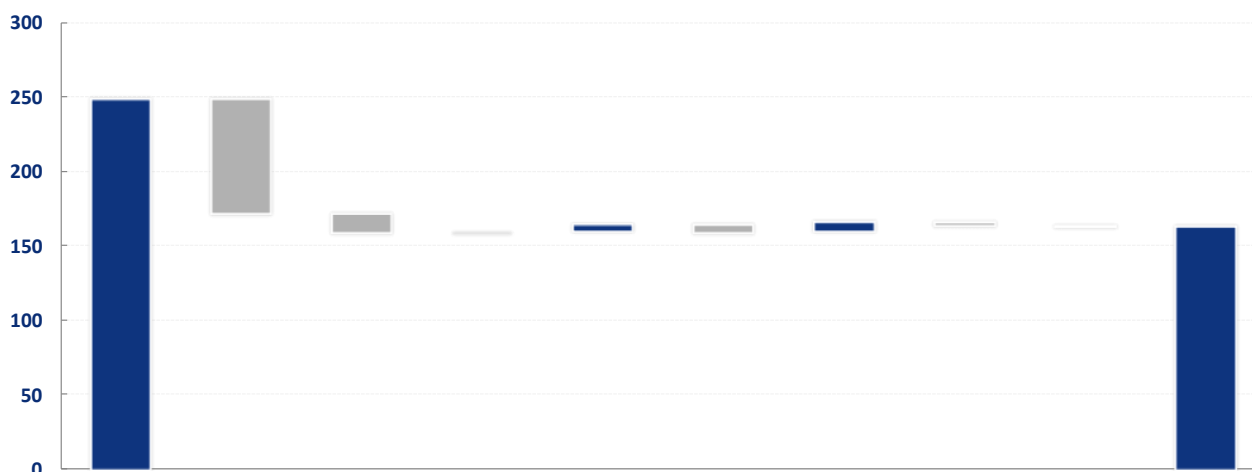
Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót Hurtowy

w mln PLN	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	2.457	3.411	-28%
EBIT	163	249	-35%
EBITDA	166	253	-34%
Nakłady inwestycyjne	3	2	50%

Spadek wyniku EBIT o 86 mln PLN związany był głównie z:

- niższym wynikiem na sprzedaży energii elektrycznej (-) 77 mln PLN;
- niższym wynagrodzeniem za świadczenie usług na rzecz PGE GiEK S.A. z tytułu Umowy o Zarządzaniu Handlowym Zdolnościami Wytwórczymi (-) 12 mln PLN.

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w Segmencie Obrotu Hurtowego (w mln PLN).



	EBIT I kw. 2013	Wynik na EE	Przychody z umowy ZHZW	Wyniki na sprzedaży PM	Przychody z pozostałej działalności	Koszt własny sprzedaży bezpośredni	Koszty sprzedaży	Koszty ogólnego zarządu	Wynik na pozost. dział. operacyjnej	EBIT I kw. 2014
Odch.		-77	-12	0	5	-5	6	-2	-1	
EBIT I kw. 2013	249	168	126	4	17	20	12	35	2	
EBIT I kw. 2014		91	114	4	22	25	6	37	1	163

2.3.4 Segment Dystrybucja

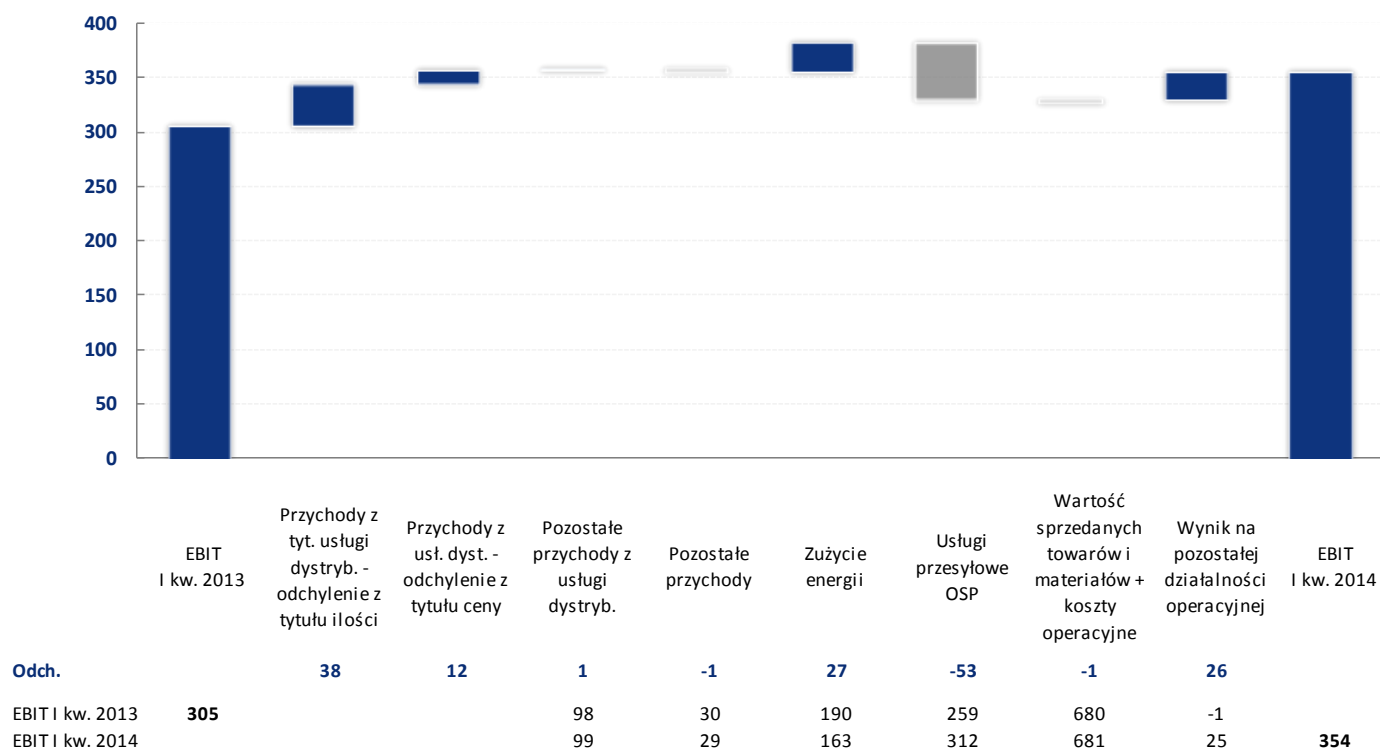
Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja

w mln PLN	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1.485	1.435	3%
EBIT	354	305	16%
EBITDA	598	553	8%
Nakłady inwestycyjne	176	182	-3%

Wzrost wyniku EBIT o 49 mln PLN związany był głównie z:

- wzrostem przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej 51 mln PLN;
- wyższym wynikiem na pozostałej działalności operacyjnej (głównie z tytułu wyższego salda rozwiązania/utworzenia rezerw bilansowych) 26 mln PLN;
- niższymi kosztami energii na pokrycie różnicy bilansującej 25 mln PLN;
- wyższymi kosztami usług przesyłowych (-) 53 mln PLN.

