

**Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za okres 6 miesięcy**

zakończony dnia 30 czerwca 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 | 9 |
| 2.1 | Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki | 9 |
| 2.2 | Kluczowe wielkości operacyjne GK PGE | 21 |
| 2.3 | Segmenty działalności | 23 |
| 2.4 | Wyniki finansowe GK PGE | 34 |
| 2.5 | Publikacja prognoz wyników finansowych | 39 |
| 2.6 | Rating | 39 |
| 3 | Ryzyka i zagrożenia Grupy Kapitałowej PGE | 40 |
| 3.1 | Czynniki ryzyka związane z otoczeniem rynkowym oraz ogólną sytuacją makroekonomiczną w kraju i na świecie | 40 |
| 3.2 | Czynniki ryzyka związane z otoczeniem regulacyjno-prawnym | 41 |
| 3.3 | Czynniki ryzyka związane z działalnością operacyjną Grupy Kapitałowej PGE | 45 |
| 3.4 | Ryzyka finansowe i rynkowe | 48 |
| 4 | Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu bilansowym | 51 |
| 4.1 | Zmiany w składzie Rady Nadzorczej | 51 |
| 4.2 | Ustanowienie programu emisji euroobligacji | 52 |
| 4.3 | Działania związane z energetyką jądrową | 52 |
| 4.4 | Kwestie prawne | 55 |
| 4.5 | Opis znaczących umów | 55 |
| 4.6 | Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT | 58 |
| 4.7 | Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE | 59 |
| 5 | Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki na dzień przekazania raportu półrocznego | 63 |
| 6 | Zestawienie stanu posiadania akcji Spółki lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania raportu półrocznego | 63 |
| 7 | Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych | 64 |
| 8 | 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 | 64 |
| 9 | Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej | 64 |
| 10 | Oświadczenia Zarządu | 65 |
| 10.1 | Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego | 65 |
| 10.2 | Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego | 65 |


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”).

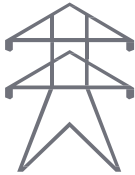
1.1 Opis działalności Grupy Kapitałowej

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 polskiej elektrowni jądrowej oraz spółka organizująca pozyskiwanie finansowania na rzecz Grupy.

Dodatkowo w ramach Grupy działają spółki świadczące usługi informatyczne i telekomunikacyjne oraz usługi pomocnicze na rzecz spółek z sektora energetycznego i górnictwa, 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 ciepła oraz taryfy na dystrybucję energii elektrycznej;
- Rynki powiązane:
 - ceny praw majątkowych (świadczeń pochodzenia energii elektrycznej);
 - dostępność i ceny paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła, w szczególności ceny węgla kamiennego, gazu ziemnego oraz biomasy, a także koszty transportu paliw do jednostek wytwórczych;
 - ceny uprawnień do emisji CO₂;
- Infrastruktura energetyczna:
 - dostępność transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych;
 - przyrost mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym w obszarze odnawialnych źródeł energii oraz kogeneracji;
 - rozwój i modernizacja sieci energetycznych;
- Otoczenie makroekonomiczne:
 - dynamika PKB, a w szczególności produkcja przemysłowa;
 - stopy procentowe oraz kursy walutowe, których wartość ma wpływ na wycenę wykazywanych przez Grupę aktywów i zobowiązań;
- Realizacja projektów efektywnościowych i inwestycyjnych w ramach GK PGE.

OTOCZENIE REGULACYJNE

- Krajowe:
 - stopień realizacji oraz ewentualne zmiany polityki energetycznej państwa;
 - zmiany w zakresie usług systemowych takie jak:
 - planowana modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy;
 - uruchomienie usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej;
 - uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania;
 - nowelizacja ustawy Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie optymalizacji systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii i systemu wsparcia kogeneracji oraz innych ustaw;
 - 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 o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Ustawa 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 lata 2009 i 2010 oraz korekt rocznych kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2009-2012;

- kwestia wdrożenia dyrektywy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych do krajowego porządku prawnego – m.in. derogacje CO₂. Obecnie proces pozyskiwania darmowych przydziałów w zamian za realizację inwestycji w Krajowym Planie Inwestycyjnym działa bez jednoznacznej podstawy prawnej.
- kwestia wdrożenia dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej („EED”) do krajowego porządku prawnego;
- możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych, podatkowych lub innych zobowiązań warunkowych, z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie nr 21 skonsolidowanego sprawozdania finansowego;
- Zagraniczne:
 - regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego 2030 – w tym, zaproponowane w styczniu 2014 roku, propozycje Komisji Europejskiej dotyczące ustalenia 40% celu redukcji emisji CO₂, 27% celu udziału OZE, propozycja Mechanizmu Rezerwy Stabilizacyjnej mająca na celu zwiększenie cen CO₂;
 - proces rewizji BAT (najlepszych dostępnych technik) – niepewność w zakresie przyszłego poziomu norm emisji SO₂, NO_x, pyłów oraz nowych zanieczyszczeń (w tym rtęci) od 2020 roku;
 - projekt Dyrektywy w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza (tzw. Dyrektywa NEC) i jego wpływ na sektor elektroenergetyczny;
 - prace nad przyłączeniem Polski do mechanizmu market coupling (łączenia rynków).

1.3 Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 - 2020

W odpowiedzi na zachodzące zmiany na rynku energii oraz w celu większego wykorzystania silnych stron Grupy PGE, przyjęto nową Strategię GK PGE na lata 2014-2020. Przyjęcie strategii poprzedziło opracowanie szerokiego zakresu możliwych scenariuszy rozwoju rynku. W trakcie tych prac dokonano również przeglądu portfela inwestycyjnego spółki w celu wypracowania rozwiązań umożliwiających maksymalizację wartości Grupy dla akcjonariuszy.

Strategia GK PGE została opracowana z uwzględnieniem istotnych zmian w otoczeniu biznesowym Grupy PGE, obserwowanych trendów na rynku energii oraz w oparciu o kluczowe kompetencje i przewagi konkurencyjne Grupy:

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

Aspiracjami finansowymi Grupy PGE wynikającymi z nowej strategii są:

- 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 (badania i rozwój) w latach 2015-2020.

Strategicznym celem Grupy PGE jest budowa wartości dla akcjonariuszy w długim terminie. Jego osiągnięcie będzie możliwe dzięki realizacji przyjętych aspiracji strategicznych:

- wiodący wytwórca energii elektrycznej w Polsce - wzmocnienie pozycji lidera w wytwarzaniu energii elektrycznej z najbardziej efektywnym, zdywersyfikowanym portfelem aktywów zapewniającym długoterminową przewagę konkurencyjną;
- preferowany i niezawodny dostawca energii elektrycznej - niezawodność dostaw oraz optymalny proces sprzedaży i obsługi klienta;

- najbardziej efektywna grupa energetyczna w Polsce - poprawa efektywności działania Grupy w kluczowych obszarach w oparciu o najlepsze branżowe standardy;
- grupa aktywnie rozwijająca nowe obszary biznesu - aktywne działania w celu identyfikacji i realizacji nowych inicjatyw rozwojowych ukierunkowanych na budowę wartości Grupy;
- innowacyjność - ciągła analiza otoczenia rynkowego, identyfikacja i wykorzystanie innowacyjnych rozwiązań do budowy wartości Grupy i osiągnięcia jej celów strategicznych.



Wiodący wytwórca energii elektrycznej w Polsce

W celu wzmocnienia pozycji lidera w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce, Grupa PGE planuje w latach 2014-2020 przeznaczyć około 34 mld PLN na odtworzenie, modernizację i budowę nowych aktywów wytwórczych. Kwota ta uwzględnia wydatki modernizacyjno-odtworzeniowe w odniesieniu do istniejących aktywów w wysokości około 16,3 mld PLN oraz nakłady inwestycyjne na budowę nowych mocy wytwórczych w wysokości około 15,2 mld PLN. Grupa PGE planuje ponadto przeznaczyć 1,7 mld PLN na budowę nowych mocy OZE oraz 0,7 mld PLN na przygotowanie uruchomienia programu jądrowego do 2016 roku.

Kluczowe działania w tym zakresie to:

- Modernizacje oraz budowa nowych wysokosprawnych jednostek konwencjonalnych w oparciu o krajowe zasoby energetyczne. Do 2019 roku PGE odda do użytku dwa nowe wysokosprawne bloki węglowe w Elektrowni Opole oraz blok na węgiel brunatny w Turowie o łącznej mocy około 2.290 MW.
- Rozwój kogeneracji w powiązaniu z długoterminowym systemem wsparcia. Aktualnie Grupa PGE posiada 187 MWe mocy kogeneracyjnych w budowie. Kolejne 1.100 MWe stanowią projekty w przygotowaniu, których realizacja jest uzależniona od wdrożenia długoterminowego systemu wsparcia.

- Dywersyfikacja portfela wytwórczego poprzez realizację inwestycji zeroemisyjnych (EJ, OZE) w modelach biznesowych zapewniających ich ekonomiczną przewidywalność. Grupa PGE zamierza kontynuować projekt budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz rozwijać nowe moce w lądowych farmach wiatrowych. 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.
- Utrzymanie pozycji wiodącego operatora aktywów regulacyjnych. PGE rozbudowuje i modernizuje aktywa regulacyjne, aby w pełni wykorzystywać ich potencjał we współpracy ze spółką Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („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.
- Zabezpieczenie bazy surowcowej energetyki konwencjonalnej 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.

Preferowany i niezawodny dostawca energii

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. W szczególności obejmuje to:

- w segmencie klientów korporacyjnych - Grupa PGE zamierza skoncentrować się na efektywnym zarządzaniu marżą na poziomie Grupy oraz na zapewnieniu optymalnego zakontraktowania jednostek wytwórczych GK PGE;
- w segmencie SME (małych i średnich przedsiębiorstw) - Grupa PGE będzie koncentrować się na utrzymaniu klientów historycznych przy zachowaniu poziomu marżowości oraz pozyskiwaniu klientów poprzez poprawę jakości obsługi i poszerzenie oferty produktowej;
- w segmencie gospodarstw domowych - Grupa PGE zamierza pozyskiwać nowych klientów, poszerzać ofertę produktową, dążyć do obniżenia kosztów obsługi i sprzedaży oraz zbudować nowoczesne narzędzia IT wspierające proces sprzedaży.

W segmencie dystrybucji PGE będzie koncentrować się na zapewnieniu niezawodności dostaw poprzez efektywność operacyjną i inwestycyjną. Celem PGE jest poprawa niezawodności sieci, mierzona wskaźnikiem SAIDI¹, o 50% do 2020 roku. Będzie on osiągany poprzez ukierunkowanie nakładów inwestycyjnych na projekty ograniczające w największym stopniu poziom niedostarczonej energii oraz efektywność operacyjną. Łączne nakłady inwestycyjne w segmencie dystrybucji wyniosą ok. 12,3 mld PLN w latach 2014-2020.

¹ SAIDI - System Average Interruption Duration Index - utracone minuty; nieplanowane przerwy w dostawach prądu (wyłączając zdarzenia katastroficzne)

Najbardziej efektywna grupa energetyczna w Polsce

Celem PGE jest również pozycja najbardziej efektywnej grupy energetycznej w Polsce. Obejmuje to poprawę efektywności operacyjnej, dialog z interesariuszami w zakresie otoczenia regulacyjnego oraz wdrożenie najlepszych praktyk w obszarze zarządzania korporacyjnego. Kluczowe działania w tym obszarze to:

- Restrukturyzacja organizacji pozwalająca ograniczać koszty i zwiększać przychody. 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.
- Aktywny dialog z interesariuszami w zakresie otoczenia regulacyjnego. W szczególności Grupa PGE będzie dążyć do zagwarantowania ekonomicznej przewidywalności projektów inwestycyjnych oraz do budowy porozumienia z kluczowymi interesariuszami mającymi wpływ na kształtowanie otoczenia regulacyjnego w Polsce i na poziomie Unii Europejskiej.
- Wdrożenie najlepszych praktyk w obszarze zarządzania korporacyjnego. Dotyczy to obszarów zarządzania zasobami ludzkimi, wsparcia decyzji biznesowych i zarządzania efektywnością, a także optymalizacji i standaryzacji funkcji wsparcia.

Grupa aktywnie rozwijająca nowe obszary biznesu

PGE będzie aktywnie poszukiwać i rozwijać nowe produkty i nowe obszary biznesu. Wstępnie zidentyfikowane kierunki rozwoju to oferta dual fuel (zakup energii elektrycznej i gazu od jednego sprzedawcy), rozwój nowoczesnej infrastruktury energetycznej (infrastruktura dla e-mobility, zarządzanie generacją rozproszoną i magazynowaniem energii oraz elektryfikacja ogrzewania).

Innowacyjność

Oprócz wstępnie zidentyfikowanych kierunków rozwoju PGE będzie na bieżąco analizować otoczenie rynkowe w celu identyfikacji i wykorzystania innowacyjnych rozwiązań do osiągnięcia 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.

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 półroczu 2014 roku sytuacja makroekonomiczna była bardziej korzystna w porównaniu do tego samego okresu poprzedniego roku. Produkcja sprzedana przemysłu wzrosła w ujęciu rocznym o 4,3%. Sprzedaż detaliczna w I półroczu 2014 roku wzrosła średnio o 4,7% w stosunku do analogicznego okresu 2013 roku.

Produkcja przemysłowa wykazywała relatywnie większą dynamikę w I kwartale, natomiast w II kwartale można było zaobserwować spowolnienie wzrostu. Dynamika produkcji była zróżnicowana w poszczególnych działach przemysłu. W I półroczu 2014 roku segment przetwórstwa przemysłowego odnotował wzrost na poziomie 6,0% rok do roku (r/r), ujemna dynamika produkcji utrzymuje się w górnictwie (-)6,5% i wydobywaniu oraz wytwarzaniu i zaopatrywaniu w energię elektryczną, gaz i ciepło (-)5,7%.

Wskaźniki ogólnego klimatu w przetwórstwie przemysłowym i handlu mierzone przez Główny Urząd Statystyczny w czerwcu 2014 roku wyniosły odpowiednio 7,0 oraz 1,0 pkt wobec odpowiednio (-)4,0 oraz (-)9,0 pkt w czerwcu 2013 roku. W przetwórstwie przemysłowym dominują pozytywne oceny bieżącego portfela zamówień, lecz zauważalny jest wolniejszy wzrost zamówień krajowych oraz spadek zamówień eksportowych.

Według szacunków GUS dynamika polskiego PKB w cenach stałych w I kwartale 2014 roku wyniosła 3,4%, tj. powyżej oczekiwanego wcześniej przez Ministerstwo Gospodarki wzrostu na poziomie 3,1-3,2% oraz wyraźnie powyżej wzrostu o 0,4% w I kwartale 2013 roku. W II kwartale 2014 roku dynamika PKB wyniosła 3,2% w ujęciu rocznym, podczas gdy ekonomiści ankietowani przez PAP spodziewali się wzrostu na poziomie 3,3%. W raporcie o inflacji z lipca 2014 roku Narodowy Bank Polski prognozuje, że w tym i przyszłym roku polska gospodarka będzie się rozwijać w tempie 3,6%, a w 2016 roku PKB wzrośnie o 3,5%.

Pomimo znaczącej poprawy sytuacji gospodarczej zużycie energii elektrycznej brutto w I półroczu 2014 roku spadło o 0,32% w porównaniu do analogicznego okresu 2013 roku. Jest to efekt łagodnych warunków atmosferycznych w okresie zimowym, w szczególności wyraźnie wyższych średnich dobowych temperatur. Odnotowano również spadek krajowej produkcji energii elektrycznej o 4,7% oraz ponad dwukrotny wzrost importu energii elektrycznej skutkujący zmianą salda wymiany transgranicznej z eksportu netto 2,34 TWh w I półroczu 2013 roku do importu netto 1,23 TWh w analogicznym okresie 2014 roku.

Od października 2013 roku utrzymuje się ujemna dynamika cen produkcji sprzedanej przemysłu. W I półroczu 2014 roku poziom cen w przemyśle spadł o 1,2% w ujęciu rocznym. Podobnie jak w poprzednich 5 miesiącach najsilniejszy spadek cen (-7,6% r/r) w okresie styczeń-czerwiec odnotowano w segmencie górnictwa i wydobywania. Wzrost cen o 0,9% odnotowano natomiast w segmencie wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz i ciepło.

W I półroczu 2014 roku wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych wyniósł 0,4% i był wolniejszy niż w 2013 roku oraz daleki od celu inflacyjnego NBP. Na niski poziom inflacji wpływa spadek średniego poziomu cen w zakresie edukacji (-)6,2%, łączności (-)2,2%, transportu (-)1,5%, odzieży i obuwia (-)4,6% oraz nośników energii (-)0,2%.