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w Segmencie Dystrybucji (w mln PLN).



NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w I kwartale 2014 oraz 2013 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2014	I kwartał 2013	% zmiana
Sieci SN i nN	42	46	-9%
Stacje 110/SN i SN/SN	9	14	-36%
Linie 110 kV	3	3	0%
Przyłączanie nowych odbiorców	88	83	6%
Zakup transformatorów i liczników	12	19	-37%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	7	9	-22%
Pozostałe	15	8	88%
RAZEM	176	182	-3%

Wysokość nakładów inwestycyjnych w uzgodnionym z Prezesem URE Planie Rozwoju na dany okres jest podstawą do wyznaczania uzasadnionych elementów przychodu regulowanego i w konsekwencji wpływa na poziom stawek w zatwierdzanych taryfach dystrybucyjnych.

Zrealizowane inwestycje wpływają przede wszystkim na wzrost Wartości Regulacyjnej Aktywów czego pochodną jest wysokość zwrotu z zaangażowanego kapitału, poziom kosztów amortyzacji i podatków od nieruchomości. Wysokość zwrotu z zaangażowanego kapitału jest określana z uwzględnieniem średnioważonego kosztu kapitału (WACC) dla OSD wyznaczanego przez Prezesa URE w danym okresie taryfowym. Powyższe składniki są elementami przychodu regulowanego i w tej części wpływają na poziom stawek sieciowych.

2.3.5 Segment Sprzedaż Detaliczna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Sprzedaż Detaliczna

w mln PLN	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.174	3.365	-6%
EBIT	-1	262	-100%
EBITDA	1	264	-100%
Nakłady inwestycyjne	1	2	-50%

Spadek wyniku EBIT o 263 mln PLN związany był głównie z:

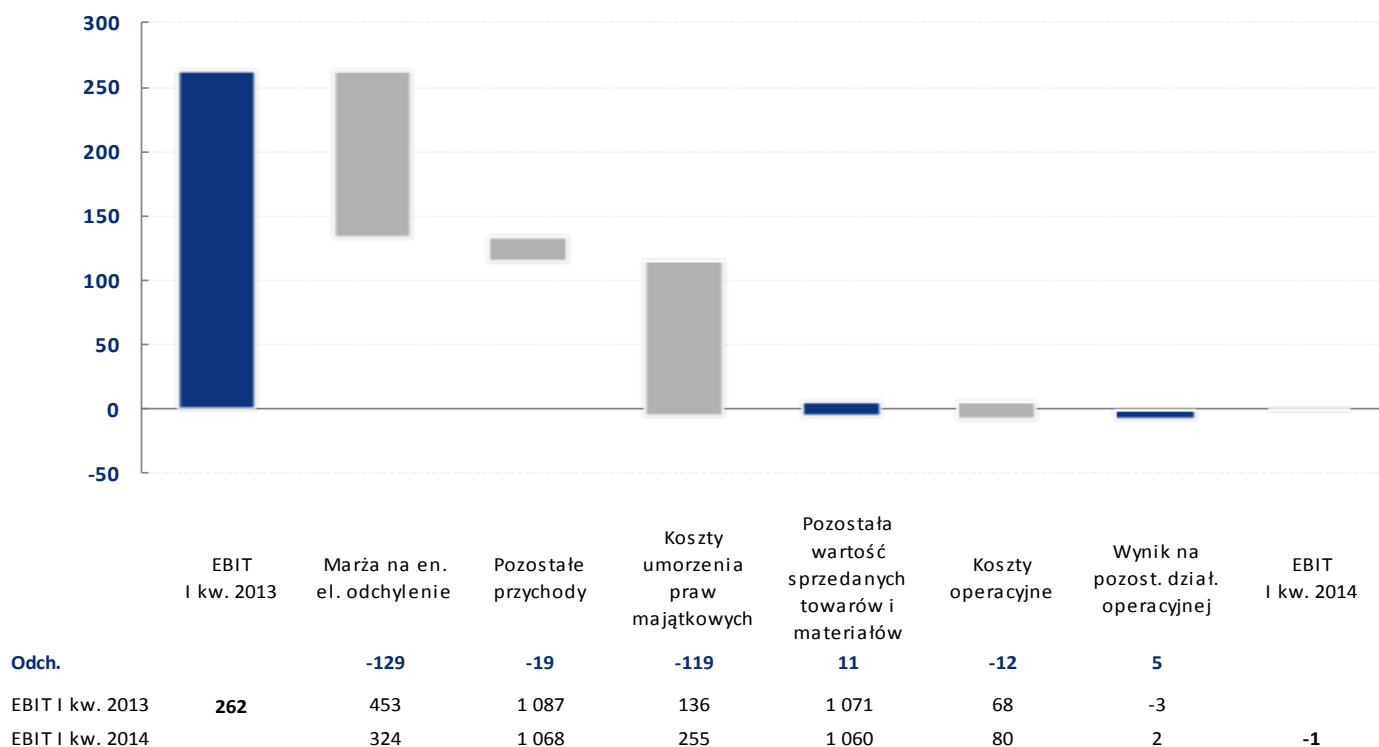
- niższą marżą na sprzedaży energii elektrycznej (-) 129 mln PLN;
- wyższymi kosztami umorzenia praw majątkowych (-) 119 mln PLN.

Zrealizowana niższa marża na sprzedaży energii elektrycznej w I kwartale 2014 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego wynika głównie z:

- rosnącej konkurencji w segmencie klientów korporacyjnych, co przekłada się bezpośrednio na spadek oferowanych cen sprzedaży energii dla tych klientów;
- zmiany struktury sprzedaży, której wynikiem był wzrost sprzedaży energii elektrycznej do klientów z grup taryfowych A i B, gdzie są realizowane niższe marże w porównaniu do pozostałej sprzedaży.

W I kwartale 2014 roku w kosztach umorzenia praw majątkowych zostało uwzględnione odwrócenie rozwiązania rezerwy na zakup zielonych praw majątkowych. W 2013 roku, z uwagi na zamknięcie ksiąg rachunkowych PGE Obrót S.A., rozwiązanie rezerwy zostało ujęte w korektach konsolidacyjnych.

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w Segmencie Sprzedaż Detaliczna (w mln PLN).



Pozycja pozostałe przychody oraz pozostała wartość sprzedanych towarów i materiałów obejmuje przede wszystkim usługę dystrybucyjną.

2.3.6 Pozostała Działalność

w mln PLN	I kwartał 2014	I kwartał 2013	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	398	371	7%
EBIT	-2	-11	82%
EBITDA	29	17	71%
Nakłady inwestycyjne	29	31	-6%

Niższa strata na wyniku EBIT o 9 mln PLN związana była głównie z:

- lepszym wynikiem spółki EXATEL S.A. spowodowanym oszczędnościami w kosztach telekomunikacyjnych (dzierżawa i eksploatacja infrastruktury) oraz poniesionymi w I kwartale 2013 roku jednorazowymi kosztami związanymi z restrukturyzacją zatrudnienia, które nie wystąpiły w 2014 roku; 4 mln PLN;
- wyższym wynikiem w spółce RAMB sp. z o.o., związanym głównie ze zwiększeniem zakresu usług pomocniczych (roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne) świadczonych przez spółkę na rzecz spółek z pozostałych segmentów GK PGE oraz kontrahentów zewnętrznych 3 mln PLN.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I kwartale 2014 roku wyniosły 29 mln PLN w porównaniu do 31 mln PLN poniesionych w I kwartale 2013 roku. W ramach powyższej kwoty w I kwartale 2014 roku nakłady inwestycyjne zostały poniesione głównie przez spółki:

- Exatel S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 10 mln PLN;
- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej 10 mln PLN.

Pozostałe nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie działalności pomocniczej.

2.4 Wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I kwartał 2014 (po przeglądzie)	I kwartał 2013 (nie badane) dane przekształcone	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	6.929	7.792	-11%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	975	1.381	-29%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	1.714	2.115	-19%
Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	mIn PLN	789	1.095	-28%
Przychody z tytułu rekompensat KDT	mIn PLN	131	201	-35%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1.001	795	26%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	889	1.377	-35%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-1.876	-1.299	-44%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	160	-343	-
Zysk netto na akcję	PLN	0,42	0,59	-29%
Kapitał pracujący	mIn PLN	5.179	5.223*	-1%
Marża EBITDA	%	25%	27%	
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	-0,31x	-0,46x***	

*stan na dzień 31 grudnia 2013 roku

** LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy

*** dla zadłużenia netto stan na 31 grudnia 2013 roku

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

W I kwartale 2014 roku Grupa Kapitałowa wykazała **przychody ze sprzedaży** na poziomie 6.929 mln PLN w porównaniu do 7.792 mln PLN w I kwartale 2013 roku, co oznacza spadek o około 11%.

Spadek przychodów o 863 mln PLN spowodowany był głównie:

- spadkiem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej (-) 982 mln PLN;
- spadkiem przychodów z tytułu rekompensat KDT (-) 70 mln PLN;
- spadkiem przychodów ze sprzedaży ciepła (-) 32 mln PLN.

Spadek ten został częściowo skompensowany:

- wzrostem przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii 158 mln PLN;
- wzrostem przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych 55 mln PLN.

Koszt własny sprzedaży w I kwartale 2014 roku wyniósł 5.446 mln PLN, co oznacza spadek o około 9% w porównaniu do I kwartału 2013 roku.

Spadek kosztu własnego sprzedaży o 551 mln PLN spowodowany był głównie:

- niższymi kosztami paliwa produkcyjnego 296 mln PLN;
- spadkiem wartości sprzedanych towarów i materiałów 268 mln PLN;
- niższymi kosztami opłat za emisję CO₂ 105 mln PLN.

Zysk brutto ze sprzedaży w I kwartale 2014 roku wyniósł 1.483 mln PLN w porównaniu do 1.795 mln PLN w I kwartale 2013 roku, co oznacza spadek o około 17%.

W I kwartale 2014 roku **koszty sprzedaży i dystrybucji** Grupy PGE wyniosły 363 mln PLN i były wyższe o około 53% w porównaniu do I kwartału 2013 roku. Wzrost kosztów sprzedaży i dystrybucji wynikał głównie z wyższych kosztów umorzenia praw majątkowych przez PGE Obrót S.A.

W I kwartale 2014 roku **koszty ogólnego zarządu** wyniosły 183 mln PLN, co oznacza wzrost o około 5% w porównaniu do I kwartału 2013 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w I kwartale 2014 roku był dodatni i wyniósł 38 mln PLN w porównaniu do ujemnego wyniku w wysokości (-) 2 mln PLN w I kwartale 2013 roku.

Pozostałe przychody operacyjne Grupy w I kwartale 2014 roku wyniosły 98 mln PLN, co oznacza spadek o około 13% w stosunku do kwoty 113 mln PLN osiągniętej w I kwartale 2013 roku.

Spadek pozostałych przychodów operacyjnych o 15 mln PLN nastąpił przede wszystkim w wyniku:

- niższych otrzymanych kar, grzywien i odszkodowań (-) 35 mln PLN;

Spadek ten został częściowo skompensowany przez:

- wyższe przychody z tytułu rozwiązania rezerw bilansowych 21 mln PLN.

Pozostałe koszty operacyjne Grupy w I kwartale 2014 roku wyniosły 60 mln PLN w porównaniu do 115 mln PLN w I kwartale 2013 roku, co oznacza spadek o około 48%.

Spadek kosztów operacyjnych o 55 mln PLN nastąpił przede wszystkim w wyniku:

- ujęcia w I kwartale 2013 roku odpisu aktualizującego Projekt Opole II (odpis ten został odwrócony w kolejnych okresach sprawozdawczych) 56 mln PLN;
- wyższych kosztów likwidacji szkód i awarii (-) 8 mln PLN.

W I kwartale 2014 roku wynik na działalności finansowej był dodatni i wyniósł 7 mln PLN, w porównaniu do ujemnego wyniku w wysokości 19 mln PLN w I kwartale 2013 roku.

Przychody finansowe Grupy w I kwartale 2014 roku wyniosły 80 mln PLN, co oznacza wzrost o około 3% w stosunku do kwoty 78 mln PLN osiągniętej w I kwartale 2013 roku.

Wzrost przychodów finansowych o 2 mln PLN spowodowany jest głównie:

- wyższym rozwiązaniem rezerw bilansowych 9 mln PLN;
- wyższym poziomem pozycji aktualizacja wartości / rozwiązanie odpisów aktualizujących 5 mln PLN;
- niższym poziomem dodatnich różnic kursowych (-) 9 mln PLN.

Koszty finansowe Grupy w I kwartale 2014 roku wyniosły 73 mln PLN, co oznacza spadek o około 25% w stosunku do kwoty 97 mln PLN osiągniętej w I kwartale 2013 roku.

Niższy poziom kosztów finansowych o 24 mln PLN spowodowany jest głównie:

- niższymi kosztami z tytułu różnic kursowych 21 mln PLN.

W efekcie powyższych zdarzeń zysk brutto Grupy w I kwartale 2014 roku ukształtował się na poziomie 982 mln PLN, w porównaniu do 1.362 mln PLN w I kwartale 2013 roku.

W I kwartale 2014 roku **marża zysku brutto** Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) zmniejszyła się do 14% z 17% w I kwartale 2013 roku.

Zysk netto GK PGE w I kwartale 2014 roku wyniósł 792 mln PLN w porównaniu do 1.099 mln PLN w I kwartale 2013 roku.

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w I kwartale 2014 roku zmniejszył się o 306 mln PLN, w porównaniu do I kwartału 2013 roku i wyniósł 789 mln PLN.