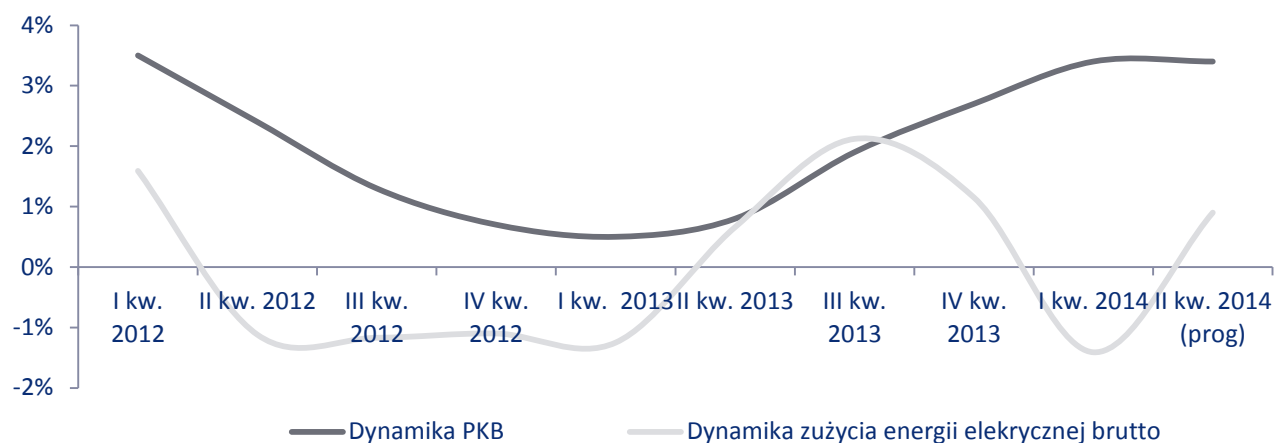
Długotrwałe utrzymywanie się inflacji poniżej celu inflacyjnego NBP wpływa na decyzje podejmowane przez Radę Polityki Pieniężnej w zakresie stóp procentowych. W połączeniu z gorszymi od oczekiwań odczytami danych makroekonomicznych pojawia się presja na dalsze luzowanie polityki pieniężnej. Rada Polityki Pieniężnej utrzymuje referencyjną stopę procentową na historycznie niskim poziomie 2,5% od lipca 2013 roku.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

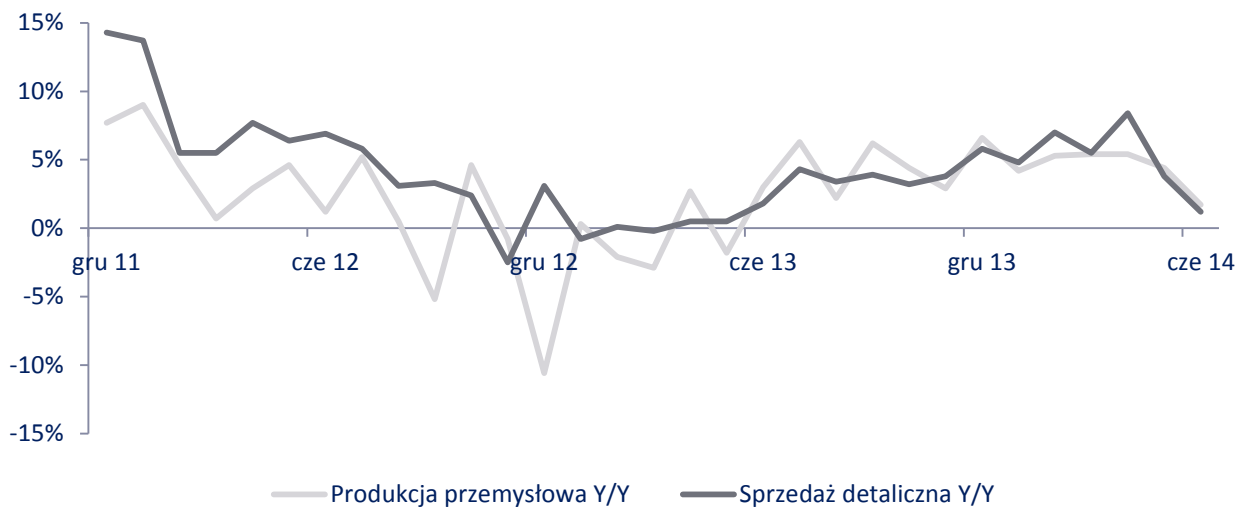
| Kluczowe wskaźniki | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 |
|--|-----------------|-----------------|
| Wskaźnik cen konsumpcyjnych (zmiana % r/r) ¹ | 0,40 | 0,90 |
| Wskaźnik cen produkcji sprzedanej (zmiana % r/r) ¹ | -1,20 | -1,40 |
| Produkcja sprzedana przemysłu (zmiana % r/r) ¹ | 4,30 | -0,40 |
| Produkcja sprzedana – energetyka (zmiana % r/r) ² | -5,70 | -0,40 |
| Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (zmiana % r/r) ³ | -0,32 | -0,36 |
| Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ³ | 78,49 | 78,74 |
| Wskaźnik PMI dla polskiego przemysłu (pkt, średnio w półroczu) ⁴ | 52,70 | 48,28 |

Źródło: ¹ Główny Urząd Statystyczny, ² Główny Urząd Statystyczny - Sektor wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę, ³ PSE S.A., ⁴ HSBC, Markit Economics

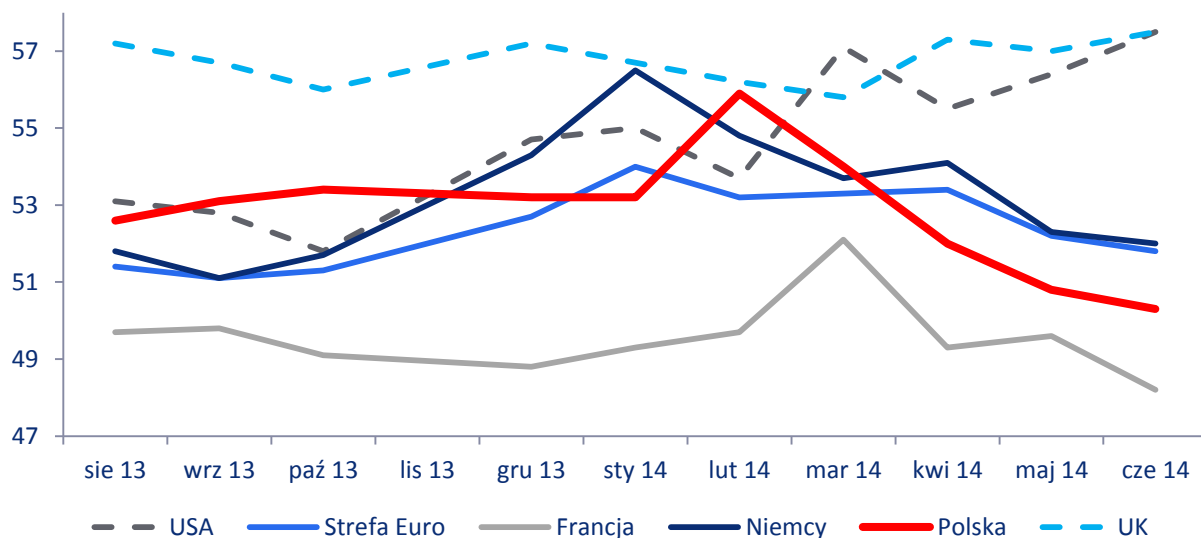
Rysunek: Dynamika zmian Produktu Krajowego Brutto („PKB”) oraz zużycia energii elektrycznej brutto.



Rysunek: Dynamika r/r produkcji przemysłowej i sprzedaży detalicznej w Polsce



Rysunek: Wskaźnik PMI dla przemysłu w poszczególnych państwach (w pkt)

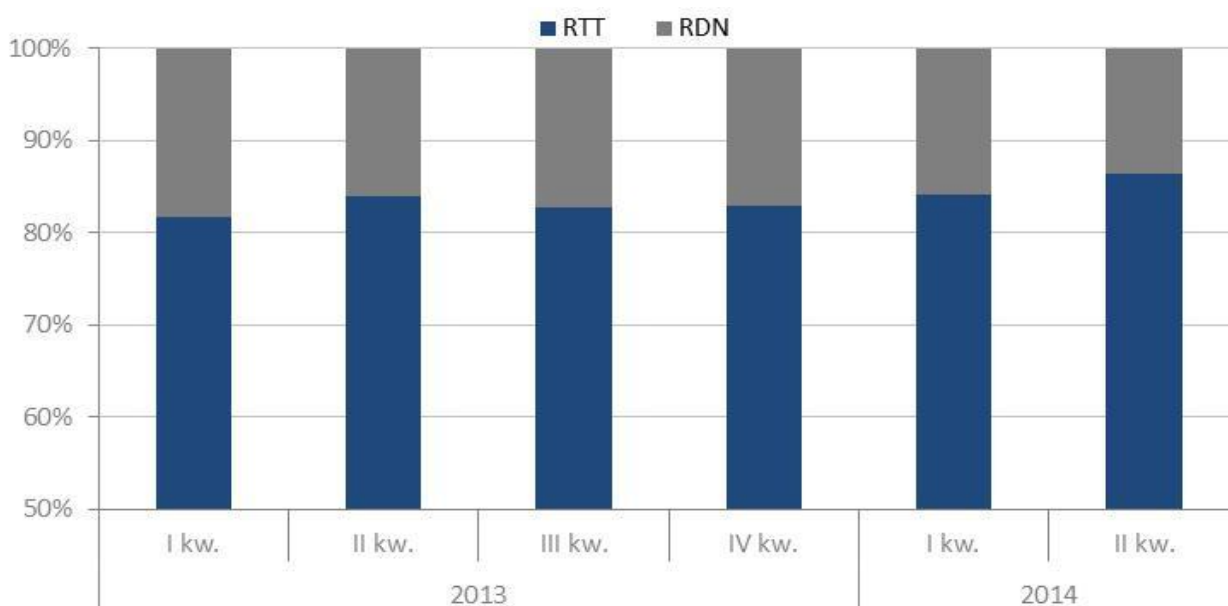


2.1.2 Ceny energii elektrycznej

RYNEK KRAJOWY - OBROTY

Na Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. w I półroczu 2014 roku płynność rynku zwiększyła się o 15% w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego. Tendencja ta utrzymywała się na niezmiennym niemal poziomie zarówno dla I jak i II kwartału. Łączny wolumen obrotu na Rynku Dnia Następnego wyniósł 12,16 TWh. Podobnie kształtowała się sytuacja na Rynku Transakcji Terminowych, a łączny wolumen obrotu w I połowie 2014 roku wzrósł o 34% osiągając 82,60 TWh. Oznacza to, że obrót na Towarowej Giełdzie Energii przekracza poziom krajowego zużycia energii elektrycznej wynoszącego narastająco od stycznia do czerwca 2014 roku 78,49 TWh (wg Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A.). Nadwyżka wolumenu obrotu nad krajowym zużyciem energii elektrycznej wskazuje na coraz większy obrót spekulacyjny, który pozytywnie wpływa na płynność rynku.

Rysunek: Kwartalna relacja obrotu na Rynku Dnia Następnego (RDN) do obrotu na Rynku Transakcji Terminowych (RTT) w latach 2013-2014.

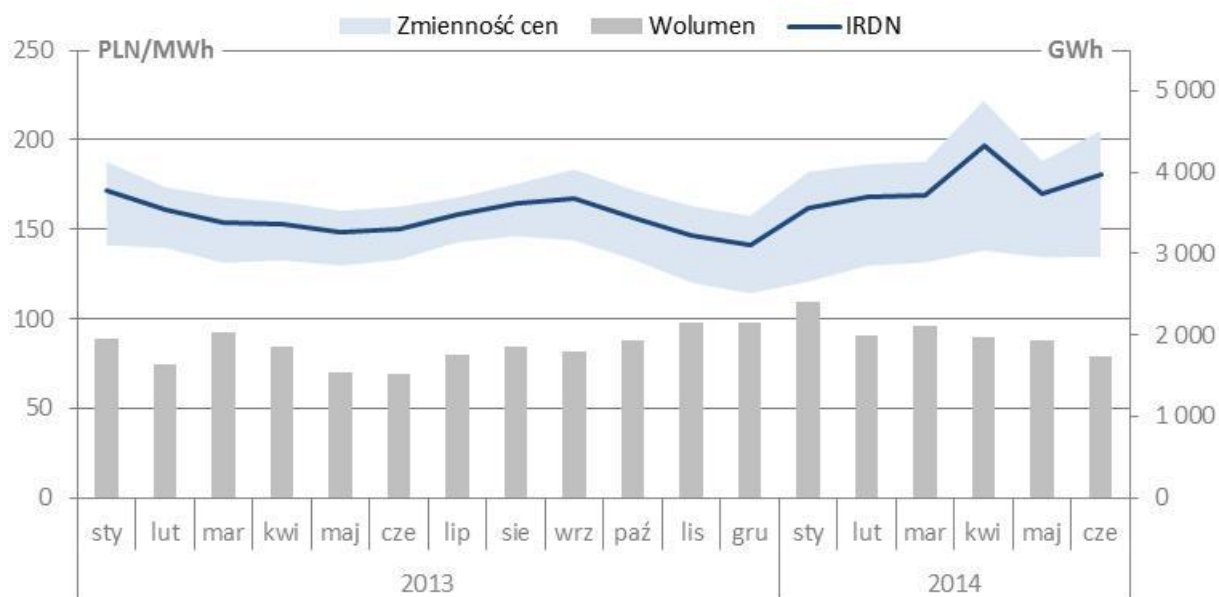


RYNEK KRAJOWY - CENY

Rynek Dnia Następnego

W I półroczu 2014 roku ceny na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii wykazywały tendencję wzrostową, natomiast w I połowie 2013 roku, ceny kontynuowały wielomiesięczne spadki (zapoczątkowane na przełomie kwietnia i maja 2012 roku) osiągając minima w II kwartale 2013 roku. Średnia cena na Rynku Dnia Następnego (indeks IRDN) w I półroczu 2014 roku wynosiła 174,11 PLN/MWh wobec 156,70 PLN/MWh w analogicznym okresie 2013 roku, co oznacza wzrost o ponad 11%. W I kwartale 2014 i 2013 roku ceny były na zbliżonym poziomie (+3% w ujęciu rok do roku), jednakże II kwartał 2014 roku był już wyceniany zdecydowanie wyżej (+21% w ujęciu rok do roku). W kwietniu 2014 roku nastąpił dynamiczny wzrost notowań indeksu IRDN, podczas gdy II kwartał 2013 roku był historycznie jednym z najniższych pod względem poziomu cen. W I półroczu 2014 roku zaobserwowano nie tylko wzrost cen w godzinach szczytowych (indeks sIRDN wzrósł o 14% w ujęciu rok do roku), ale także spadek w godzinach poza szczytowych (indeks offIRDN spadł o ponad 1% rok do roku). Wskazuje to na powiększającą się amplitudę wahań cen - indeks sIRDN stanowi 146% indeksu offIRDN, podczas gdy rok wcześniej stanowił 126%.

Rysunek: Miesięczne notowania oraz zmienność cen na Rynku Dnia Następnego w latach 2013–2014 (TGE)*.



* Średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej (IRDN) oraz rozpiętość cen (SIRDN, offIRDN)

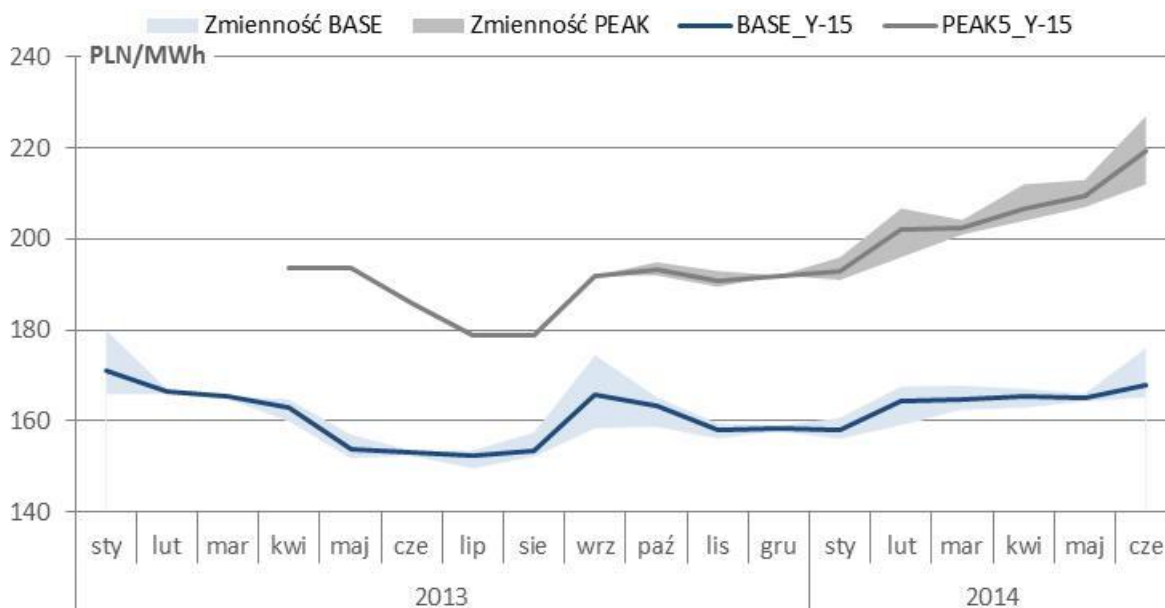
Na wysokość cen na Rynku Dnia Następnego w Polsce w I połowie 2014 roku główny wpływ miała zmiana sposobu wynagrodzenia Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGwa) w ramach regulacyjnej usługi systemowej operacyjnej rezerwy mocy.

Rynek Terminowy

I półrocze 2014 roku upłynęło na rynku terminowym pod znakiem wzrostów zarówno kontraktów BASE, jak i PEAK. Na wzrost cen wpływ miała nowelizacja Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych, w części Bilansowanie Systemu i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi, aktualizująca sposób funkcjonowania usługi operacyjnej rezerwy mocy. Ponadto, pozytywne informacje płynące z polskiej gospodarki, zwłaszcza rosnąca dynamika wzrostu produktu krajowego brutto oraz produkcji przemysłowej wspierały kontynuację rosnącego trendu cenowego na rynku terminowym.

Wycena instrumentu terminowego typu pasmo roczne na 2015 rok (BASE_Y-15) osiągnęła w II kwartale 2014 roku średnią cenę na poziomie 166,31 PLN/MWh, co oznacza ponad 2% wzrost w stosunku do poprzedniego kwartału oraz ponad 5% w odniesieniu do II kwartału 2013 roku. Produkt typu PEAK5_Y-15 był notowany w II kwartale 2014 roku średnio po 213,65 PLN/MWh, co oznacza, że w ciągu sześciu miesięcy tego roku jego cena wzrosła o 6%, a w stosunku do drugiego kwartału 2013 roku - o 11%.