Łączne całkowite dochody Grupy w I kwartale 2014 roku wyniosły 792 mln PLN, w porównaniu do 1.100 mln PLN w I kwartale 2013 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Aktywa trwałe Grupy według stanu na dzień 31 marca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wynosiły odpowiednio 48.557 mln PLN oraz 47.738 mln PLN.

Zwiększenie wartości aktywów trwałych o 819 mln PLN spowodowane było głównie:

- poniesionymi nakładami inwestycyjnymi na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne 1.001 mln PLN;
z tego:
 - PGE GiEK S.A. 693 mln PLN;
 - PGE Dystrybucja S.A. 176 mln PLN;
- wzrostem zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe w budowie 510 mln PLN.

Wzrost ten został skompensowany:

- odpisami amortyzacyjnymi aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych (-) 739 mln PLN.

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 31 marca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosły odpowiednio 12.359 mln PLN oraz 13.013 mln PLN.

Zmniejszenie wartości aktywów obrotowych o 654 mln PLN spowodowane było głównie:

- zmniejszeniem poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów (-) 828 mln PLN;
- spadkiem należności z tytułu dostaw i usług (-) 322 mln PLN.

Spadek ten został skompensowany:

- wzrostem pozostałych aktywów krótkoterminowych 284 mln PLN;
- wzrostem zapasów 85 mln PLN;
- wzrostem pozycji uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych 54 mln PLN.

Zmiana poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów została opisana w części dotyczącej sprawozdania z przepływów pieniężnych.

Wzrost pozostałych aktywów krótkoterminowych wynika ze wzrostu należności z tytułu naliczonego podatku VAT, doszacowania sprzedaży, podatku od nieruchomości i opłat za wieczyste użytkowanie gruntu.

Wzrost zapasów wynika głównie ze wzrostu wartości świadectw pochodzenia energii oraz uprawnień do emisji CO₂ przeznaczonych do obrotu, przy spadku wartości zapasów węgla kamiennego oraz materiałów remontowo-eksploatacyjnych.

Wzrost pozycji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych wynika głównie z dokonanych zakupów uprawnień do emisji CO₂ na potrzeby własne PGE GiEK S.A.

Kapitał własny Grupy według stanu na dzień 31 marca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku ogółem wyniósł odpowiednio 44.374 mln PLN oraz 43.648 mln PLN.

Kapitał własny przypisany udziałom niekontrolującym według stanu na dzień 31 marca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniósł odpowiednio 198 mln PLN oraz 266 mln PLN.

Wzrost kapitału własnego ogółem o 726 mln PLN spowodowany był głównie ujęciem wypracowanego w okresie zakończonym dnia 31 marca 2014 roku zysku netto w wysokości 792 mln PLN.

Zobowiązania długoterminowe według stanu na dzień 31 marca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosły odpowiednio 9.362 mln PLN oraz 9.313 mln PLN.

Wzrost zobowiązań długoterminowych o 49 mln PLN spowodowany był głównie:

- wzrostem rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego 66 mln PLN.

Wzrost rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynika głównie z wyższej różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością rzeczowych aktywów trwałych.

Zobowiązania krótkoterminowe według stanu na dzień 31 marca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosły odpowiednio 7.180 mln PLN oraz 7.790 mln PLN.

Spadek zobowiązań krótkoterminowych o 610 mln PLN spowodowany był głównie:

- spadkiem pozostałych zobowiązań finansowych (-) 625 mln PLN;
- spadkiem pozostałych zobowiązań niefinansowych (-) 153 mln PLN;
- spadkiem zobowiązań z tytułu dostaw i usług (-) 125 mln PLN.

Spadek ten został skompensowany:

- wzrostem bieżącej części oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu 208 mln PLN;
- wyższymi rezerwami krótkoterminowymi 186 mln PLN.

Spadek pozycji pozostałe zobowiązania finansowe wynika głównie ze spadku zobowiązań z tytułu zakupu rzeczowych aktywów trwałych, z tytułu kaucji i wadium oraz niższej wartości zobowiązań z tytułu KDT.

Spadek pozycji pozostałe zobowiązania niefinansowe wynika głównie z tytułu niższych opłat za korzystanie ze środowiska oraz zobowiązań związanych z bieżącym zatrudnieniem, przy wzroście zobowiązań z tytułu podatku VAT i akcyzowego.

Wzrost bieżącej części oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu wynika z większego wykorzystania limitów kredytów w rachunkach bieżących spółek Grupy.

Wyższy poziom rezerw krótkoterminowych wynika głównie z utworzenia dodatkowych rezerw na zakup uprawnień do emisji CO₂. Wzrost ten częściowo został skompensowany zmniejszeniem rezerwy na prawa majątkowe.

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Stan środków pieniężnych na dzień 31 marca 2014 roku wyniósł 5.121 mln PLN i był wyższy niż na koniec analogicznego okresu 2013 roku o 596 mln PLN.

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2014 roku wyniosły 889 mln PLN w porównaniu do 1.377 mln PLN w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 31 marca 2013 roku.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2014 roku wyniosły 1.876 mln PLN w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 1.299 mln PLN za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2013 roku.

Na poziom **przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej** za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2014 roku wpływ miały przede wszystkim:

- wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych (-) 1.857 mln PLN;
- wydatki na nabycie pozostałych aktywów finansowych oraz zwiększenie udziału w spółkach GK (-) 49 mln PLN.

Dodatknie przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2014 roku wyniosły 160 mln PLN w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 343 mln PLN za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2013 roku.

Na poziom **środków pieniężnych z działalności finansowej** za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 marca 2014 roku główny wpływ miało dodatnie saldo wpływów i spłat z tytułu kredytów, emisji obligacji i leasingu finansowego.

2.5 Publikacja prognoz wyników finansowych

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

2.6 Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu bilansowym

2.6.1 Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

W dniu 28 lutego 2014 roku Przewodnicząca Rady Nadzorczej Małgorzata Dec złożyła rezygnację z pełnionej funkcji.

Tego samego dnia Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwały o ustaleniu liczby członków Rady Nadzorczej na dziewięć osób oraz powołaniu w skład Rady Nadzorczej następujących osób:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Barbara Dybek	Przewodnicząca Rady Nadzorczej, wybrana w dniu 28 lutego 2014 r.
Jarosław Gołębiowski	Członek Rady Nadzorczej, wybrany w dniu 28 lutego 2014 r.
Małgorzata Molas	Członek Rady Nadzorczej, wybrana w dniu 28 lutego 2014 r.
Krzysztof Trochimiuk	Członek Rady Nadzorczej, wybrany w dniu 28 lutego 2014 r.
Piotr Machnikowski	Członek Rady Nadzorczej, wybrany w dniu 28 lutego 2014 r.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Barbara Dybek	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Anna Kowalik	Sekretarz Rady Nadzorczej
Jacek Barylski	Członek Rady Nadzorczej
Małgorzata Mika – Bryska	Członek Rady Nadzorczej
Czesław Grzesiak	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Jarosław Gołębiowski	Członek Rady Nadzorczej
Małgorzata Molas	Członek Rady Nadzorczej
Krzysztof Trochimiuk	Członek Rady Nadzorczej
Piotr Machnikowski	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny

Zgodnie z uchwałami Rady Nadzorczej z dnia 12 marca 2014 roku zmienione zostały również składy Komitetów działających w ramach Rady Nadzorczej.

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 170/IX/2014, Komitet Audytu funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Jarosław Gołębiowski	Przewodniczący Komitetu
Barbara Dybek	Członek Komitetu
Krzysztof Trochimiuk	Członek Komitetu
Anna Kowalik	Członek Komitetu

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 171/IX/2014, Komitet Ładu Korporacyjnego funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Małgorzata Mika – Bryska	Przewodnicząca Komitetu
Piotr Machnikowski	Członek Komitetu
Jacek Barylski	Członek Komitetu
Czesław Grzesiak	Członek Komitetu

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 172/IX/2014, Komitet Strategii i Rozwoju funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Małgorzata Mika – Bryska	Przewodnicząca Komitetu
Jarosław Gołębiowski	Członek Komitetu
Czesław Grzesiak	Członek Komitetu
Małgorzata Molas	Członek Komitetu

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 173/IX/2014, Komitet Nominacji i Wynagrodzeń funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Jacek Barylski	Przewodniczący Komitetu
Czesław Grzesiak	Członek Komitetu
Krzysztof Trochimiuk	Członek Komitetu
Anna Kowalik	Członek Komitetu

2.6.2 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 („Wykonawca”). 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.

W I kwartale 2014 roku Wykonawca:

- kontynuował prace przygotowawcze w zakresie wykonania prac terenowych oraz mobilizacji niezbędnych zasobów;
- złożył wnioski o zatwierdzenie projektów robót geologicznych dla Fazy I prac terenowych;
- kontynuował prace w zakresie planowania badań hydrologicznych;
- uzyskał pozwolenie na budowę wieży meteorologicznej w lokalizacji Żarnowiec;
- zakończył analizę w sprawie wody chłodzącej dla obu lokalizacji.

W II kwartale planowane są prace z zakresie:

- opracowania i złożenia przez Wykonawcę Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia (KIP) oraz Matrycy wymagań i proponowanego zakresu Raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko;
- opracowania przez Wykonawcę Matrycy wymagań i proponowanego zakresu Raportu lokalizacyjnego i rozdziału Wstępnego Raportu Bezpieczeństwa;
- opracowania raportu przejściowego dotyczącego istniejących warunków środowiskowych w obu lokalizacjach;
- rozpoczęcia prac terenowych w zakresie Fazy I;
- rozpoczęcia monitoringu hydrologicznego oraz analiz w zakresie wad zasadniczych;
- instalacji wieży meteorologicznej w Żarnowcu oraz uzyskania pozwolenia dla wieży meteorologicznej w Choczewie.

Wybór inżyniera kontraktu

W dniu 17 lutego 2014 roku nastąpiło otwarcie ofert ostatecznych w postępowaniu na wybór inżyniera kontraktu. Oferty zostały złożone przez:

- Exelon Generation Company, LLC;
- Konsorcjum firm: URS Polska sp. z o.o. Tractebel Engineering S.A.;
- Konsorcjum firm: Mott MacDonald Limited, AF-Consult Ltd.;
- AMEC Nuclear UK Ltd.

Komisja przetargowa przystąpiła do badania i oceny złożonych ofert. Zakończenie postępowania i ogłoszenie wyniku planowane jest na III kwartał 2014 roku (przy założeniu braku odwołań).

Analizy sieciowe

Zgodnie z porozumieniem zawartym w dniu 28 listopada 2012 roku pomiędzy PSE S.A. i PGE Energia Jądrowa S.A., w ramach bieżącej współpracy stron przygotowano postępowanie przetargowe na wybór wykonawcy wariantowych analiz sieciowych, które zostało rozstrzygnięte w maju 2013 roku. Umowa z konsorcjum firm: PSE Innowacje sp. z o.o., Politechnika Lubelska, Politechnika Warszawska-Institut Elektroenergetyki oraz Biuro Studiów i Projektów Energetycznych Energoprojekt-Kraków S.A. została podpisana w dniu 9 lipca 2013 roku.

Zgodnie z zawartą umową, zakończono prace związane z realizacją pierwszego etapu prac, w trakcie którego przeanalizowano potrzeby w zakresie KSE dla bezpiecznego i niezawodnego wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej przyłączonej do stacji elektroenergetycznej Żarnowiec (lokalizacje Żarnowiec i Choczewo). Odbiór prac nastąpił 19 marca 2014 roku. Analizy przeprowadzono dla trzech wariantów technologii jądrowych. Analizowane technologie zostały tak wybrane, by obejmować pełne spektrum mocy reaktorów jądrowych. Wynikiem analiz jest określenie niezbędnych inwestycji zmierzających do wzmocnienia systemu przesyłowego wraz z szacunkowym określeniem kosztów.

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. Zakończenie tej fazy postępowania pozwoli na opracowanie pełnego podsumowania i podjęcie przez Zarządy PGE S.A. oraz PGE EJ1 sp. z o.o. decyzji odnośnie ostatecznego kształtu, zakresu, podejścia i formuły postępowania zintegrowanego.

Udział w pracach legislacyjnych

Uchwałą z dnia 28 stycznia 2014 roku Rada Ministrów przyjęła Program polskiej energetyki jądrowej („PPEJ”) przygotowany przez Ministra Gospodarki. PPEJ jest dokumentem rządowym, w którym zostały ustalone role oraz zakres odpowiedzialności instytucji odpowiedzialnych za wdrożenie programu energetyki jądrowej w Polsce, a także kwestie związane z zapewnieniem bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. PPEJ zawiera również uzasadnienie ekonomiczne wdrażania budowy energetyki jądrowej w Polsce i możliwości jego finansowania oraz sposoby postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi. W dokumencie tym na organizatora inwestycji w zakresie budowy pierwszych elektrowni jądrowych w Polsce została wyznaczona PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Natomiast działania operatorskie w pierwszych elektrowniach jądrowych będą prowadzone przez spółkę/spółki zależne od PGE.

W I kwartale 2014 roku w Sejmie RP prowadzone były prace legislacyjne nad rządowym projektem ustawy o zmianie ustawy - Prawo atomowe oraz niektórych innych ustaw. PGE EJ 1 sp. z o. o. brała udział w konsultacjach przedmiotowego projektu ustawy prowadzonych przez Rząd RP na etapie uzgodnień międzyresortowych. Projekt tej ustawy został opracowany w celu wdrożenia do prawa krajowego przepisów dyrektywy Rady 2011/70/EURATOM z dnia 19 lipca 2011 roku ustanawiającej ramy wspólnotowe w zakresie odpowiedzialnego i bezpiecznego gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi („Dyrektywa”). Dyrektywa ta nakłada na państwa członkowskie obowiązek wprowadzenia krajowych ram ustawodawczych, regulacyjnych i organizacyjnych zapewniających wysoki poziom bezpieczeństwa gospodarowania wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi. Dyrektywa utrwała zasadę, zgodnie z którą ostateczną odpowiedzialność za wypalone paliwo jądrowe i odpady promieniotwórcze ponosi państwo członkowskie, w którym zostały one wygenerowane. Ustawa ta została uchwalona przez Sejm RP w dniu 4 kwietnia 2014 roku i następnie została skierowana do Senatu RP.