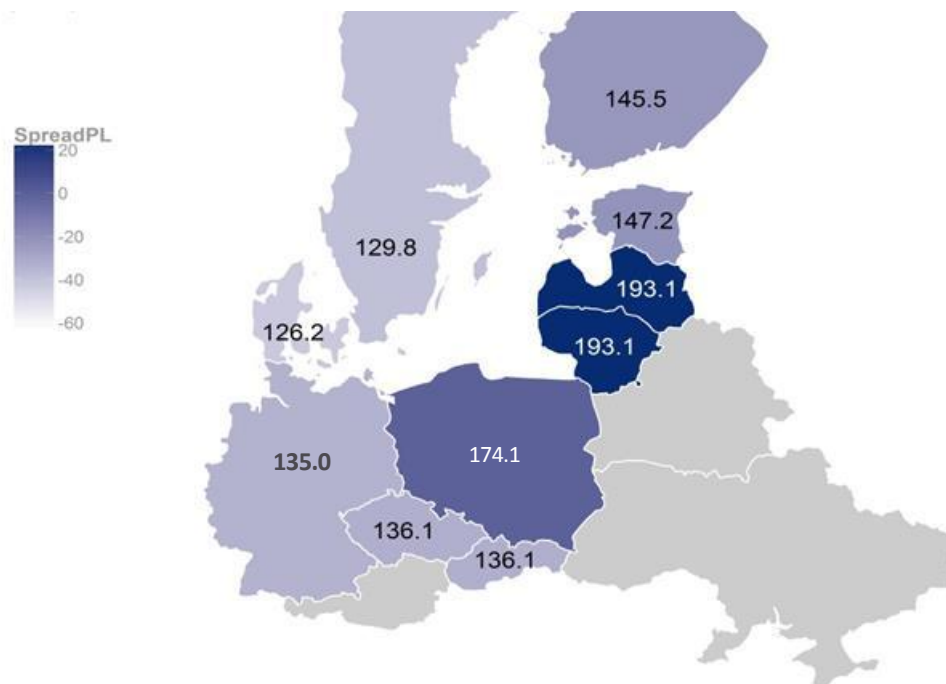
Rysunek: Miesięczne notowania oraz zmienność cen na Rynku Transakcji Terminowych w latach 2013–2014 (TGE).



RYNEK MIĘDZYNARODOWY

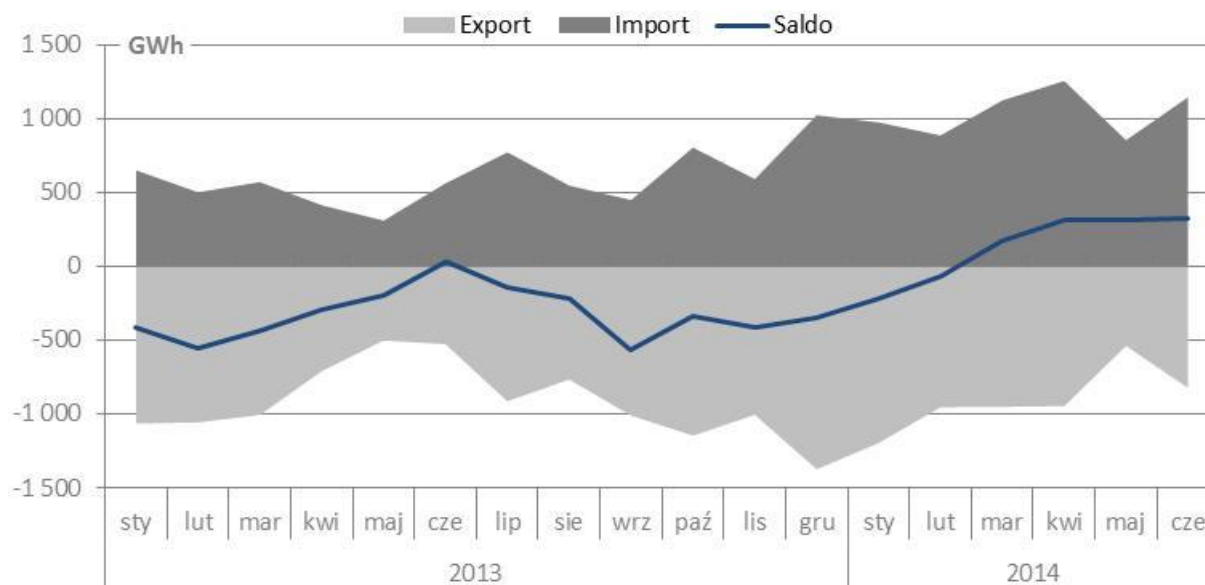
W I półroczu 2014 roku nie została utrzymana tendencja z poprzednich lat, kiedy to ceny na rynku polskim znajdowały się poniżej wartości notowanych na rynkach szwedzkim, niemieckim, czeskim i słowackim. W I połowie 2014 roku średnia cena na rynku niemieckim spadła o niemal 14% w porównaniu do I połowy 2013 roku. Niemal identyczny spadek cen odnotowano na rynku skandynawskim. W Polsce natomiast, w pierwszych dwóch kwartałach 2014 roku średnie ceny na Rynku Dnia Następnego znajdowały się na poziomie wyższym niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wzrost średniej ceny przy silnych spadkach na rynkach zagranicznych doprowadził do sytuacji, w której rynek polski jest najdroższym spośród wcześniej wymienionych. Przyczyniło się to do zmiany salda wymiany zagranicznej na ujemne.

Rysunek: Porównanie średnich cen na rynku polskim oraz rynkach europejskich w I półroczu 2014 roku.



W I połowie 2014 roku sytuacja w zakresie fizycznych przepływów mocy uległa znaczącej zmianie. W związku z niższymi cenami energii elektrycznej na rynkach ościennych Polska stała się importerem energii netto. Zanotowano zdecydowany wzrost importu (+107%) przy niewielkim wzroście eksportu (+11%). Na poszczególnych przekrojach handlowych sytuacja nie uległa większym zmianom – największymi importerami są niezmiennie Niemcy oraz Szwecja natomiast eksport odbywa się głównie do Czech oraz Słowacji.

Rysunek: Miesięczny import, eksport oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2013-2014.

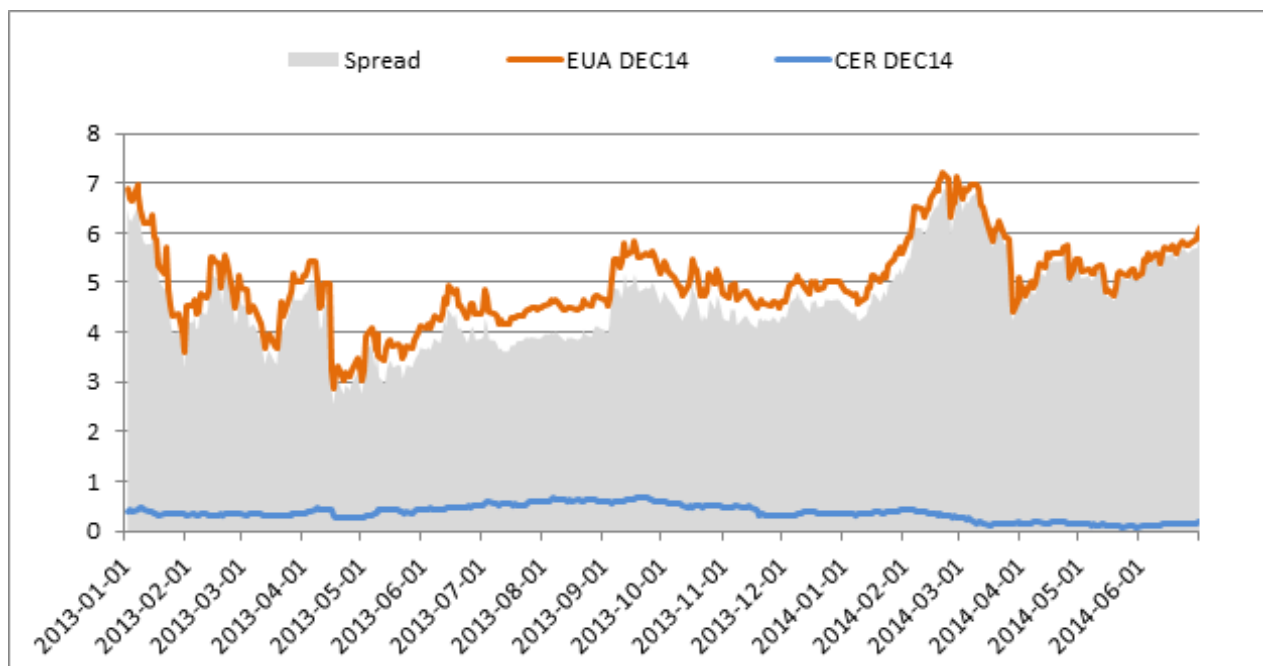


2.1.3 Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

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 umarzone 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 półroczu 2014 roku, dla kontraktu z dostawą uprawnień EUA w grudniu 2014 roku.



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 2014 roku. W II kwartale 2014 roku rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla znajdował się w trendzie wzrostowym.

W I półroczu 2014 roku dla transakcji realizowanych w kontraktach spot uprawnienia do emisji kwotowano w następujących przedziałach cenowych:

- jednostki EUA 4,35-7,12 EUR/t;
- jednostki CER 0,19-0,42 EUR/t;
- jednostki ERU 0,07-0,24 EUR/t.

Głównym czynnikiem wpływającym na poziom cen uprawnień w I półroczu 2014 roku była nadpodaż uprawnień do emisji.

W dniu 6 lutego 2014 roku Parlament Europejski poparł przepisy niezbędne do przyspieszenia wdrażania projektu „backloadingu”. Informacja ta wpłynęła na krótkotrwały wzrost cen uprawnień do emisji do poziomu ponad 7 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, co oznacza zmniejszenie puli uprawnień dostępnych w aukcjach w całym systemie EU ETS.

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 sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 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.) nie podlegała taryfowaniu przez Prezesa URE.

W okresie zakończonym 30 czerwca 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 z dnia 17 grudnia 2013 roku na okres od 1 stycznia 2014 roku do dnia 31 grudnia 2014 roku. W porównaniu z okresem porównywalnym 2013 roku stawki opłat w grupie taryfowej G spadły o ok. 10%.

DYSTRYBUCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2014”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE (por. pkt. 2.3.4 niniejszego sprawozdania).

Taryfa dla PGE Dystrybucja S.A. na 2014 rok została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 17 grudnia 2013 roku i 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.

Wzrost stawek usług dystrybucyjnych uwzględnia znaczący wzrost opłat (jakościowej i przejściowej) przenoszonych z taryfy Operatora Systemu Przesyłowego, które wpływają na wzrost przychodu regulowanego a nie wpływają na wynik PGE Dystrybucja S.A.

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 oraz w corocznych Informacjach Prezesa URE. Prowadzenie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE.

W GK PGE wytwórcy ciepła PGE GiEK S.A. występują z wnioskami o taryfę, która uwzględnia koszty uzasadnione wytwórców oraz uzasadniony zwrot z kapitału.

2.1.5 Przydział Darmowych Uprawnień do Emisji na lata 2013-2020

W dniu 8 kwietnia 2014 roku zostało przyjęte rozporządzenie Rady Ministrów, w którym zostały określone przydziały uprawnień do emisji na pokrycie produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych instalacji w okresie 2013-2020. Analogicznie, przydziały dla wytwórców ciepła zostały uregulowane 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 półroczu 2014 roku (w porównaniu do przydziału uprawnień).

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

| Operator | Emisja CO ₂ w I półroczu 2014 | Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2014 rok |
|--|---|---|
| PGE GiEK Oddział Elektrownia Bełchatów | 17.602.098 | 15.535.037 |
| PGE GiEK Oddział Elektrownia Turów | 3.870.891 | 6.247.900 |
| PGE GiEK Oddział Elektrownia Opole | 3.603.139 | 3.587.594 |
| PGE GiEK Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra | 2.492.680 | 2.931.631 |
| PGE GiEK Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz | 419.420 | 708.528 |
| PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Gorzów | 226.911 | 297.971 |
| PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków | 161.775 | 387.687 |
| PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Rzeszów | 102.169 | 140.185 |
| PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Kielce | 97.586 | 128.824 |
| PGE GiEK Oddział Elektrociepłownia Zgierz | 51.835 | 56.103 |
| RAZEM | 28.628.504 | 30.021.460 |

2.1.6 Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT

W związku z rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii („KDT”), zgodnie z Ustawą 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 26.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w pkt. 4.6 niniejszego sprawozdania.

2.1.7 Koszty zakupu paliw

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

| Rodzaj paliwa | I półrocze 2014 | | I półrocze 2013 | |
|-------------------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|
| | Ilość (w tys. ton) | Koszt (mln PLN) | Ilość (w tys. ton) | Koszt (mln PLN) |
| Węgiel kamienny | 2.910 | 728 | 2.585 | 728 |
| Gaz (tys. m ³) | 108.094 | 33 | 227.757 | 197 |
| Biomasa | 645 | 180 | 531 | 151 |
| Olej opałowy (lekki i ciężki) | 18 | 36 | 23 | 50 |
| RAZEM | | 977 | | 1.126 |

W I półroczu 2014 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 977 mln PLN i były niższe o około 13% w porównaniu z I półroczem 2013 roku.

Największy wpływ na zmniejszenie 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 oraz zmniejszenie zużycia w Elektrociepłowni Lublin Wrotków w związku z brakiem uregulowań prawnych dotyczących wsparcia produkcji energii elektrycznej w kogeneracji.

Zgodnie z nowelizacją ustawy Prawo energetyczne, która weszła w życie 30 kwietnia 2014 roku, system wsparcia kogeneracji został ponownie uruchomiony, a czas jego funkcjonowania został przedłużony do końca 2018 roku. Wsparcie elektrociepłowni wytwarzających energię elektryczną i ciepło w instalacjach opalanych paliwami gazowymi poprawia efektywność produkcji tych wytwórców oraz przyczynia się do wzrostu zużycia tego rodzaju paliwa.

- Niższa średnia cena zakupu gazu o 65% w wyniku zwiększenia udziału gazu wysoko zaazotanego ze źródeł lokalnych w łącznym zużyciu gazu w I półroczu 2014 roku w stosunku do udziału tego gazu w I półroczu 2013 roku (około 97% w roku 2014 wobec około 46% w roku 2013).

Wzrost udziału zużycia gazu ziemnego ze źródeł lokalnych wynika z zaprzestania oraz ograniczenia produkcji w Elektrociepłowni Rzeszów oraz Elektrociepłowni Lublin Wrotków, przy zbliżonym poziomie produkcji w jednostce korzystającej z gazu ze źródeł lokalnych - Elektrociepłowni Gorzów.

- Spadek ceny zakupu węgla kamiennego o 11%, co przy zwiększonym zużyciu dało efekt neutralny dla łącznych kosztów zakupu węgla.

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

2.2 Kluczowe wielkości operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

| Kluczowe wielkości | Jednostka | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
|--|-----------|--------------------|--------------------|-------------|
| Wydobycie węgla brunatnego | mln ton | 24,13 | 25,08 | -4% |
| Produkcja energii elektrycznej netto | TWh | 26,62 | 28,24 | -6% |
| Sprzedaż ciepła | mln GJ | 10,06 | 12,14 | -17% |
| Sprzedaż energii do odbiorców finalnych* | TWh | 19,56 | 17,85 | 10% |
| Dystrybucja energii elektrycznej** | TWh | 15,95 | 15,60 | 2% |

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

** z doszacowaniem

2.2.1 Bilans energii GK PGE

SPRZEDAŻ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

| Wolumen sprzedaży | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
|--|--------------------|--------------------|-------------|
| SPRZEDAŻ W TWh, z czego: | 49,14 | 53,27 | -8% |
| Sprzedaż do odbiorców finalnych* | 19,53 | 17,84 | 9% |
| Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym: | 29,05 | 34,67 | -16% |
| <i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i> | 27,14 | 26,43 | 3% |
| <i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i> | 1,61 | 7,65 | -79% |
| <i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i> | 0,30 | 0,59 | -49% |
| Sprzedaż na rynku bilansującym | 0,56 | 0,76 | -26% |

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Spadek wolumenu sprzedaży energii elektrycznej przez GK PGE na rynku hurtowym wynika przede wszystkim z zakończenia sprzedaży energii w ramach kontraktu z Energa - Obrót S.A., który był realizowany w 2013 roku.

Wzrost sprzedaży do odbiorców finalnych został zrealizowany głównie w segmencie dużych i średnich przedsiębiorstw.

Spadek sprzedaży energii elektrycznej poza granicami kraju związany jest z niższą sprzedażą PGE Trading GmbH wynikającą przede wszystkim z różnicy cen pomiędzy rynkiem polskim a rynkami sąsiednimi.