Działania edukacyjno-informacyjne

W I kwartale 2014 roku prowadzono działania komunikacyjne skoncentrowane przede wszystkim na komunikowaniu lokalnej społeczności obecności na terenie potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowej wykonawcy badań lokalizacyjno-środowiskowych.

W tym celu, we wszystkich trzech gminach zorganizowano we współpracy z WorleyParsons wystawę planów badań lokalizacyjnych i środowiskowych.

Partnerstwo biznesowe

W dniu 28 stycznia 2014 roku Rada Ministrów przyjęła w drodze uchwały Program Polskiej Energetyki Jądrowej. Przyjęcie Programu było jednym z warunków zawieszających do zawarcia umowy współników przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Tauron Polska Energia S.A. oraz ENEA S.A. (dalej łącznie "Strony"). Drugim z warunków zawieszających jest uzyskanie wymaganego prawem pozytywnego stanowiska Prezesa UOKiK odnośnie zamiaru koncentracji.

Umowa współników została parafowana w dniu 23 września 2013 roku, w wyniku prac związanych z wypracowaniem projektu umowy nabycia udziałów w spółce celowej do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej. W ten sposób Strony zgodnie oświadczyły, że parafowany dokument stanowi projekt przyszłej umowy współników, która zostanie podpisana po uzyskaniu niezbędnych zgód korporacyjnych każdej ze Stron.

Umowa wspólników zobowiąże jej strony do zawarcia umowy nabycia udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., spółce celowej do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej. Zgodnie z zapisami umowy wspólników PGE S.A. sprzeda na rzecz pozostałych stron pakiet udziałów stanowiących łącznie 30% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o., w następstwie czego:

- PGE S.A. będzie posiadała 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o.;
- KGHM Polska Miedź S.A. będzie posiadała 10% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o.;
- Tauron Polska Energia S.A. będzie posiadał 10% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o.;
- ENEA S.A. będzie posiadała 10% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o.

2.6.3 Kwestie prawne

Informacja dotycząca wniesienia pozwu o stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE S.A. z dnia 6 lutego 2014 roku.

W dniu 1 kwietnia 2014 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesiony przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwał nr 1, 2 oraz 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 6 lutego 2014 roku.

Spółka wniosła odpowiedź na pozew.

2.6.4 Opis znaczących umów

Zawarcie umowy na ustanowienie przez PKO BP limitu gwarancyjnego dla PGE GiEK S.A. Spełnienie kryterium umowy znaczącej.

W dniu 20 stycznia 2014 roku PGE S.A. oraz PGE GiEK S.A. zawarły umowę ("Umowa") z Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski S.A. ("PKO BP"), której przedmiotem jest ustanowienie przez PKO BP limitu gwarancyjnego dla PGE GiEK S.A. do maksymalnej wysokości 2.548.607.358 PLN. Beneficjentem gwarancji będzie generalny wykonawca prac związanych z budową bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opole.

Przedmiotem Umowy jest udzielenie na zlecenie PGE GiEK S.A.:

- gwarancji zapłaty do maksymalnej wysokości 1.300.309.875 PLN (PGE GiEK S.A. zobowiązał się wobec generalnego wykonawcy bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole do dostarczenia gwarancji zapłaty stanowiących 15% całkowitej ceny budowy bloków – gwarancja PKO BP stanowi 75% zobowiązania, pozostała kwota gwarancji zapłaty została zapewniona poprzez zawarcie umów z innymi bankami);
- gwarancji zapłaty za roboty budowlane do 100% wysokości udzielonej linii gwarancyjnej.

Umowa obowiązuje przez okres 67 miesięcy od dnia jej zawarcia.

Umowa przewiduje zabezpieczenia w postaci:

- poręczenia przez PGE do 120 % aktualnej kwoty udzielonej gwarancji;
- oświadczenia o poddaniu się egzekucji PGE GiEK S.A. (do kwoty 120% limitu gwarancyjnego);
- oświadczenia o poddaniu się egzekucji PGE S.A. jako poręczyciela (do 120% aktualnej kwoty udzielonej gwarancji).

Umowa nie przewiduje kar umownych.

W okresie 12 miesięcy poprzedzających zawarcie tej Umowy PGE S.A. oraz spółki zależne z GK PGE, zawarły szereg umów z PKO BP, które łącznie spełniają kryterium umowy znaczącej. Łączna wartość wszystkich wspomnianych umów wyniosła ok. 3,1 mld PLN. Umowy zostały uznane za znaczące, ponieważ ich łączna wartość przekroczyła 10% kapitałów własnych Spółki.

2.6.5 Zawarcie umów o linie gwarancyjne, poręczeń i gwarancji dla Projektu Opole II

W dniu 20 stycznia 2014 roku zostały zawarte trzy umowy o linie gwarancyjne pomiędzy PGE GiEK S.A. a PGE S.A. i każdym z niżej wymienionych banków z osobna (łącznie „Banki” lub samodzielnie „Bank”):

- Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. z siedzibą w Warszawie;
- Bank Polska Kasa Opieki S.A. z siedzibą w Warszawie;
- BNP Paribas Bank Polska S.A. z siedzibą w Warszawie.

W ramach zawartych Umów o linie gwarancyjne zostały ustanowione trzy limity gwarancyjne na łączną wartość 3.398.143.144 PLN w ramach których będą udzielane na zlecenie PGE GiEK S.A. gwarancje bankowe na zabezpieczenie płatności. Beneficjentem gwarancji wystawianych na zlecenie PGE GiEK S.A. przez Banki będzie generalny wykonawca prac związanych z budową bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opole.

Tabela: Zawarte umowy o linie gwarancyjne dla Projektu Opole II

Bank	Data zawarcia umowy	Data zapadalności umowy	Dostępny limit gwarancyjny w PLN
Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A.	2014-01-20	2019-08-20	2.548.607.358
Bank Polska Kasa Opieki S.A.	2014-01-20	2019-08-20	424.767.893
BNP Paribas Bank Polska S.A.	2014-01-20	2019-08-20	424.767.893
RAZEM			3.398.143.144

Umowa przewiduje zabezpieczenie w postaci poręczenia przez PGE S.A. do 120% aktualnej kwoty udzielonej przez Banki gwarancji.

W związku z ustanowieniem od dnia 29 stycznia 2014 roku trzech gwarancji przez Banki na rzecz generalnego wykonawcy na łączną kwotę 1.733.746.500 PLN, PGE S.A. udzieliła poręczeń wystawionych gwarancji zapłaty zgodnie z warunkami przedstawionymi w tabeli poniżej.

Tabela: Udzielone poręczenia i gwarancje dla Projektu Opole II

Spółka	Rodzaj zabezpieczenia	Zobowiązanie, którego dotyczy zabezpieczenie	Nazwa podmiotu na rzecz którego udzielono poręczenie	Nazwa podmiotu za zobowiązania którego jest wystawione poręczenie	Data udzielenia	Okres obowiązywania poręczenia		Łączna kwota poręczonego instrumentu stan na 31.03.2014 r. w PLN	Wartość poręczenia stan na 31.03.2014 r. w PLN
						Początek	Koniec		
PGE S.A.	Poręczenie	gwarancja bankowa zapłaty	Bank Polska Kasa Opieki S.A.	PGE GiEK S.A.	2014-01-22	2014-01-29	2020-03-31	216.718.312,5	260.061.975
PGE S.A.	Poręczenie	gwarancja bankowa zapłaty	Powszechna Kasa Oszczędności i Bank Polski S.A.	PGE GiEK S.A.	2014-01-22	2014-01-29	2020-03-31	1.300.309.875,0	1.560.371.850
PGE S.A.	Poręczenie	gwarancja bankowa zapłaty	BNP Paribas Bank Polska S.A.	PGE GiEK S.A.	2014-01-22	2014-01-29	2020-03-31	216.718.312,5	260.061.975
								1.733.746.500,0	2.080.495.800

2.6.6 Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Jak opisano w poprzednich sprawozdaniach, niektórzy wytwórcy wchodzący obecnie w skład koncernu PGE GiEK S.A. otrzymali prawo do środków na pokrycie kosztów osieroconych (tzw. „rekompensat”) w myśl Ustawy 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 2008-2012. 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. W I kwartale 2014 roku nie zapadły żadne nowe rozstrzygnięcia w postępowaniach dotyczących odwołań od decyzji Prezesa URE dotyczących korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2008 - 2012.

Wpływ na sprawozdanie za I kwartał 2014 roku

W sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 31 marca 2014 roku Grupa ujęła w przychodach ze sprzedaży przychody z tytułu KDT w wysokości 131 mln PLN.

Wartość przedmiotu sporu we wszystkich sprawach dotyczących lat 2008 - 2012 wynosi 1.660 mln PLN, w tym wartość przedmiotu sporu z tytułu korzystnie rozstrzygniętych dla Grupy wyroków Sądu Apelacyjnego oraz korzystnego prawomocnego wyroku SOKiK w wysokości 742 mln PLN.

2.7 Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE

Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 31 marca 2014 roku:

Segment	Spółka	
ENERGETYKA KONWENCJONALNA	1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	
	2. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.	
ENERGETYKA ODNAWIALNA	3. PGE Energia Odnawialna S.A.	
	4. Bio-Energia S.A.	
	5. Pelplin sp. z o.o.	
	6. Żuromin sp. z o.o.	
	7. Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.	
	8. Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.	
	9. Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	
	10. Eolica Wojciechowo sp. z o.o.	
	11. PGE Energia Natury S.A.	
	12. PGE Energia Natury sp. z o.o.	
	13. PGE Energia Natury Karnice sp. z o.o.	
	14. PGE Energia Natury Bukowo sp. z o.o.	
	15. PGE Energia Natury Omikron sp. z o.o.	
	16. PGE Energia Natury Kappa sp. z o.o.	
	17. PGE Energia Natury PEW sp. z o.o.	
	18. EPW Energia Olecko sp. z o.o.	
	OBRÓT HURTOWY	19. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
		20. PGE Dom Maklerski S.A.
21. PGE Trading GmbH		
DYSTRYBUCJA	22. PGE Dystrybucja S.A.	
SPRZEDAŻ DETALICZNA	23. PGE Obrót S.A.	

2.7.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

2.7.1.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I kwartale 2014 roku

W I kwartale 2014 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 2014 roku PGE S.A. zmieniła swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 14 lutego 2014 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Dom Maklerski S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 16.500.000 PLN do kwoty 36.500.000 PLN, tj. o kwotę 20.000.000 PLN, poprzez emisję 20.000 nowych akcji imiennych w cenie nominalnej i emisyjnej 1.000 PLN każda akcja. Wszystkie akcje spółki w podwyższonym kapitale zakładowym objęła PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w zamian za wkład pieniężny. W dniu 16 kwietnia 2014 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.

- W okresie od 1 stycznia do 31 marca 2014 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych spółki PGE GiEK S.A., na podstawie umów sprzedaży akcji, łącznie 2.014.677 akcji spółki PGE GiEK S.A. (stanowiących 0,29% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.). Aktualnie PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiada łącznie 93,91% akcji w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

W I kwartale 2014 roku spółki z Grupy PGE zmieniły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

Przekształcenia spółek w segmencie Energetyka Odnawialna

W dniu 10 stycznia 2014 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki EPW Energia Olecko sp. z o.o. (PGE S.A. posiadała 81% udziałów a ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o. posiadała 19% udziałów w kapitale zakładowym) podjęło uchwałę w sprawie podziału spółki EPW Energia Olecko sp. z o.o. (podział przez wydzielenie) poprzez przeniesienie części majątku EPW Olecko sp. z o.o. stanowiącej zorganizowaną część przedsiębiorstwa funkcjonującą jako oddział pod firmą: EPW Energia Olecko sp. z o.o. Oddział w Kętrzynie na istniejącą spółkę, tj. EPW 1 sp. z o.o. z siedzibą w Pruszczu Gdańskim (spółka zależna od ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o. należącej do Grupy Kapitałowej ENERGA S.A.). W związku z podziałem przez wydzielenie kapitał zakładowy spółki został obniżony o kwotę 380.000 PLN, tj. z kwoty 2.000.000 PLN do kwoty 1.620.000 PLN, a liczba udziałów została obniżona o 380 udziałów, o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział, przysługujących wspólnikowi ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o., które podlegają wymianie na 250 nowych udziałów spółki EPW 1 sp. z o.o. w podwyższonym kapitale zakładowym tej spółki.

W dniu 7 lutego 2014 roku sąd zarejestrował obniżenie kapitału zakładowego EPW Energia Olecko sp. z o.o. oraz wpisał do rejestru informację o podziale przez wydzielenie.

W dniu 11 lutego 2014 roku sąd zarejestrował podwyższenie kapitału zakładowego spółki EPW 1 sp. z o.o., przejmującej część majątku spółki EPW Energia Olecko sp. z o.o., tym samym kończąc proces podziału spółki EPW Energia Olecko sp. z o.o. W wyniku opisanego powyżej podziału, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. stała się jedynym wspólnikiem spółki EPW Energia Olecko sp. z o.o.

W dniu 25 marca 2014 roku firma spółki EPW Energia Olecko sp. z o.o. została zmieniona na PGE Energia Natury Olecko sp. z o.o.