ZAKUP ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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

| Wolumen zakupu | I półrocze | I półrocze | zmiana |
|---|--------------|--------------|------------|
| | 2014 | 2013 | % |
| ZAKUP W TWh, z czego: | 25,10 | 27,36 | -8% |
| Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda | 18,30 | 22,65 | -19% |
| Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostały | 2,66 | 1,92 | 39% |
| Zakupy poza granicami kraju | 0,25 | 0,23 | 9% |
| Zakupy na rynku bilansującym | 3,89 | 2,56 | 52% |

W I półroczu 2013 roku PGE S.A. dokonywała większych zakupów w celu realizacji kontraktu z Energa - Obrót S.A., który zakończył się w 2013 roku. Natomiast w I półroczu 2014 roku zanotowano mniejszy spadek zakupu na rynku hurtowym w porównaniu do spadku sprzedaży na krajowym rynku hurtowym – pozostałym, gdyż zakupione wolumeny zostały wykorzystane na pokrycie wzrostu sprzedaży do odbiorców finalnych. 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 półrocze | I półrocze | zmiana |
|--|--------------|--------------|-------------|
| | 2014 | 2013 | % |
| PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego: | 26,62 | 28,24 | -6% |
| Elektrownie opalane węglem brunatnym | 18,71 | 20,16 | -7% |
| <i>w tym współspalanie biomasy</i> | <i>0,18</i> | <i>0,09</i> | <i>100%</i> |
| Elektrownie opalane węglem kamiennym | 5,95 | 5,76 | 3% |
| <i>w tym współspalanie biomasy</i> | <i>0,23</i> | <i>0,16</i> | <i>44%</i> |
| Elektrociepłownie węglowe | 0,64 | 0,67 | -4% |
| Elektrociepłownie gazowe | 0,22 | 0,76 | -71% |
| Elektrociepłownie biomasowe | 0,24 | 0,23 | 4% |
| Elektrownie szczytowo-pompowe | 0,28 | 0,21 | 33% |
| Elektrownie wodne | 0,24 | 0,31 | -23% |
| Elektrownie wiatrowe | 0,34 | 0,14 | 143% |

Spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym wynika głównie z niższej produkcji w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów na skutek wyłączenia z eksploatacji z końcem 2013 roku bloku nr 10. Dodatkowo na niższą produkcję miał wpływ krótszy czas pracy bloku nr 14 PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów, w związku z remontem w kwietniu 2014 roku.

Wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z wyższej produkcji w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole w I półroczu 2014 roku. Niższa produkcja w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole w I półroczu 2013 roku była następstwem awarii i wyłączenia bloku nr 3 z eksploatacji od marca do czerwca 2013 roku.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika głównie z niższej produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz, co jest następstwem braku odbioru pary technologicznej w 2014 roku przez jednego z głównych dotychczasowych odbiorców.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach gazowych jest wynikiem zaprzestania od dnia 18 marca 2013 roku produkcji z bloków gazowo – parowych w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów i PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków w związku z brakiem uregulowań prawnych dotyczących wsparcia produkcji energii elektrycznej w kogeneracji (por. pkt. 2.1.7 niniejszego sprawozdania).

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

Spadek produkcji w elektrowniach wodnych jest następstwem niekorzystnych warunków hydrologicznych.

Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych wynika ze zwiększenia mocy zainstalowanej o 173 MW.

2.2.2 Sprzedaż ciepła

W I półroczu 2014 roku sprzedaż ciepła wyniosła w Grupie Kapitałowej PGE 10,06 mln GJ i była niższa w porównaniu do 2013 roku o 17%. Niższa sprzedaż ciepła wynika głównie z zaprzestania poboru ciepła przez dotychczasowego kluczowego odbiorcę PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz.

2.3 Segmenty działalności

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

| w mln PLN | Przychody ogółem | | |
|---------------------------|--------------------|--------------------|------------|
| | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
| Energetyka Konwencjonalna | 6.658 | 6.282 | 6% |
| Energetyka Odnawialna | 387 | 376 | 3% |
| Obrót Hurtowy | 4.765 | 6.173 | -23% |
| Dystrybucja | 2.848 | 2.786 | 2% |
| Sprzedaż Detaliczna | 6.129 | 6.486 | -6% |
| Pozostała Działalność | 849 | 801 | 6% |
| RAZEM | 21.636 | 22.904 | -6% |
| Korekty konsolidacyjne | -7.428 | -7.803 | -5% |
| RAZEM PO KOREKTACH | 14.208 | 15.101 | -6% |

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

| w mln PLN | EBITDA | EBIT | Nakłady inwestycyjne | Aktywa segmentu* |
|---------------------------|--------------|--------------|----------------------|------------------|
| I półrocze 2014 | | | | |
| Energetyka Konwencjonalna | 2.948 | 2.114 | 1.578 | 32.363 |
| Energetyka Odnawialna | 208 | 105 | 155 | 3.329 |
| Obrót Hurtowy | 287 | 280 | 6 | 1.193 |
| Dystrybucja | 1.183 | 691 | 452 | 15.116 |
| Sprzedaż Detaliczna | -100 | -104 | 1 | 3.030 |
| Pozostała działalność | 73 | 10 | 74 | 1.403 |
| RAZEM | 4.599 | 3.096 | 2.266 | 56.434 |
| Korekty konsolidacyjne | 9 | 29 | -34 | -2.054 |
| RAZEM PO KOREKTACH | 4.608 | 3.125 | 2.232 | 54.380 |

* por. nota nr 10 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

| w mln PLN | EBITDA | EBIT | Nakłady inwestycyjne | Nabycie RAT* netto w ramach zakupu nowych spółek | Aktywa segmentu** |
|---------------------------|--------------|--------------|----------------------|--|-------------------|
| I półrocze 2013*** | | | | | |
| Energetyka Konwencjonalna | 1.920 | 1.071 | 1.108 | 0 | 30.055 |
| Energetyka Odnawialna | 217 | 127 | 62 | 411 | 3.004 |
| Obrót Hurtowy | 486 | 479 | 5 | 0 | 2.534 |
| Dystrybucja | 1.136 | 649 | 467 | 0 | 14.892 |
| Sprzedaż Detaliczna | 418 | 414 | 4 | 0 | 2.892 |
| Pozostała działalność | 59 | 2 | 60 | 0 | 1.309 |
| RAZEM | 4.236 | 2.742 | 1.706 | 411 | 54.686 |
| Korekty konsolidacyjne | 9 | 26 | -46 | 312 | -3.409 |
| RAZEM PO KOREKTACH | 4.245 | 2.768 | 1.660 | 723 | 51.277 |

* RAT - rzeczowe aktywa trwałe

** por. nota nr 10 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

*** dane przekształcone

2.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

| w mln PLN | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
|------------------------|--------------------|--------------------|----------|
| Przychody ze sprzedaży | 6.658 | 6.282 | 6% |
| EBIT | 2.114 | 1.071 | 97% |
| EBITDA | 2.948 | 1.920 | 54% |
| Nakłady inwestycyjne | 1.578 | 1.108 | 42% |

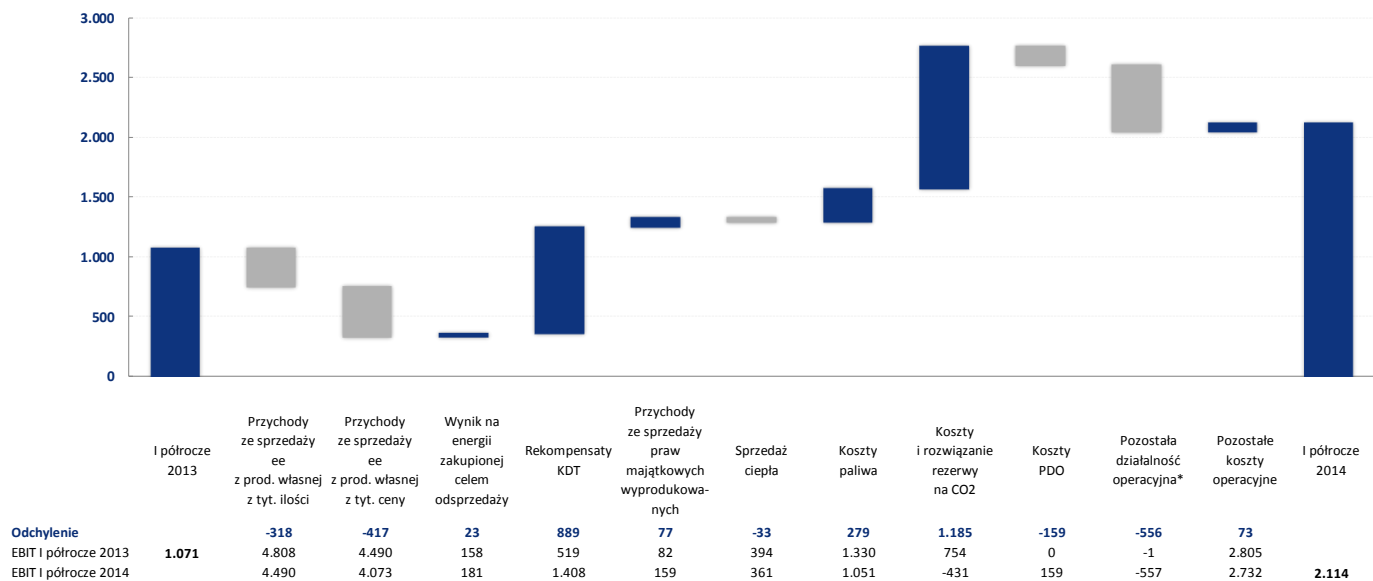
Wzrost wyniku EBIT o 1.043 mln PLN związany był głównie z:

- wyższymi rekompensatami KDT 889 mln PLN;
w tym:
 - przychodami z rekompensat z tytułu rozwiązania KDT 792 mln PLN;
 - korektą rozrachunków KDT związaną z pozytywnymi rozstrzygnięciami sądów 97 mln PLN;
- rozwiązaniem rezerwy na uprawnienia do emisji CO₂ za 2013 rok 751 mln PLN;
- niższymi kosztami opłat za emisję CO₂ 432 mln PLN;
- niższymi kosztami zużycia paliwa produkcyjnego 279 mln PLN;
- wyższymi przychodami ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii 77 mln PLN.

Powyższe wzrosty zostały zmniejszone przez:

- niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej z produkcji własnej (-) 735 mln PLN;
- efekt zmiany stopy dyskonta rezerwy na rekultywację (-) 601 mln PLN;
- wyższe koszty osobowe związane z realizacją programu Dobrowolnych Odejść (-) 159 mln PLN;
- niższe przychody ze sprzedaży ciepła (-) 33 mln PLN.

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



* w tym zmiana rezerwy rekultywacyjnej na skutek zmiany stopy dyskonta (-601 mln PLN)

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

| w mln PLN | Nakłady inwestycyjne | | zmiana % |
|--|----------------------|--------------------|-------------|
| | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | |
| Inwestycje w moce produkcyjne, w tym: | 955 | 416 | 130% |
| ▪ Rozwojowe | 199 | 28 | 611% |
| ▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe | 756 | 388 | 95% |
| Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych | 25 | 14 | 79% |
| Środki transportu | 6 | 3 | 100% |
| Pozostałe | 331 | 385 | -14% |
| RAZEM | 1.317 | 818 | 61% |
| Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach | 261 | 290 | -10% |
| RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu | 1.578 | 1.108 | 42% |

W niniejszym sprawozdaniu, w segmencie Energetyka Konwencjonalna, dokonana została zmiana prezentacji nakładów inwestycyjnych w moce produkcyjne. Część nakładów uprzednio wykazywanych w nakładach rozwojowych została przeklasyfikowana do nakładów modernizacyjno-odtworzeniowych.

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

- kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7 - 12 w Elektrowni Bełchatów 532 mln PLN;
- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 127 mln PLN;
- zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych w Elektrowni Bełchatów 78 mln PLN;
- budowa bloku kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o silniki spalinowe tłokowe na gaz ziemny w Elektrociepłowni Rzeszów 61 mln PLN.

2.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

| mIn PLN | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
|---|--------------------|--------------------|----------|
| Przychody ze sprzedaży | 387 | 376 | 3% |
| EBIT | 105 | 127 | -17% |
| EBITDA | 208 | 217 | -4% |
| Nakłady inwestycyjne | 155 | 62 | 150% |
| Nabycie RAT netto w ramach zakupu nowych spółek | 0 | 411 | - |

Spadek wyniku EBIT o 22 mln PLN związany był głównie z:

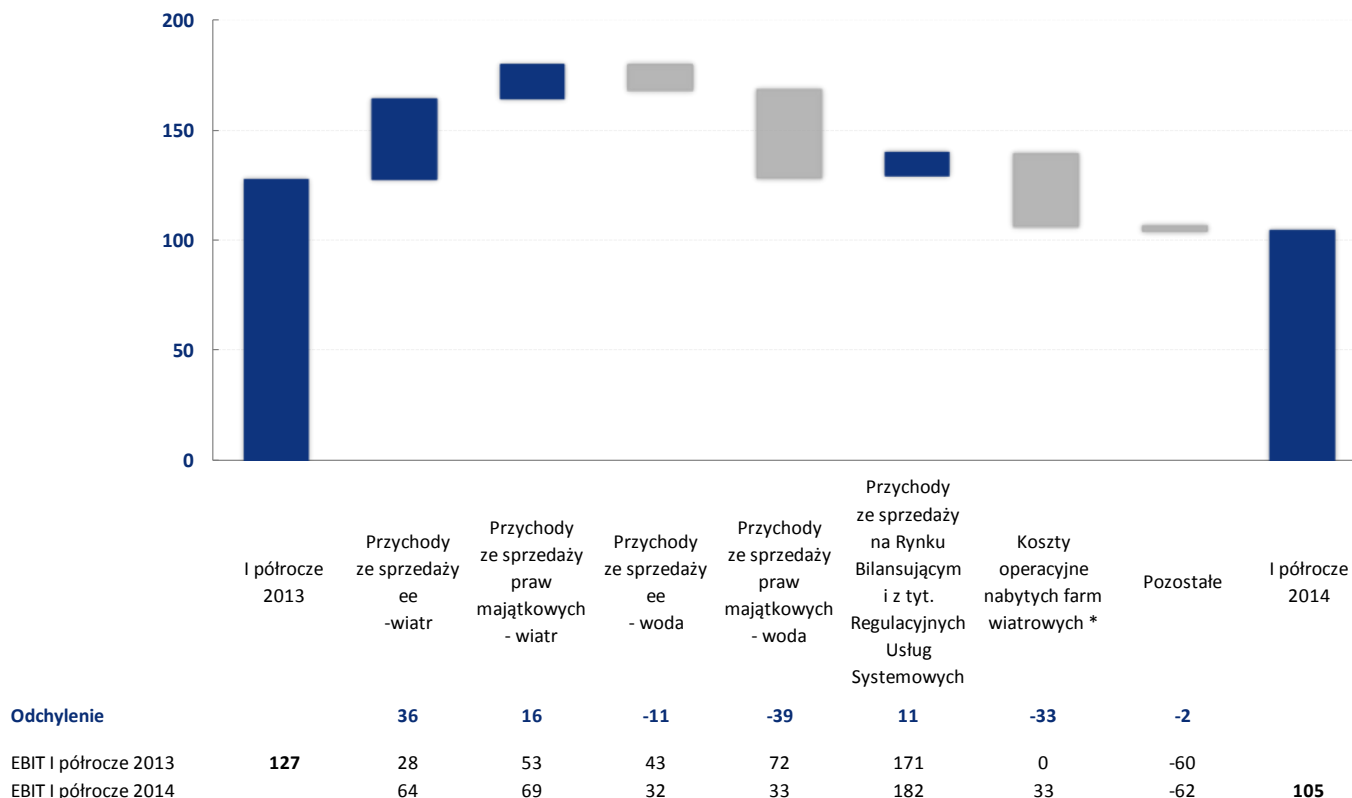
- niższymi przychodami z produkcji energii i praw majątkowych w elektrowniach wodnych (-) 50 mln PLN;

Niższy wynik częściowo zostały skompensowane:

- wyższymi przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej i praw majątkowych w farmach wiatrowych 52 mln PLN.

Na wyniki I półrocza 2013 roku w Segmencie Energetyka Odnawialna wpływ miało jednorazowe przeszacowanie wartości praw majątkowych zielonych (w wyniku zmiany ceny rozliczeniowej pomiędzy Segmentem Energetyka Odnawialna a Obrót Hurtowy), które podwyższyło wyniki Segmentu Energetyka Odnawialna o ok. 47 mln PLN.

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



*koszty operacyjne spółek Energii Natury pomniejszone o koszty zużycia energii

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

| w mln PLN | Nakłady inwestycyjne | | |
|---|----------------------|--------------------|-------------|
| | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
| Inwestycje w moce produkcyjne, w tym: | 153 | 57 | 168% |
| ▪ Rozwojowe | 142 | 46 | 209% |
| ▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe | 11 | 11 | 0% |
| Środki transportu | 0 | 2 | - |
| Pozostałe | 2 | 3 | -33% |
| RAZEM | 155 | 62 | 150% |
| Nabycie RAT netto w ramach zakupu nowych spółek | 0 | 411 | - |
| RAZEM | 155 | 473 | -67% |

W I półroczu 2014 roku najwyższe nakłady w wysokości 114 mln PLN, zostały poniesione na projekt związany z budową farmy wiatrowej Wojciechowo o mocy 28 MW, dla której w styczniu 2014 roku uzyskano pozwolenie na użytkowanie, a w marcu 2014 roku koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

Najbardziej zaawansowane projekty wiatrowe dla których kluczowe rozstrzygnięcia zapadły w I półroczu 2014 roku:

- budowa farmy wiatrowej Karwice o mocy 40 MW - w maju 2014 roku zawarta została umowa z Generalnym Realizatorem Inwestycji na budowę farmy;
- budowa farmy wiatrowej Lotnisko o mocy 90 MW - w czerwcu 2014 roku podpisana została umowa na dostawę turbin wiatrowych, prowadzono postępowanie przetargowe na wybór wykonawcy robót budowlanych;
- budowa farmy wiatrowej Resko II o mocy 76 MW - prowadzono postępowania przetargowe na wybór dostawcy turbin oraz wykonawcy robót budowlanych.

Poniesione w I półroczu 2013 roku wydatki na nabycie rzeczowych i niematerialnych aktywów trwałych dotyczyły przejęcia aktywów wiatrowych duńskiej spółki DONG Energy Wind Power A/S.

2.3.3 Segment Obrotu Hurtowego

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót Hurtowy.

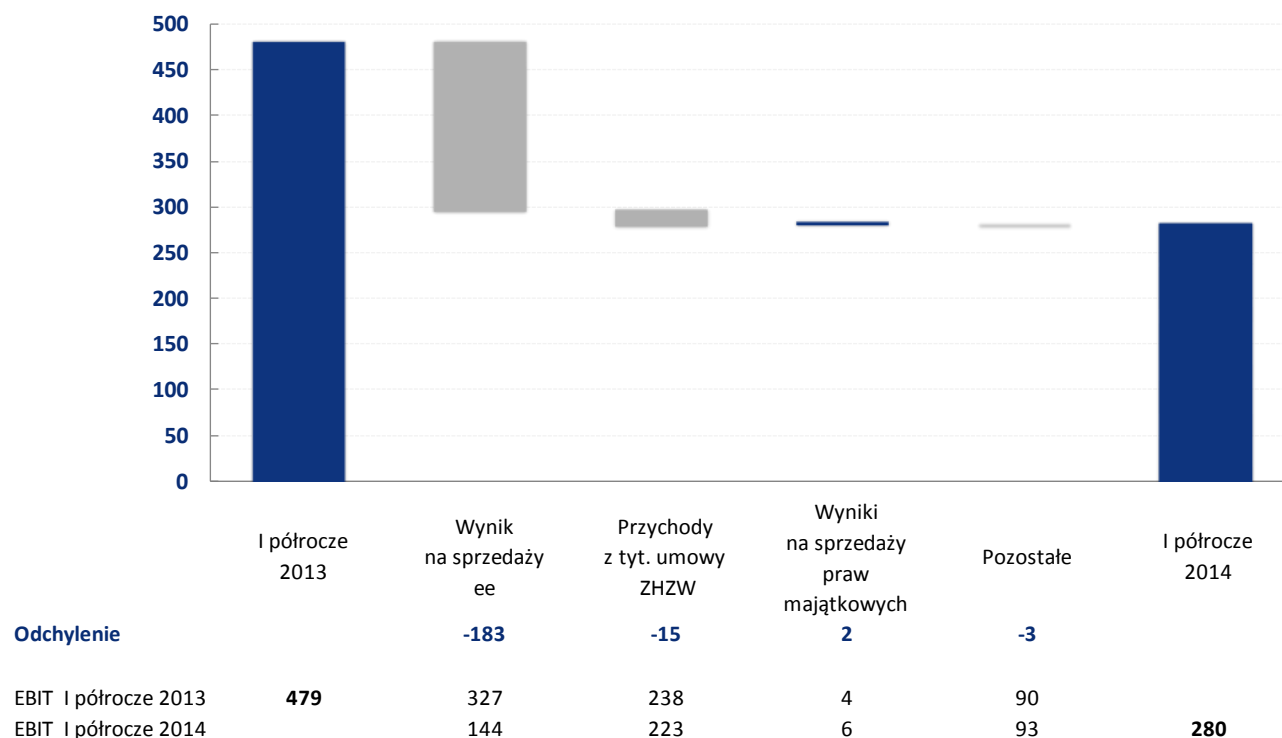
| w mln PLN | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
|------------------------|--------------------|--------------------|----------|
| Przychody ze sprzedaży | 4.765 | 6.173 | -23% |
| EBIT | 280 | 479 | -42% |
| EBITDA | 287 | 486 | -41% |
| Nakłady inwestycyjne | 6 | 5 | 20% |

Spadek wyniku EBIT o 199 mln PLN związany był głównie z:

- niższym wynikiem na sprzedaży energii elektrycznej (-) 183 mln PLN;
- niższym wynagrodzeniem za świadczenie usług na rzecz PGE GiEK S.A. z tytułu Umowy o Zarządzanie Handlowymi Zdolnościami Wytwórczymi (ZHZW) (-) 15 mln PLN.

W porównaniu do analogicznego okresu 2013 roku, EBIT w I półroczu 2014 roku uległ obniżeniu z tytułu zmian cenowych na rynku energii o 114 mln PLN a z tytułu zmniejszenia wolumenu o 69 mln PLN.

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



2.3.4 Segment Dystrybucja

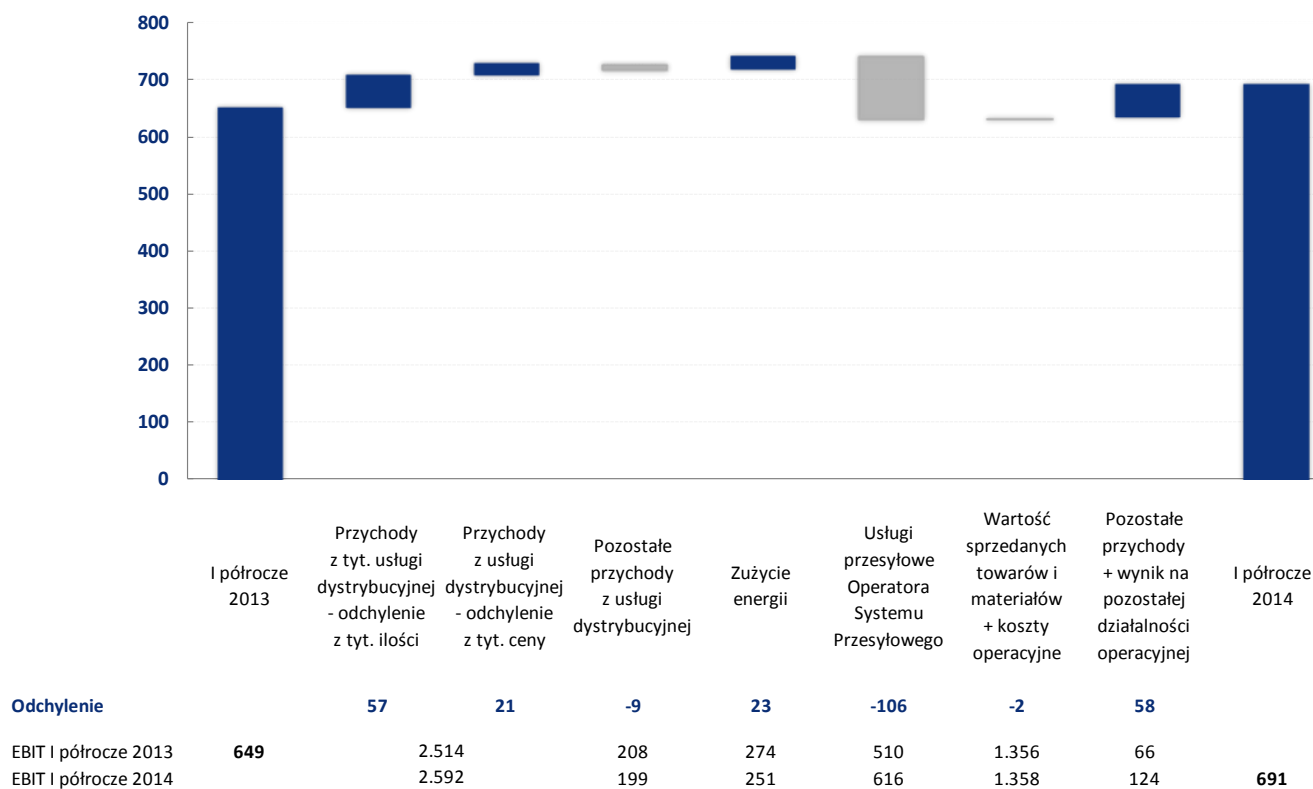
Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

| w mln PLN | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
|------------------------|--------------------|--------------------|----------|
| Przychody ze sprzedaży | 2.848 | 2.786 | 2% |
| EBIT | 691 | 649 | 6% |
| EBITDA | 1.183 | 1.136 | 4% |
| Nakłady inwestycyjne | 452 | 467 | -3% |

Wzrost wyniku EBIT o 42 mln PLN związany był głównie z:

- wzrostem przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucyjnej 69 mln PLN;
- wyższym wynikiem na pozostałej działalności operacyjnej (głównie z tytułu wyższego salda rozwiązania/utworzenia rezerw bilansowych z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości) 64 mln PLN;
- niższymi kosztami zużycia energii 23 mln PLN.

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



NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

| w mln PLN | Nakłady inwestycyjne | | |
|---|----------------------|--------------------|-------------|
| | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
| Sieci SN i nN | 110 | 100 | 10% |
| Stacje WN/SN i SN/SN | 26 | 50 | -48% |
| Linie WN | 16 | 7 | 129% |
| Przyłączanie nowych odbiorców | 202 | 207 | -2% |
| Zakup transformatorów i liczników | 47 | 62 | -24% |
| Teleinformatyka, telemechanika i łączność | 28 | 23 | 22% |
| Pozostałe | 23 | 18 | 28% |
| RAZEM | 452 | 467 | -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 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych z uwzględnieniem średnioważonego kosztu kapitału (WACC) wyznaczonego przez Prezesa URE w danym okresie taryfowym. Powyższe składniki są elementami przychodu regulowanego i w tej części wpływają na poziom stawek sieciowych.

W styczniu 2014 roku uzgodniony został z Urzędem Regulacji Energetyki („URE”) Plan Rozwoju PGE Dystrybucja S.A. na lata 2014-2019. Zakłada się, iż uzgodniony z URE Plan Rozwoju w pełni zapewni realizację zadań inwestycyjnych w obszarach przyłączania nowych odbiorców oraz modernizacji majątku sieciowego.

Priorytety inwestycyjne wynikające z zatwierzonego planu rozwoju to:

- pokrycie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A. na poziomie wszystkich napięć;
- wykonanie planów zaopatrzenia gmin w energię elektryczną;
- przyłączanie nowych instalacji odbiorczych do sieci dystrybucyjnej;
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego sieci dystrybucyjnej;
- zapewnienie efektywnej dystrybucji energii elektrycznej, w tym redukcji strat energii;
- wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych.

2.3.5 Segment Sprzedaż Detaliczna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Sprzedaż Detaliczna.

| w mln PLN | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
|------------------------|--------------------|--------------------|----------|
| Przychody ze sprzedaży | 6.129 | 6.486 | -6% |
| EBIT | -104 | 414 | -125% |
| EBITDA | -100 | 418 | -124% |
| Nakłady inwestycyjne | 1 | 4 | -75% |

Spadek wyniku EBIT o 518 mln PLN związany był głównie z:

- niższą marżą na sprzedaży energii elektrycznej (-) 253 mln PLN;
- wyższymi kosztami umorzenia praw majątkowych (-) 235 mln PLN.

Zrealizowana niższa marża na sprzedaży energii elektrycznej w I półroczu 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.

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



| | I półrocze 2013 | Marża na energii elektrycznej | Koszty umorzenia praw majątkowych | Koszty operacyjne | Pozostałe | I półrocze 2014 |
|----------------------|--------------------|-------------------------------------|--|----------------------|------------|--------------------|
| Odchylenie | | -253 | -235 | -15 | -15 | |
| EBIT I półrocze 2013 | 414 | 818 | 293 | 138 | 27 | |
| EBIT I półrocze 2014 | | 565 | 528 | 153 | 12 | -104 |

2.3.6 Pozostała Działalność

| w mln PLN | I półrocze 2014 | I półrocze 2013 | zmiana % |
|------------------------|--------------------|--------------------|----------|
| Przychody ze sprzedaży | 849 | 801 | 6% |
| EBIT | 10 | 2 | 400% |
| EBITDA | 73 | 59 | 24% |
| Nakłady inwestycyjne | 74 | 60 | 23% |

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I półroczu 2014 roku wyniosły 74 mln PLN w porównaniu do 60 mln PLN poniesionych w I półroczu 2013 roku. W ramach powyższej kwoty w I półroczu 2014 roku nakłady inwestycyjne zostały poniesione głównie przez spółki:

- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej 21 mln PLN;
- Exatel S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 19 mln PLN.

Pozostałe nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie działalności pomocniczej.

2.4 Wyniki finansowe GK PGE

| Kluczowe dane finansowe | Jedn. | I półrocze 2014 (po przeglądzie) | I półrocze 2013 (po przeglądzie) dane przekształcone | zmiana % |
|--|----------------|-------------------------------------|--|-------------|
| Przychody ze sprzedaży | mIn PLN | 14.208 | 15.101 | -6% |
| Zysk z działalności operacyjnej (EBIT) | mIn PLN | 3.125 | 2.768 | 13% |
| Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA) | mIn PLN | 4.608 | 4.245 | 9% |
| Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej | mIn PLN | 2.497 | 2.193 | 14% |
| Rekompensaty KDT, w tym: | mIn PLN | 1.408 | 518 | 172% |
| <i>Przychody z tytułu rekompensat KDT</i> | <i>mIn PLN</i> | <i>1.162</i> | <i>370</i> | <i>214%</i> |
| <i>Odwrocenie odpisów aktualizujących KDT (pozostałe przychody operacyjne)</i> | <i>mIn PLN</i> | <i>246</i> | <i>148</i> | <i>66%</i> |
| Nakłady inwestycyjne | mIn PLN | 2.232 | 1.660 | 34% |
| Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej | mIn PLN | 1.584 | 3.264 | -51% |
| Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej | mIn PLN | -5.050 | -2.772 | -82% |
| Środki pieniężne netto z działalności finansowej | mIn PLN | 2.093 | 748 | 180% |
| Zysk netto na akcję | PLN | 1,34 | 1,17 | 15% |
| Marża EBITDA | % | 32% | 28% | |

| Kluczowe dane finansowe | Jedn. | Stan na dzień 30 czerwca 2014 (po przeglądzie) | Stan na dzień 31 grudnia 2013 (badane) | zmiana % |
|-------------------------------------|----------|--|--|-------------|
| Kapitał pracujący | mIn PLN | 7.168 | 5.223 | 37% |
| Zadłużenie netto/LTM EBITDA* | x | -0,23x | -0,39x | |

* LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od daty bilansowej

Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

W I półroczu 2014 roku Grupa Kapitałowa wykazała **przychody ze sprzedaży** na poziomie 14.208 mln PLN w porównaniu do 15.101 mln PLN w I półroczu 2013 roku, co oznacza spadek o około 6%.

Spadek przychodów o 893 mln PLN spowodowany był głównie:

- spadkiem przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej (-) 1.847 mln PLN;
- spadkiem przychodów ze sprzedaży ciepła (-) 36 mln PLN;
- spadkiem przychodów z działalności telekomunikacyjnej (-) 27 mln PLN.

Spadek ten został częściowo skompensowany:

- wzrostem przychodów z tytułu rekompensat KDT 792 mln PLN;
- wzrostem przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii 156 mln PLN;
- wzrostem przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych 82 mln PLN.

Koszt własny sprzedaży w I półroczu 2014 roku wyniósł 10.482 mln PLN, co oznacza spadek o około 10% w porównaniu do I półrocza 2013 roku.

Spadek kosztu własnego sprzedaży o 1.158 mln PLN spowodowany był głównie:

- spadkiem wartości sprzedanych towarów i materiałów 662 mln PLN;
- niższymi kosztami opłat za emisję CO₂ 433 mln PLN;
- niższymi kosztami paliwa produkcyjnego 280 mln PLN.

Spadek ten został częściowo zniwelowany przez:

- wyższe koszty opłat przesyłowych (-) 95 mln PLN.

Zysk brutto ze sprzedaży w I półroczu 2014 roku wyniósł 3.726 mln PLN w porównaniu do 3.461 mln PLN w I półroczu 2013 roku, co oznacza wzrost o około 8%.

W I półroczu 2014 roku **koszty sprzedaży i dystrybucji** Grupy PGE wyniosły 744 mln PLN i były wyższe o około 52% w porównaniu do I półrocza 2013 roku. Wzrost kosztów sprzedaży i dystrybucji wynikał głównie z wyższych kosztów umorzenia praw majątkowych przez PGE Obrót S.A.

W I półroczu 2014 roku **koszty ogólnego zarządu** wyniosły 366 mln PLN, osiągając poziom I półrocza 2013 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w I półroczu 2014 roku był dodatni i wyniósł 509 mln PLN w porównaniu do wyniku w wysokości 164 mln PLN w I półroczu 2013 roku.

Pozostałe przychody operacyjne Grupy w I półroczu 2014 roku wyniosły 1.289 mln PLN, co oznacza wzrost o około 251% w stosunku do kwoty 367 mln PLN osiągniętej w I półroczu 2013 roku.

Wzrost pozostałych przychodów operacyjnych o 922 mln PLN nastąpił przede wszystkim w wyniku:

- rozwiązania rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ za 2013 rok 751 mln PLN;
- korekty przychodów z tytułu rekompensat KDT 98 mln PLN;
- rozliczenia otrzymanej dotacji na CCS 67 mln PLN.

Pozostałe koszty operacyjne Grupy w I półroczu 2014 roku wyniosły 780 mln PLN w porównaniu do 203 mln PLN w I półroczu 2013 roku, co oznacza wzrost o około 284%.

Wzrost kosztów operacyjnych o 577 mln PLN nastąpił przede wszystkim w wyniku:

- efektu zmiany rezerwy rekultywacyjnej na skutek zmiany dyskonta (-) 601 mln PLN;
- wyższych kosztów likwidacji szkód i awarii (-) 9 mln PLN.

W I półroczu 2014 roku wynik na działalności finansowej był ujemny i wyniósł 7 mln PLN, w porównaniu do ujemnego wyniku w wysokości 51 mln PLN w I półroczu 2013 roku.

Przychody finansowe Grupy w I półroczu 2014 roku wyniosły 182 mln PLN, co oznacza wzrost o około 1% w stosunku do kwoty 180 mln PLN osiągniętej w I półroczu 2013 roku.

Koszty finansowe Grupy w I półroczu 2014 roku wyniosły 189 mln PLN, co oznacza spadek o około 18% w stosunku do kwoty 231 mln PLN osiągniętej w I półroczu 2013 roku.

Niższy poziom kosztów finansowych o 42 mln PLN spowodowany jest głównie:

- niższym poziomem kosztów odsetkowych związanych głównie z efektem zwijania dyskonta 39 mln PLN;
- niższymi kosztami z tytułu różnic kursowych 20 mln PLN.