W dniu 10 stycznia 2014 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki EPW Energia sp. z o.o. (PGE S.A. posiadała 32,7% a ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o. posiadała 67,3% udziałów w kapitale zakładowym) podjęło uchwałę w sprawie podziału spółki EPW Energia sp. z o.o. (podział przez wydzielenie) poprzez przeniesienie dwóch części jej majątku, stanowiących zorganizowane części przedsiębiorstwa jako:

- oddziały pod firmą: EPW Energia sp. z o.o. Oddział „Kisielice/Malbork” Wrocław i EPW Energia sp. z o.o. Oddział „Galicja” Orzechowce na spółkę PGE Energia Natury sp. z o.o.
- oddział pod firmą: EPW Energia sp. z o.o. Oddział „Pipeline” Pruszcz Gdański na spółkę EPW Parsówek sp. z o.o. z siedzibą w Pruszczu Gdańskim (spółka zależna od ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o. należącej do Grupy Kapitałowej ENERGA S.A.).

W związku z podziałem, kapitał zakładowy spółki został obniżony o kwotę 337.174.000 PLN, tj. z kwoty 894.376.000 PLN do kwoty 557.202.000 PLN, a liczba udziałów została obniżona o 337.174 udziałów, o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział, przysługujących w liczbie 44.713 udziałów wspólnikowi ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o., które podlegają wymianie na 18.000 udziałów EPW Parsówek sp. z o.o. oraz w liczbie 292.461 udziałów spółki przysługujących wspólnikowi PGE S.A., które podlegają wymianie na 331.921 udziałów spółki PGE Energia Natury sp. z o.o.

W związku z powyższym w dniu 10 stycznia 2014 roku odbyły się również Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek EPW Parsówek sp. z o.o. oraz PGE Energia Natury sp. z o.o. w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tych spółek odpowiednio o 18.000.000 PLN oraz 331.921.000 PLN. Nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym spółki PGE Energia Natury sp. z o.o. zostały przyznane PGE S.A. a nowe udziały EPW Parsówek sp. z o.o. zostały przyznane ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o.

W dniu 4 lutego 2014 roku sąd zarejestrował podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej jedną część majątku spółki EPW Energia sp. z o.o., tj. spółki EPW Parsówek sp. z o.o.

W dniu 10 lutego 2014 roku sąd zarejestrował obniżenie kapitału zakładowego EPW Energia sp. z o.o. oraz wpisał do rejestru informację o podziale przez wydzielenie.

W dniu 28 lutego 2014 roku sąd zarejestrował podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej drugą część majątku spółki EPW Energia sp. z o.o., tj. spółki PGE Energia Natury sp. z o.o. Wpis do KRS dotyczący podwyższenia kapitału zakładowego zakończył proces podziału spółki EPW Energia sp. z o.o. W wyniku opisanego powyżej podziału, spółka ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o. stała się jedynym wspólnikiem spółki EPW Energia sp. z o.o.

Pozostałe zmiany

W dniu 14 października 2013 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki Niezależny Operator Międzystrefowy sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie obniżenia kapitału zakładowego spółki, w trybie umorzenia dobrowolnego za wynagrodzeniem przyznanym jednemu wspólnikowi, tj. spółce EXATEL S.A. Kapitał zakładowy został obniżony z kwoty 30.000.000 PLN do kwoty 22.500.000, tj. o kwotę 7.500.000 PLN, poprzez umorzenie 7.500 udziałów o wartości nominalnej 100 PLN każdy udział. W dniu 6 marca 2014 roku obniżenie kapitału zakładowego spółki zostało zarejestrowane w KRS.

W okresie od 1 stycznia do 31 marca 2014 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., w drodze przymusowego odkupu akcji na podstawie art. 418¹ § 4 Ksh, nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych łącznie 508.988 akcji własnych, stanowiących 0,07% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

W I kwartale 2014 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała działalności w żadnym istotnym obszarze.

2.7.1.2 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej po dniu bilansowym

W dniu 19 marca 2014 roku w Sundsvall (Szwecja) pomiędzy spółkami Bolagsrätt Sundsvall AB oraz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zawarta została umowa sprzedaży akcji spółki Goldcup 5812 AB (publ.) z siedzibą w Sztokholmie (Szwecja). Na podstawie zawartej umowy sprzedaży akcji, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła 500.000 akcji spółki Goldcup 5812 AB (publ.), stanowiących 100% w jej kapitale zakładowym. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. dokonała zapłaty za akcje w dniu 8 kwietnia 2014 roku. Aktualnie firma spółki Goldcup 5812 AB (publ.) brzmi następująco: PGE Sweden AB (publ.).

W dniu 10 kwietnia 2014 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedyne go wspólnika, tj. spółkę PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., do wniesienia dopłat do udziałów w wysokości 15.000.000 PLN co stanowi 20,55% wartości nominalnej posiadanych przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. udziałów w spółce. Dopłata została wniesiona do spółki w dniu 11 kwietnia 2014 roku.

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

Zgodnie z informacjami posiadanymi przez Spółkę*, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów jest Skarb Państwa, który posiada 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%

*Zgodnie z zawiadomieniem Ministra Skarbu Państwa z dnia 1 marca 2012 roku, o którym PGE informowała raportem bieżącym nr 7/2012 z 1 marca 2012 roku

4 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 2013 rok posiadały następującą liczbę akcji:

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu rocznego (tj. 14.03.2014 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (PLN)
Zarząd	350	bez zmian	350	3.500
Grzegorz Krystek	350	bez zmian	350	3.500
Rada Nadzorcza	873	bez zmian	873	8.730
Krzysztof Trochimiuk	873	bez zmian	873	8.730

Pozostali członkowie Zarządu Spółki oraz Rady Nadzorczej nie posiadali akcji.

5 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 2.7.1. niniejszego sprawozdania.

6 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 2014 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.

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

Na dzień 31 marca 2014 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 i pierwsze dwa miesiące 2009 roku. Łączna wysokość nadpłaty podlegającej zwrotowi na rzecz spółek z Grupy PGE może wynieść około 3,4 mld PLN, przy czym kwota ta nie zawiera odsetek (spółkom wytwórczym należą się odsetki od nadpłaconego podatku akcyzowego liczone od dnia uiszczenia nienależnego podatku). Podmioty z Grupy PGE są przekonane o zasadności roszczenia, tym niemniej biorąc pod uwagę dotychczasową praktykę organów skarbowych oraz wyroki sądowe, zwrot nadpłaconego podatku akcyzowego należy uznać za mało prawdopodobny. Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie nr 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

8 Oświadczenia Zarządu

8.1 Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

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

Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zawiera prawdziwy obraz rozwoju i osiągnięć oraz sytuacji Grupy Kapitałowej.

8.2 Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

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

Warszawa, 13 maja 2014 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Marek Woszczyk
Prezes Zarządu

Jacek Drozd
Wiceprezes Zarządu

Grzegorz Krystek
Wiceprezes Zarządu

Dariusz Marzec
Wiceprezes Zarządu