W efekcie powyższych zdarzeń **zysk brutto** Grupy w I półroczu 2014 roku ukształtował się na poziomie 3.118 mln PLN, w porównaniu do 2.717 mln PLN w I półroczu 2013 roku.

W I półroczu 2014 roku **marża zysku brutto** Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) wzrosła do 22% z 18% w I półroczu 2013 roku.

Zysk netto GK PGE w I półroczu 2014 roku wyniósł 2.510 mln PLN w porównaniu do 2.202 mln PLN w I półroczu 2013 roku.

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w I półroczu 2014 roku wzrósł o 304 mln PLN, w porównaniu do I półrocza 2013 roku i wyniósł 2.497 mln PLN.

Łączne całkowite dochody Grupy w I półroczu 2014 roku wyniosły 2.455 mln PLN, w porównaniu do 2.204 mln PLN w I półroczu 2013 roku.

Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Aktywa trwałe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wynosiły odpowiednio 49.074 mln PLN oraz 47.738 mln PLN.

Zwiększenie wartości aktywów trwałych o 1.336 mln PLN spowodowane było głównie:

- poniesionymi nakładami inwestycyjnymi na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne 2.232 mln PLN;
z tego:
 - PGE GiEK S.A. 1.578 mln PLN;
 - PGE Dystrybucja S.A. 452 mln PLN;
 - PGE EO S.A. 155 mln PLN;
- wzrostem zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe w budowie 578 mln PLN.

Wzrost ten został skompensowany:

- odpisami amortyzacyjnymi aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych (-) 1.483 mln PLN;
- utworzeniem odpisów z tytułu trwałej utraty wartości oraz sprzedażą aktywów trwałych i wartości niematerialnych (-) 60 mln PLN.

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosły odpowiednio 14.384 mln PLN oraz 13.013 mln PLN.

Zwiększenie wartości aktywów obrotowych o 1.371 mln PLN spowodowane było głównie:

- zwiększeniem pozostałych pożyczek i należności finansowych 2.681 mln PLN;
z tego:
 - lokaty i depozyty o okresie zapadalności powyżej 3 m-cy 2.015 mln PLN;
 - należności KDT 648 mln PLN;
- wzrostem pozostałych aktywów krótkoterminowych 805 mln PLN;
- podwyższeniem poziomu zapasów 156 mln PLN.

Wzrost pozostałych aktywów krótkoterminowych wynika ze wzrostu wartości przedpłat na dostawy węgla oraz zwiększenia należności z tytułu naliczonego podatku VAT.

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

Wpływ na poziom aktywów obrotowych miało również:

- zmniejszenie poziomu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów (-) 1.375 mln PLN;
- spadek pozycji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (-) 442 mln PLN;
- obniżenie poziomu należności z tytułu dostaw i usług (-) 435 mln PLN.

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

Niższa wartość pozycji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych wynika z dokonania umorzenia uprawnień do emisji CO₂ za 2013 rok.

Kapitał własny Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku ogółem wyniósł odpowiednio 43.914 mln PLN oraz 43.648 mln PLN.

Kapitał własny przypisany udziałom niekontrolującym według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniósł odpowiednio 134 mln PLN oraz 266 mln PLN.

Wzrost kapitału własnego ogółem o 266 mln PLN spowodowany był głównie ujęciem wypracowanego w okresie zakończonym dnia 30 czerwca 2014 roku zysku netto w wysokości 2.510 mln PLN. Ujemnie na poziom kapitału własnego Grupy wpłynęło ujęcie podziału zysku za 2013 rok i przeznaczenie części zysku netto tj. 2.057 mln PLN na wypłatę dywidendy.

Zobowiązania długoterminowe według stanu na dzień 30 czerwca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosły odpowiednio 12.328 mln PLN oraz 9.313 mln PLN.

Wzrost zobowiązań długoterminowych o 3.015 mln PLN spowodowany był głównie:

- wzrostem pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing 1.973 mln PLN;
- wzrostem poziomu rezerw długoterminowych 718 mln PLN;
- wzrostem rezerw z tytułu odroczonego podatku dochodowego 402 mln PLN.

Wzrost pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing związany jest głównie z emisją euroobligacji na kwotę 2.034 mln PLN.

Wzrost poziomu rezerw długoterminowych wynika głównie ze wzrostu rezerwy na koszty rekultywacji (efekt zmiany stopy dyskonta rezerwy z 4,35% na 3,5%) oraz rezerw aktuarialnych.

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 30 czerwca 2014 roku oraz na dzień 31 grudnia 2013 roku wyniosły odpowiednio 7.216 mln PLN oraz 7.790 mln PLN.

Spadek zobowiązań krótkoterminowych o 574 mln PLN spowodowany był głównie:

- spadkiem pozycji rezerwy krótkoterminowe (-) 1.121 mln PLN;
- spadkiem pozostałych zobowiązań finansowych (-) 1.070 mln PLN;
- spadkiem zobowiązań z tytułu podatku dochodowego (-) 103 mln PLN;
- spadkiem zobowiązań z tytułu dostaw i usług (-) 101 mln PLN.

Spadek ten został skompensowany:

- wzrostem pozostałych zobowiązań niefinansowych 1.640 mln PLN;
- wzrostem bieżącej części oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu 165 mln PLN;
- wyższymi zobowiązaniami finansowymi wycenianymi w wartości godziwej przez wynik finansowy 27 mln PLN.

Niższy poziom rezerw krótkoterminowych wynika głównie z rozwiązania i wykorzystania rezerwy na zakup uprawnień do emisji CO₂ oraz wykorzystania rezerwy na prawa majątkowe.

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

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

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

Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Stan środków pieniężnych na dzień 30 czerwca 2014 roku wyniósł 4.575 mln PLN i był niższy niż na koniec analogicznego okresu 2013 roku o 1.455 mln PLN. Spadek stanu środków pieniężnych związany jest głównie z niższymi przepływami na działalności operacyjnej, wydatkami na cele inwestycyjne spółek Grupy wraz z płatnościami zaliczek na budowę nowych bloków głównie w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole oraz dokonaniem przedpłaty wynikającej z porozumienia dotyczącego zakupu węgla przez PGE GiEK S.A.

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za I półrocze zakończone dnia 30 czerwca 2014 roku wyniosły 1.584 mln PLN w porównaniu do 3.264 mln PLN w I półroczu zakończonym dnia 30 czerwca 2013 roku.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2014 roku wyniosły 5.050 mln PLN, w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 2.772 mln PLN za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2013 roku.

Na poziom **przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej** w I półroczu zakończonym dnia 30 czerwca 2014 roku wpływ miały przede wszystkim:

- wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych (-) 2.988 mln PLN;
- założenie lokat o okresie zapadalności powyżej 3 m-cy (-) 2.091 mln PLN.

Dodatnie przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2014 roku wyniosły 2.093 mln PLN w porównaniu do dodatnich przepływów pieniężnych netto w wysokości 748 mln PLN za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2013 roku.

Na poziom **środków pieniężnych z działalności finansowej** za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 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.

W dniu 28 lipca 2014 roku PGE S.A. opublikowała raport bieżący nr 37/2014, w którym ujawniła szacunek skonsolidowanego zysku operacyjnego powiększonego o amortyzację (EBITDA) za I półrocze 2014 roku. Skonsolidowany wynik EBITDA GK PGE w I półroczu 2014 roku został zrealizowany na poziomie szacowanym i wyniósł 4,6 mld PLN.

2.6 Rating

PGE S.A. posiada ratingi nadane przez dwie agencje ratingowe Fitch Ratings Ltd. („Fitch”) oraz Moody’s Investors Service Limited („Moody’s”).

W dniu 23 maja 2014 roku agencja Fitch potwierdziła długoterminowy rating PGE S.A. w walucie krajowej i walucie obcej na poziomie BBB+ ze stabilną perspektywą oraz nadała rating niezabezpieczonego zadłużenia w walucie obcej na poziomie BBB+ programowi emisji euroobligacji średnioterminowych do kwoty 2 mld EUR („Program EMTN”) spółki PGE Sweden AB (publ), którego gwarantem jest PGE S.A.

Zgodnie z definicją agencji Fitch, ratingi w kategorii BBB oznaczają, że oczekiwane ryzyko niewywiązania się ze zobowiązań kredytowych jest obecnie niskie. Zdolność do obsługi zobowiązań finansowych uznaje się za odpowiednią, ale niekorzystne warunki biznesowe lub ekonomiczne są w stanie osłabić tę zdolność w większym stopniu niż w przypadku ratingów w wyższej kategorii.

W dniu 26 maja 2014 roku agencja Moody’s obniżyła długoterminowy rating PGE z poziomu A3 z perspektywą stabilną do poziomu Baa1 z perspektywą stabilną. Jako powód zmiany Moody’s wskazał ryzyko związane z realizacją planów inwestycyjnych GK PGE oraz potrzebą ich sfinansowania w świetle niskich cen na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz niepewności co do dalszego rozwoju rynku energii w Polsce. Moody’s nadał ponadto rating na poziomie (P)Baa1 Programowi EMTN spółki PGE Sweden AB (publ).

Ratingi na poziomie Baa są ratingami na poziomie inwestycyjnym, zaliczanymi do tzw. klasy medium-grade, która charakteryzuje się umiarkowanym ryzykiem kredytowym.

W ramach Programu EMTN spółka PGE Sweden AB (publ) dokonała dotychczas dwóch emisji obligacji. Pierwsza emisja miała miejsce w dniu 9 czerwca 2014 roku. Wartość nominalna 5-letnich obligacji oferowanych w ofercie publicznej wyniosła 500 mln EUR, a agencje ratingowe nadały emisji oceny ratingowe na poziomie BBB+ (Fitch) oraz Baa1 (Moody’s). Druga emisja w kwocie 138 mln EUR (niepubliczna) dokonana została w dniu 1 sierpnia 2014 roku. Okres zapadalności wynosi 15 lat, a agencja Fitch nadała emisji ocenę ratingową na poziomie BBB+.

3 Ryzyka i zagrożenia Grupy Kapitałowej PGE

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

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka i zagrożenia, na które narażona jest działalność Grupy PGE. Kolejność przedstawienia poszczególnych ryzyk nie odzwierciedla oceny ich istotności, tj. stopnia narażenia Grupy Kapitałowej PGE na poniższe ryzyka. Poniższa lista nie wyczerpuje wszystkich czynników ryzyka w działalności Grupy PGE, które mogą powstać w przyszłości.

Grupa PGE kontynuuje rozwój kompleksowego systemu zarządzania ryzykami, tak aby ryzyka towarzyszące jej działalności mające istotny wpływ na wartość Grupy utrzymywane były na zrównoważonym poziomie w stosunku do zakładanych celów biznesowych. Proces zarządzania ryzykami obejmuje swoim zakresem kluczowe segmenty łańcucha wartości Grupy Kapitałowej PGE i jest realizowany na wszystkich poziomach zarządzania, od pracowników najniższego szczebla po kadre zarządzającą. Ryzyka Grupy PGE dotyczące poszczególnych segmentów jej działalności są identyfikowane i utrzymywane w ustalonych granicach poprzez ograniczanie negatywnych skutków tych zagrożeń oraz podejmowanie działań wyprzedzających lub naprawczych. W szczególności działania podejmowane względem ryzyk specyficznych realizowane są w oparciu o przyjęte zbiory zasad i praktyk postępowania. W przypadku ryzyk towarzyszących działalności handlowej i finansowej, Grupa kontynuuje proces wprowadzania adekwatnych limitów ryzyka kalkulowanych m.in. w oparciu o miary statystyczne oraz monitorowania poziomu ich wykorzystania. Dodatkowo w Spółce funkcjonują wyspecjalizowane komitety wspierające i nadzorujące proces zarządzania istotnymi ryzykami specyficznymi, w szczególności w obszarze działalności handlowej, finansowej i inwestycyjnej Grupy.

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

3.1.1 Ryzyko związane z sytuacją makroekonomiczną

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

3.1.2 Ryzyko rosnącej konkurencji

W związku z postępującym rozwojem rynku detalicznego, narastającą aktywnością sprzedawców energii oraz wzrostem liczby klientów zmieniających sprzedawcę energii, Grupa PGE jest narażona na ryzyko utraty dotychczasowych klientów na rynku detalicznym oraz na ryzyko zmniejszenia marży realizowanej na sprzedaży dotychczasowym odbiorcom. Dodatkowo, w związku ze zwiększającą się produkcją energii ze źródeł odnawialnych oraz preferencji w systemie dla wyprodukowanej w ten sposób energii, zwiększa się presja na rentowność konwencjonalnych źródeł energii. Ponadto, od początku 2014 roku Polska jest importers netto energii elektrycznej z obszarów o niższych poziomach cen energii elektrycznej, a w perspektywie kolejnych lat tendencja ta może się pogłębiać z powodu działań podejmowanych w celu integracji europejskiego rynku energii.

3.1.3 Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło

Przychody Grupy PGE w istotny sposób uzależnione są od poziomu zużycia energii elektrycznej i ciepła przez odbiorców. W perspektywie długoterminowej zakładany jest wzrost zużycia energii elektrycznej. Nie ma jednak gwarancji, że wzrost ten nastąpi oraz czy jego dynamika osiągnie zakładany poziom.

Powodem spadku zapotrzebowania na energię elektryczną może być w szczególności:

- spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego;
- możliwość ograniczenia zużycia energii przez odbiorców słabych ekonomicznie;
- rozwój nowych energooszczędnych technologii po stronie odbiorców;
- promocja rozwoju energetyki prosumenckiej;
- warunki atmosferyczne.

Zmniejszenie się tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ograniczony dostęp do mocy przesyłowych na połączeniach transgranicznych, limitujący możliwości wyeksportowania wytworzonej przez Grupę energii elektrycznej za granicę bądź import energii do Polski, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność i wyniki finansowe spółek z Grupy.

Niepewność co do przyszłej koniunktury w gospodarce światowej, wzmocniona przez kryzys finansowy w krajach Europy oraz niestabilną sytuację na Ukrainie, może wpłynąć negatywnie na wielkość produkcji, konsumpcji i inwestycji w kraju, a w ślad za tym na zmniejszenie zapotrzebowania na energię oraz spadek jej cen.

3.2 Czynniki ryzyka związane z otoczeniem regulacyjno-prawnym

3.2.1 Ryzyko polityczne

Działalność Grupy PGE w jej podstawowych obszarach działalności, tj. w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, wydobyciu węgla brunatnego, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, podlega kierunkom polityki przyjmowanym przez władze i organy polskie, organy Unii Europejskiej oraz innych państw. Organy te mogą wywierać wpływ na zmiany przepisów, regulacji i polityki, co z kolei może wpływać na działalność Grupy, m.in. w zakresie kształtowania cen energii elektrycznej, ciepła i usług dystrybucyjnych stosowanych wobec odbiorców, w szczególności gospodarstw domowych. Szczególnie istotne jest to w przypadku inwestycji w segmencie wytwarzania, które cechują się wysokimi nakładami i długim okresem realizacji (w przypadku elektrowni jądrowych wraz z etapem przygotowawczym okres ten wynosi ponad 10 lat).

3.2.2 Ryzyko niestabilności otoczenia prawnego

Działalność Grupy PGE podlega licznym przepisom i regulacjom polskim, europejskim oraz prawu międzynarodowemu. Przepisy prawa, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie oraz działania właściwych organów istotne dla działalności Grupy, podlegają zmianom. W szczególności, Prawo energetyczne podlegało wielokrotnym nowelizacjom, a część z tych nowelizacji wprowadzała zasadnicze zmiany w zakresie regulacji podstawowych obszarów działalności. Rodzaje, kierunki i zakresy takich zmian mogą mieć trudny do przewidzenia wpływ na działalność Grupy.

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

System podatkowy w Polsce charakteryzuje duża niestabilność przepisów podatkowych, stopień ich skomplikowania, wysokie potencjalne kary przewidziane w razie popełnienia przestępstwa lub wykroczenia skarbowego oraz ogólnie pro-fiskalne podejście władz skarbowych. Rozliczenia podatkowe mogą być przedmiotem kontroli odpowiednich władz, które uprawnione są do nakładania kar i sankcji wraz z odsetkami karnymi.

3.2.3 Ryzyko zmian w systemie wsparcia źródeł kogeneracyjnych

Jednostki wytwórcze Grupy produkujące energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem (kogeneracja) korzystały z funkcjonującego w latach poprzednich systemu wsparcia wysokosprawnych kogeneracyjnych jednostek wytwórczych. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji oparty na świadectwach pochodzenia (tzw. żółtych certyfikatach - dla instalacji opalanych paliwami gazowymi (niezależnie od mocy zainstalowanej) lub instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW oraz czerwonych certyfikatach - dla jednostek opalanych paliwami innymi niż gazowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła powyżej 1 MW) funkcjonował do 31 grudnia 2012 roku (energia wyprodukowana w 2012 roku rozliczana była do 31 marca 2013 roku). Wsparcie to wygasło z dniem 31 grudnia 2012 roku. W dniu 15 kwietnia 2014 roku w Dzienniku Ustaw została ogłoszona ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne, która przywraca system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (wejście w życie miało miejsce po upływie 14 dni od ogłoszenia). Uchwalona ustawa przedłuża do końca 2018 roku funkcjonowanie systemu wsparcia dla producentów energii elektrycznej i ciepła w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Ze względu na charakter programu Komisja Europejska może uznać proponowany polski system wsparcia dla kogeneracji za niedozwoloną pomoc publiczną i w konsekwencji wsparcie dla wytwarzania energii w instalacjach wysokosprawnej kogeneracji może być kwestionowane. W związku z tym istnieje zagrożenie, iż środki uzyskane dzięki danemu wsparciu, spółki będą zobowiązane zwrócić wraz z odsetkami, co będzie miało negatywny wpływ na przychody i rentowność jednostek kogeneracyjnych Grupy korzystających z systemów wsparcia.

Ponadto, nadal zauważalny jest brak postępu prac legislacyjnych w zakresie stworzenia ram długoterminowego wsparcia kogeneracji pozwalającego na realizację nowych inwestycji w tym zakresie.

3.2.4 Ryzyko zmian w systemie wsparcia odnawialnych źródeł odnawialnych

Jednostki wytwórcze Grupy produkujące energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii korzystają z systemu wsparcia dla instalacji OZE. Obecnie prowadzone są prace legislacyjne nad projektem nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii, zgodnie z którym dotychczasowy system wsparcia dla jednostek generujących energię elektryczną z OZE przewidziany w Prawie energetycznym ulegnie zmianie. W dniu 8 lipca 2014 roku rządowy projekt ustawy o OZE wpłynął do Sejmu, który skierował go do Komisji Nadzwyczajnej ds. energetyki i surowców energetycznych w celu rozpatrzenia.

W świetle obecnie proponowanych zmian w projekcie ustawy OZE, w przypadku GK PGE największe ryzyko po stronie utraconych przychodów może pojawić się z tytułu utraty wsparcia dla elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW oraz redukcji poziomu wsparcia dla technologii współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi do wartości 0,5 świadectwa pochodzenia za każdą wytworzoną 1 MWh (z wyłączeniem dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego).

Jeżeli proponowane zmiany w ustawie o OZE wejdą w życie, będzie to miało istotny wpływ zarówno na rentowność istniejących instalacji OZE, jak i na przyszłe decyzje inwestycyjne Grupy PGE.

3.2.5 Ryzyko związane z wymogiem posiadania koncesji

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

3.2.6 Ryzyko związane z potencjalnym naruszeniem przepisów antymonopolowych

Spółka dystrybucyjna Grupy PGE jest naturalnym monopolistą w zakresie świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej na terenie swojego działania. Ponadto Grupa PGE jest głównym producentem energii elektrycznej w Polsce (około 38% udziału w rynku wytwarzania) oraz jest jednym z największych sprzedawców energii elektrycznej w kraju. W związku z monopolistyczną lub dominującą pozycją na odpowiednich rynkach, Grupa PGE podlega ograniczeniom w zakresie zakazu nadużywania pozycji dominującej, wynikającym z przepisów antymonopolowych prawa polskiego i prawa europejskiego. W przypadku stwierdzenia naruszeń w tym zakresie organy antymonopolowe (Prezes UOKiK, Komisja Europejska) mogą nakazać podjęcie określonych działań lub wymierzać sankcje w postaci kar finansowych. Ograniczenia wynikające z przepisów antymonopolowych lub ich niekorzystna interpretacja przez organy administracji publicznej mogą ograniczyć potencjał rozwoju Grupy PGE.

3.2.7 Ryzyko związane z programem redukcji emisji dwutlenku węgla (CO₂)

Od 1 stycznia 2013 roku uprawnienia do emisji CO₂ nie są już przyznawane poprzez Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień z puli przyznanej Polsce przez Komisję Europejską („KE”) jak to miało miejsce w II okresie rozliczeniowym ETS (2008-2012). W kolejnym, III okresie rozliczeniowym (2013-2020), co do zasady, uprawnienia za wyjątkiem bezpłatnych uprawnień dla producentów przemysłowych i producentów ciepła oraz wytwórców energii elektrycznej (odpowiednio artykuł 10a i 10c dyrektywy ETS) zwane derogacjami powinny zostać zakupione na aukcjach. Wielkość i zakres derogacji dla poszczególnych instalacji jest określany i proponowany przez Krajowe Środki Wykonawcze („NIMs”) na podstawie wytycznych KE. Rząd Polski złożył do KE dokumenty uprawniające do otrzymania bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂. W dniu 22 stycznia 2014 roku KE zaakceptowała polski plan zakładający przeznaczenie 404,6 mln ton uprawnień do emisji CO₂ na modernizację sektora energii elektrycznej. Plan ten obejmuje ponad 340 inwestycji o łącznej wartości około 119 mld PLN. Po opublikowaniu decyzji KE, polski rząd przyjął rozporządzenie w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji ciepłarnianych w okresie rozliczeniowym 2013-2020 wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji na każdy rok okresu rozliczeniowego. Na podstawie rozporządzenia, uprawnienia do emisji CO₂ za 2013 rok zostały przekazane na rachunki właściwych przedsiębiorstw. GK PGE otrzymało około 31 mln EUA w ramach bezpłatnego przydziału uprawnień za 2013 rok.

Obecnie trwają prace nad implementacją dyrektywy ETS do prawa krajowego, tzn. opublikowany został projekt ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych do konsultacji społecznych. Wprowadza on szereg zmian w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w III okresie rozliczeniowym. Zmiany te polegają, w szczególności, na wprowadzeniu aukcji uprawnień do emisji jako podstawowego sposobu rozdziału uprawnień, możliwości skorzystania z derogacji dla sektora elektroenergetycznego oraz wprowadzenia mechanizmu tzw. krajowych środków wykonawczych. W aktualnym projekcie ustawy, ogranicza się możliwości przenoszenia nadwyżek nakładów inwestycyjnych w stosunku do rynkowej wartości darmowych uprawnień na kolejne okresy sprawozdawcze.

Poza tym na forum europejskim istnieje silne lobby postulujące podniesienie unijnego celu redukcji CO₂, w szczególności po 2020 roku. W myśl obowiązującego pakietu klimatycznego z 2008 roku, do 2020 roku Unia Europejska (UE) i kraje członkowskie zobowiązały się obniżyć swoje emisje CO₂ o 20% w stosunku do roku bazowego (1990). W dniu 22 stycznia 2014 roku KE opublikowała propozycje klimatycznej i energetycznej polityki UE do 2030 roku, która zawiera nowe cele redukcji emisji CO₂ oraz udziału energii ze źródeł odnawialnych. Zakładają one podniesienie wiążącego celu redukcji emisji CO₂ do 40% oraz zwiększenie udziału OZE do minimum 27% w bilansie energii finalnej całej UE. W przeciwieństwie do proponowanego celu dla energii odnawialnej, który ma być wiążący tylko na poziomie całej UE, proponowany przez KE 40% cel redukcji emisji CO₂ do 2030 roku będzie rozbity na zobowiązania dla poszczególnych krajów. Oznaczać to może wzrost cen uprawnień do emisji, a zatem pogarszającą się rentowność, w szczególności istniejących aktywów wytwórczych opartych na spalaniu węgla. Propozycja KE nie jest jeszcze propozycją prawną, projekt legislacyjny w tej sprawie może pojawić się w następnym roku.

Wraz z nowymi celami klimatycznymi i energetycznymi KE zaproponowała zmiany w unijnym systemie handlu emisjami (ETS), który został uruchomiony w 2005 roku jako instrument krajów UE w celu przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Komisja proponuje utworzenie rezerwy stabilizacyjnej pozwoleń od 2021 roku oraz zwiększenie corocznej redukcji liczby pozwoleń na emisję z 1,74% do 2,2% po 2020 roku. Propozycja zmian dyrektywy ETS grozi trwałym wycofaniem uprawnień z rynku w celu podniesienia ich ceny. Propozycja ta stanowi inicjatywę legislacyjną. Pomimo, że rozwiązanie ma wejść w życie od 2021 roku to jego skutki dla cen CO₂, ze względu na przewidywanie redukcji podaży uprawnień przez rynek, mogą być odczuwalne jeszcze przed 2020 rokiem, a to przekładać się może na wzrost cen uprawnień.

3.2.8 Ryzyko zaostżenia standardów wprowadzania do środowiska substancji innych niż CO₂

Działalność prowadzona przez spółki z Grupy, w szczególności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wiąże się z emisją do środowiska naturalnego nie tylko CO₂, ale także NO_x, SO₂, pyłów i innych substancji. W celu minimalizacji ich wpływu na środowisko naturalne oraz dla jego ochrony, UE i władze krajowe wprowadzają odpowiednie uregulowania prawne, do których przestrzegania zobligowane są również energetyka i górnictwo. Kwestie dotyczące ochrony środowiska i obowiązków z tym związanych zawarte są w tzw. „pozwoleniach zintegrowanych” lub pozwoleniach sektorowych, a instalacje wymagające takich pozwoleń, muszą spełniać wymogi najlepszych dostępnych technik („Best Available Techniques”, „BAT”), co wiąże się z koniecznością ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych. Oprócz ogólnych warunków emisji zanieczyszczeń, pozwolenia takie regulują kwestie wielkości emisji gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza, dopuszczalnych poziomów hałasu, warunków poboru wód, ilości ścieków i odpadów stałych oraz określają ogólne zasady wytwarzania odpadów i sposoby postępowania z nimi.

Regulacje dotyczące ochrony środowiska podlegają bardzo częstym zmianom. W dniu 4 sierpnia 2014 roku Prezydent podpisał nowelizację Prawa ochrony środowiska, która wdraża do polskich przepisów unijną Dyrektywę dotyczącą ograniczania emisji przemysłowych IED („Industrial Emissions Directive”). Przystosowanie (modernizacja) instalacji do nowych wymagań może wiązać się z ponoszeniem istotnych nakładów inwestycyjnych. Zaostżone rygory emisyjne mają zacząć obowiązywać od dnia 1 stycznia 2016 roku. Na forum unijnym trwa obecnie rewizja BREF („Best Available Techniques Reference Document”), które po przyjęciu konkluzji Komisji Europejskiej w sprawie BAT będą prawnie obowiązujące. Wynikające z nich normy emisyjne nałożone na producentów energii mogą zatem ulec dalszemu zaostżeniu w stosunku do dyrektywy IED około roku 2019. Na dzień dzisiejszy nie można jednakże określić skali tego zaostżenia z uwagi na trwające w UE prace.

Aktualnie w ramach KE prowadzone są również prace nad zmianą tzw. dyrektywy ramowej oraz decyzji Komisji 2000/532/WE z dnia 3 maja 2000 roku ustalającej tzw. listę odpadów niebezpiecznych. Obecnie niektóre z ubocznych produktów spalania („UPS”), jakimi w szczególności są żużle, popioły paleniskowe i pyły z kotłów, nie są klasyfikowane jako odpady niebezpieczne. Po zmianach mogą zostać za takie uznane. Zmiana ich kwalifikacji może spowodować istotne negatywne konsekwencje finansowe dla podmiotów je wytwarzających powodując np. wzrost opłaty za składowanie odpadów, wzrost kosztów rekultywacji składowisk UPS, brak możliwości sprzedaży odpadów paleniskowych do odbiorców zewnętrznych, a w konsekwencji powodować konieczność całkowitego składowania UPS. W związku z powyższym może pojawić się zagrożenie braku miejsca do składowania UPS i w konsekwencji sytuacja ta może zagrozić utrzymaniu jednostek wytwórczych w gotowości ruchowej.

Zaostżenie standardów emisyjnych powoduje, że Grupa PGE może być zmuszona do ponoszenia znacznych nakładów w zakresie dostosowania się do nowych wymogów, przy czym istnieje ryzyko, że niektóre z posiadanych przez nas urządzeń, składowisk lub instalacji nie zostaną przystosowane do obowiązujących wymogów lub zostaną przystosowane do obowiązujących wymogów po wymaganym terminie, co może mieć niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

3.3 Czynniki ryzyka związane z działalnością operacyjną Grupy Kapitałowej PGE

3.3.1 Ryzyko przerwania dostaw paliw oraz niewystarczających zapasów paliw

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

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

3.3.2 Ryzyko związane z kosztami rekultywacji terenów górniczych

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

3.3.3 Ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi

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

3.3.4 Ryzyko związane z przeglądami, remontami, modernizacjami i inwestycjami

Działalność spółek Grupy PGE w zakresie wydobywania węgla brunatnego oraz wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła wymaga prawidłowo prowadzonych przeglądów, remontów, eksploatacji i modernizacji posiadanego majątku. Działania te powinny zapewniać optymalny czas życia urządzeń i wymaganą dyspozycyjność kluczowych składników majątku z jednoczesną minimalizacją kosztów.

Działania inwestycyjne polegające na odtworzeniu i zmodernizowaniu majątku, jak również inwestycje w nowe aktywa, wymagają znaczących nakładów. Terminowość realizacji takich projektów ma kluczowe znaczenie dla ich rentowności. Opóźnienia wynikające z przedłużających się procesów uzyskiwania zgód administracyjnych, i ich ewentualnym oprotestowaniem wprowadzają ryzyko zaniechania realizacji poszczególnych projektów inwestycyjnych. Jednocześnie nie można wykluczyć opóźnień na poszczególnych etapach prac, bądź nowych przedsięwzięciach inwestycyjnych spowodowanych m.in. niepewnością w zakresie pozyskania wystarczających środków finansowych, utrudnieniami

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

3.3.5 Ryzyko nieuregulowanych stanów prawnych nieruchomości

W stosunku do znacznej liczby nieruchomości należących do Grupy PGE, a zwłaszcza wykorzystywanych przez operatora systemu dystrybucyjnego, istnieją wątpliwości co do tytułu prawnego do korzystania z tych nieruchomości. W przeszłości wystąpiły przypadki prowadzenia inwestycji, w szczególności liniowych, bez wyraźnego porozumienia z właścicielami przedmiotowych nieruchomości. Krajowe regulacje prawne z tym związane są niejasne, a orzecznictwo sądowe w sprawach dotyczących takich sytuacji podlegało w ostatnich latach zmianom. Sytuacja taka wiąże się z ryzykiem zgłaszanych w stosunku do spółek Grupy PGE roszczeń, co obecnie ma miejsce w odniesieniu do operatora systemu dystrybucyjnego. Nie można wykluczyć dalszych takich przypadków i związanej z tym konieczności poniesienia dodatkowych kosztów lub nawet konieczności zaprzestania korzystania z niektórych nieruchomości.

3.3.6 Ryzyko związane z pozyskiwaniem i kosztami finansowania zewnętrznego (obniżenia lub wycofania ratingu PGE)

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

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

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

Przepisy Ustawy KDT regulujące w szczególności obliczanie, sposób wypłaty i korygowanie wysokości środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, obliczanie i wypłatę tych środków wytwórcom wchodzącym w skład grup kapitałowych (w tym Grupy PGE), konsekwencje podatkowe rozwiązania KDT i wypłaty tych środków oraz inne kwestie, są skomplikowane i nie ma w Polsce ustalonej praktyki ich stosowania. Wytwórcy, którzy rozwiązali KDT i są uprawnieni do otrzymywania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, w tym wytwórcy należący do Grupy PGE, w przypadku ujemnej korekty kosztów osieroconych (rocznej lub końcowej), zobligowani będą do zwrotu otrzymanych środków otrzymanych w ramach realizacji Ustawy KDT.

3.3.8 Ryzyko cen transferowych

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

3.3.9 Ryzyko niewystarczającej ochrony ubezpieczeniowej

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

3.3.10 Ryzyko związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi oraz roszczeniami pracowniczymi

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

Postępowania, które dotyczą GK PGE, związane są między innymi z ustaleniem parytetu wymiany akcji w procesie wymiany akcji spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. na akcje PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. w procesie konsolidacji, jaki miał miejsce w 2010 roku. Byli akcjonariusze PGE Górnictwo i Energetyka S.A. oraz nabywca wierzycielności od byłych akcjonariuszy występują do sądów z wnioskami o zawiązanie PGE S.A. do prób ugodowych o zapłatę odszkodowania z tytułu nieprawidłowego ich zdaniem ustalenia parytetu wymiany akcji. Łączna wartość roszczeń wynikających z zawizań do prób ugodowych wynosi ok. 379 mln PLN.

PGE S.A. nie uznaje wyżej opisanych żądań w związku z zawiżaniami do prób ugodowych. Roszczenia te są nieudokumentowane i bezzasadne. Wartość akcji spółek podlegających procesowi konsolidacji (połączenia) została niezależnie wyceniona. Plan połączenia spółek, w tym parytet wymiany akcji spółki przejmowanej na akcje spółki przejmującej, były badane w zakresie poprawności i rzetelności przez wyznaczonego przez sąd rejestrowy biegłego, który nie znalazł żadnych nieprawidłowości. Następnie niezawisły sąd zarejestrował połączenie spółek. Występujący do sądów nie wykazali zaś na jakiej podstawie, w jaki sposób oraz w oparciu o jakie dane i jakie dokumenty ich roszczenia zostały wyliczone.

W przedmiotowych sprawach PGE S.A. odmawia zawarcia ugód. Istnieje jednak ryzyko wystąpienia przez byłych akcjonariuszy oraz nabywców wierzycielności od byłych akcjonariuszy na drogę sądową z pozwami o zapłatę kwot dochodzonych uprzednio w postępowaniach o zawiżanie do prób ugodowych.

Inne postępowanie dotyczy roszczeń miasta Görlitz za szkody wywołane zdarzeniem powodziowym zaistniałym w dniach 7-10 sierpnia 2010 roku. W dniu 30 listopada 2012 roku PGE GiEK S.A. wniosło powództwo o ustalenie nieistnienia odpowiedzialności odszkodowawczej za szkody wywołane powyższym zdarzeniem powodziowym. Jednak w przypadku wydania wyroku oddalającego powództwo PGE GiEK S.A., istnieje ryzyko wystąpienia przez Miasto Görlitz z roszczeniami odszkodowawczymi. Ponadto, do PGE GiEK S.A. wpłynął nakaz zapłaty kwoty około 3,6 mln EUR wydany w postępowaniu upominawczym z dnia 16 stycznia 2014 roku, od którego to spółka złożyła sprzeciw.

W PGE S.A. oraz w spółkach z Grupy działa ponad 100 zakładowych i międzyzakładowych organizacji związkowych, do których należy ponad 24 tys. pracowników. Na mocy obowiązujących przepisów prawa związki zawodowe mają zagwarantowany wpływ na proces stanowienia prawa. Dysponują również różnymi instrumentami wywierania wpływu na pracodawców, w tym w formie sporów zbiorowych. Spółki z Grupy PGE są stronami zakładowych i ponadzakładowych układów zbiorowych pracy. Ponadto zarządy wielu spółek z Grupy PGE zawarły tzw. umowy społeczne z organizacjami związkowymi. Umowy te przyznają pracownikom i związkom zawodowym liczne uprawnienia. Konieczność konsultowania lub uzgadniania niektórych działań ze związkami zawodowymi może opóźniać, a nawet uniemożliwiać ich przeprowadzenie oraz stanowić przyczynę występowania sporów zbiorowych, w tym strajków lub innych form protestu pracowników. Ponadto, w przypadku wystąpienia w przyszłości konieczności dokonywania istotnych redukcji zatrudnienia w Grupie, obowiązek wypłaty pracownikom wysokich odpraw może opóźniać lub istotnie ograniczać zdolność Grupy do dokonywania takich działań lub zwiększać ich koszty.

Ryzyka związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi oraz roszczeniami pracowniczymi, istotne dla działalności Grupy zostały opisane w nocie nr 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.3.11 Ryzyko utraty wartości aktywów

Możliwość utrzymywania się cen energii na niskim poziomie w dłuższej perspektywie może prowadzić do konieczności dokonywania odpisów aktualizujących wartość aktywów wytwórczych Grupy. Opis istotnych odpisów aktualizujących aktywów dokonanych w I półroczu 2014 roku znajduje się w nocie nr 12 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.4 Ryzyka finansowe i rynkowe

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

3.4.1 Ryzyko cen towarów

Spółki z Grupy PGE z racji prowadzonej działalności narażone są na zmienność przepływów pieniężnych oraz wyników finansowych z tytułu zmian cen następujących czynników ryzyka:

- energii elektrycznej;
- węgla kamiennego;
- gazu ziemnego;
- biomasy;
- uprawnień do emisji CO₂;
- praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii („zielone certyfikaty”), z kogeneracji („czerwone/żółte certyfikaty”) lub też innych praw majątkowych takich jak białe i fioletowe certyfikaty.

Najistotniejszym czynnikiem ryzyka są zmiany cen energii elektrycznej. Ceny energii elektrycznej kształtują się w wyniku oddziaływania czynników fundamentalnych takich jak podaż, popyt, ceny paliw oraz uprawnień do emisji CO₂. Czynniki ryzyka rynkowego podlegają bieżącemu monitorowaniu i analizie w ramach procesu zarządzania ryzykiem rynkowym. Sprzedaż energii elektrycznej produkowanej przez spółki z Grupy PGE oraz zakup na potrzeby odbiorców końcowych spółek z Grupy PGE dokonywane są w transakcjach terminowych celem zabezpieczenia oczekiwanego i stabilnego poziomu generowanych wyników finansowych oraz biorąc pod uwagę ograniczoną płynność rynku terminowego. W możliwie najszerszym stopniu wykorzystywane są możliwości zabezpieczenia ryzyka rynkowego w postaci hedgingu naturalnego w ramach Grupy PGE. Aktualny etap rozwoju i płynności polskiego rynku energii elektrycznej, w porównaniu do rynków zachodnioeuropejskich, pozwala tylko w ograniczonym stopniu zabezpieczać produkcję i zapotrzebowanie Spółek z Grupy PGE w kontraktach terminowych. Wynika to z braku na polskim rynku energii elektrycznej miarodajnych, długoterminowych wskaźników cenowych oraz płynnego rynku instrumentów finansowych, w szczególności produktów bez fizycznej dostawy typu NDF (Non-Deliverable Forward), przy ograniczonej możliwości zastosowania benchmarków cenowych z rynku europejskiego i światowego. Kwestie te odnoszą się również do praw majątkowych i węgla kamiennego.

3.4.2 Ryzyko stopy procentowej

Spółki Grupy PGE są narażone na ryzyko stopy procentowej na skutek finansowania swojej działalności operacyjnej oraz inwestycyjnej poprzez pozyskiwanie zadłużenia oprocentowanego według zmiennej stopy procentowej lub poprzez inwestycje w aktywa finansowe oprocentowane według zmiennej lub stałej stopy procentowej. Z drugiej strony finansowanie działalności poprzez pozyskiwanie zadłużenia według stałej stopy procentowej wiąże się z ryzykiem utraconych korzyści w przypadku spadku stóp procentowych.

Oprocentowanie instrumentów finansowych o zmiennym oprocentowaniu jest aktualizowane w okresach krótszych niż jeden rok. Odsetki od instrumentów finansowych o stałym oprocentowaniu są stałe przez cały okres do upływu terminu zapadalności/wymagalności tych instrumentów.

Grupa narażona jest także na ryzyko zmiany wartości godziwej instrumentów pochodnych typu SWAP, wynikające ze zmian stóp procentowych.

3.4.3 Ryzyko walutowe

W spółkach Grupy PGE można zidentyfikować dwie kategorie ekspozycji na ryzyko walutowe:

EKSPOZYCJA NA RYZYKO TRANSAKCYJNE

Wynika z faktu, iż część przepływów pieniężnych związanych z podstawową działalnością biznesową spółek jest denominowana lub indeksowana do kursów walut obcych. Ekspozycja na ryzyko transakcyjne powstaje również na skutek realizacji inwestycji kapitałowych oraz finansowania działalności w walutach obcych. Ryzyko walutowe odnosi się do zmienności przyszłych przepływów pieniężnych denominowanych/indeksowanych do walut obcych na skutek zmian kursów walutowych.

EKSPOZYCJA NA RYZYKO TRANSLACYJNE

Powstaje na skutek przeliczania pozycji bilansowych wyrażonych w walutach obcych na walutę sprawozdań finansowych Grupy, tj. polskie złote. Analogicznie jak w przypadku ryzyka transakcyjnego brak pewności, co do przyszłego kształtowania się kursów walutowych, według których dokonywane będzie przeliczenie sprawozdań finansowych na dzień bilansowy powoduje niepewność, co do wartości tych pozycji w złotych na dzień bilansowy oraz związanych z nimi przychodów i kosztów finansowych z tytułu różnic kursowych wykazywanych w sprawozdaniu z całkowitych dochodów.

Poniżej przedstawione zostały główne elementy stanowiące źródła ekspozycji na ryzyko walutowe Grupy (zarówno w aspekcie transakcyjnym jak i translacyjnym):

- wydatki inwestycyjne denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- zadłużenie spółek należących do Grupy denominowane w walutach obcych;
- transakcje sprzedaży energii elektrycznej w eksporcie denominowane w walutach obcych;
- transakcje zakupu energii elektrycznej denominowane w walutach obcych oraz transakcje zakupu energii elektrycznej, dla których część ceny zakupu indeksowana jest do kursu walutowego;
- opłaty denominowane/indeksowane do kursów walut obcych z tytułu zakupu mocy przesyłowych;
- transakcje sprzedaży/zakupu uprawnień do emisji CO₂ denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- transakcje zakupu węgla denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- wydatki związane z bieżącą eksploatacją środków produkcji denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;
- aktywa finansowe o charakterze lokacyjnym denominowane w walutach obcych.

3.4.4 Ryzyko płynności

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

W Grupie wprowadzono proces centralnego finansowania. PGE S.A. jako podmiot centralny Grupy Kapitałowej pełni funkcję w zakresie zapewnienia poszczególnym podmiotom Grupy środków na finansowanie inwestycji i bieżącej działalności operacyjnej poprzez pozyskanie finansowania zewnętrznego i redystrybucję środków w ramach Grupy. Spółki Grupy PGE są indywidualnie odpowiedzialne za utrzymanie płynności bieżącej, która regulowana jest głównie przy pomocy instrumentów wewnątrzgrupowych lub kredytów w rachunku bieżącym.

3.4.5 Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe jest związane z potencjalnym zdarzeniem kredytowym, które może mieć w szczególności formę niewypłacalności kontrahenta, częściowej spłaty należności, istotnego opóźnienia w spłacie należności lub innego odstępstwa od warunków kontraktowych.

Spółki Grupy PGE narażone są na ryzyko kredytowe powstające w obszarze:

- podstawowej działalności spółek – źródłem ryzyka kredytowego są transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, innych produktów energetycznych oraz niepewność dotycząca realizacji przez drugą stronę transakcji, zarówno jej zobowiązań pieniężnych wobec spółki Grupy PGE jak i zobowiązań niepieniężnych do dostawy lub odbioru przedmiotu transakcji, co w sytuacji braku realizacji transakcji powoduje konieczność zawarcia transakcji zastępczej na bieżących warunkach rynkowych;
- działalności inwestycyjnej spółek – ryzyko kredytowe generowane jest przez transakcje wynikające z realizacji projektów inwestycyjnych, których powodzenie jest uzależnione od pozycji finansowej dostawców Grupy;
- działalności finansowej spółek m. in. lokowania wolnych środków pieniężnych spółek – ryzyko kredytowe powstaje na skutek lokowania wolnych środków pieniężnych przez spółki Grupy PGE w instrumenty finansowe obciążone ryzykiem kredytowym, tj. inne instrumenty finansowe niż emitowane przez Skarb Państwa.
- klasy instrumentów finansowych, w których powstaje ekspozycja na ryzyko kredytowe, mające odmienną charakterystykę ryzyka kredytowego, to:
 - lokaty i depozyty;
 - nabyte obligacje, weksle, bony;
 - należności z tytułu dostaw i usług;
 - pożyczki udzielone;
 - pozostałe należności finansowe;
 - środki pieniężne i ich ekwiwalenty;
 - instrumenty pochodne;
 - udzielone gwarancje i poręczenia.

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe wynikająca z aktywów finansowych Grupy jest równa wartościom bilansowym tych pozycji.

Nadrzędnym celem zarządzania ryzykiem kredytowym jest akceptacja i kontrola ryzyka kredytowego na ustalonym poziomie, który bezpośrednio wynika z głównych celów biznesowych przyjętych w zakresie obrotu energią elektryczną oraz produktami powiązаныmi. Zarządzanie ryzykiem kredytowym kontrahenta w PGE S.A. i jednostkach Grupy PGE narażonych w największym stopniu na straty z powodu występowania ryzyka kredytowego kontrahenta odbywa się na podstawie przyjętej w tym zakresie polityki i procedury. W celu ograniczenia ryzyka kredytowego kontrahenta, handel z klientami (z którymi zawierane są transakcje przekraczające określony próg istotności) prowadzony jest w ramach limitów kredytowych przyznanych na podstawie oceny wiarygodności kredytowej. Standing kontrahentów, którym zostały przyznane limity kredytowe, podlega okresowej weryfikacji biorąc pod uwagę dostępne dane ilościowe i jakościowe. W przypadku klientów charakteryzujących się słabszą kondycją finansową, handel może być uzależniony od dostarczenia zabezpieczenia. Preferowane są zabezpieczenia o wysokiej stopie odzysku. Płatności od kontrahentów i ekspozycja kredytowa w zestawieniu z udzielonymi limitami kredytowymi oraz ustanowionymi zabezpieczeniami są na bieżąco monitorowane. W celu minimalizowania strat związanych z brakiem terminowej zapłaty od kontrahenta, stosowane są procedury i procesy windykacyjne.

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

4.1 Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

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

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 |
| Piotr Machnikowski | Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej - członek niezależny |
| Anna Kowalik | Sekretarz 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 |
| Jacek Barylski | Członek Rady Nadzorczej |

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 |
|--------------------------|-------------------------|
| Piotr Machnikowski* | Przewodniczący Komitetu |
| Małgorzata Mika – Bryska | Członek Komitetu |
| Jacek Barylski | Członek Komitetu |
| Czesław Grzesiak | Członek Komitetu |

** w dniu 5 maja 2014 roku Pan Piotr Machnikowski objął stanowisko Przewodniczącego Komitetu Ładu Korporacyjnego*

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 |

4.2 Ustanowienie programu emisji euroobligacji

W dniu 22 maja 2014 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. wraz z PGE Sweden AB (publ), spółką w 100% zależną od PGE S.A., ustanowiły Program Emisji Euroobligacji Średnioterminowych. W ramach Programu PGE Sweden AB (publ) może emitować euroobligacje do kwoty 2 mld EUR o minimalnym terminie zapadalności 1 roku.

W dniu 9 czerwca 2014 roku PGE Sweden AB (publ) wyemitowała euroobligacje w łącznej kwocie 500 mln EUR i pięcioletnim terminie zapadalności. Następnie w dniu 10 czerwca 2014 roku PGE Sweden AB (publ) zawarła z PGE S.A. trzy umowy pożyczki o łącznej wartości 514 mln EUR. Zgodnie z harmonogramem spłaty pożyczki zostały udzielone na okres 5 lat. Wartość otrzymanych pożyczek na dzień sprawozdawczy wynosi 2.140 mln PLN.

Po dniu sprawozdawczym w dniu 1 sierpnia 2014 roku PGE Sweden AB (publ) wyemitowała obligacje o wartości 138 mln EUR i okresie zapadalności 15 lat.

4.3 Działania związane z energią 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 usługi związane z uzyskaniem pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym. W marcu 2013 roku Wykonawca otrzymał upoważnienie do rozpoczęcia realizacji prac wraz ze wskazaniem lokalizacji Choczewo i Żarnowiec.

W II kwartale 2014 roku Wykonawca:

- kontynuował prowadzenie badań i charakterystyki istniejących warunków środowiskowych w obydwu lokalizacjach;
- zakończył prace w zakresie mobilizacji niezbędnych zasobów w lokalizacjach na potrzeby prac terenowych Fazy I;
- kontynuował prace w zakresie planowania prac terenowych Fazy I;
- złożył wnioski o zatwierdzenie projektów robót geologicznych dla Fazy I prac terenowych w obu lokalizacjach;
- kontynuował prace w zakresie planowania badań hydrologicznych w obydwu lokalizacjach;
- zakończył instalację wieży meteorologicznej w Żarnowcu;
- złożył i uzyskał akceptację dla Matrycy wymagań i proponowanego zakresu Raportu lokalizacyjnego i rozdziału Wstępnego Raportu Bezpieczeństwa;
- rozpoczął prace nad raportem przejściowym dotyczącym istniejących warunków środowiskowych w obu lokalizacjach;
- kontynuował opracowywanie Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia oraz Matrycy wymagań i proponowanego zakresu Raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko;
- kontynuował opracowywanie charakterystyki wad zasadniczych lokalizacji Żarnowiec w zakresie rozbiórki istniejącej infrastruktury oraz rekultywacji.

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 zakończyła badanie i ocenę złożonych ofert. Spółka uzyskała stosowne zgody korporacyjne niezbędne do ogłoszenia informacji o wyniku postępowania i w dniu 7 lipca 2014 roku ogłoszono wybór oferty złożonej przez AMEC Nuclear UK Ltd.

Podpisanie umowy z wybranym Inżynierem Kontraktu planowane jest na III kwartał 2014 roku.

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 EJ 1 sp. z o.o. decyzji odnośnie ostatecznego kształtu, zakresu, podejścia i formuły postępowania zintegrowanego. Drugą fazą postępowania będzie Postępowanie konkurencyjne.

Jednocześnie trwają działania (za pośrednictwem Rządu) w celu uzyskania akceptacji Komisji Europejskiej odnośnie wyłączenia postępowania zintegrowanego spod Prawa zamówień publicznych. W najbliższym czasie PGE EJ 1 sp. z o.o. planuje opracowanie finalnej wersji regulaminu postępowania zintegrowanego i warunków brzegowych dla wszystkich elementów zakresu postępowania. Trwają też analizy dotyczące mechanizmów wsparcia ze strony państwa, które mogą mieć kluczowe znaczenie dla możliwości zamknięcia finansowania dla projektu.

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. Działania operatorskie w pierwszych elektrowniach jądrowych będą prowadzone przez spółkę/spółki zależne od PGE.

W I półroczu 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 społecznych i 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. Prezydent RP podpisał tę ustawę w dniu 8 maja 2014 roku.

Działania edukacyjno-informacyjne

W I półroczu 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 lokalizacyjnych zorganizowano we współpracy z WorleyParsons wystawę planów badań lokalizacyjnych i środowiskowych.

Lokalne Punkty Informacyjne („LPI”) działające na terenie gmin lokalizacyjnych prowadzą działania informacyjne dla mieszkańców i turystów oraz organizują wyjazdy edukacyjne dla dzieci i młodzieży.

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 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 współników 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 współników 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.

W dniu 1 sierpnia 2014 roku Strony złożyły w UOKiK wniosek o zgodę na koncentrację w związku z planowaną przez PGE S.A. sprzedażą udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o. na rzecz KGHM Polska Miedź S.A., Tauron Polska Energia S.A. oraz Enea S.A.

4.4 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.

4.5 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 Opolo.

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 Opolo 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 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.

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 na dzień zawarcia umowy w PLN | Dostępny limit gwarancyjny na dzień 30.06.2014 r. w PLN |
|---|---------------------|-------------------------|--|---|
| Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. | 2014-01-20 | 2019-08-20 | 2.548.607.358 | 2.392.570.173,00 |
| Bank Polska Kasa Opieki S.A. | 2014-01-20 | 2019-08-20 | 424.767.893 | 398.761.695,50 |
| BNP Paribas Bank Polska S.A. | 2014-01-20 | 2019-08-20 | 424.767.893 | 398.761.695,50 |
| RAZEM | | | 3.398.143.144 | 3.190.093.564,00 |

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 30.06.2014 r. w PLN | Wartość poręczenia stan na 30.06.2014 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 |

Zawarcie umowy na zaprojektowanie i wykonanie bloku energetycznego w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrowni Turów

W dniu 10 lipca 2014 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. ("PGE GiEK S.A."), zawarła umowę ("Umowa") z konsorcjum firm w składzie: Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH (lider konsorcjum), Budimex S.A. i Tecnicas Reunidas SA (zwanymi dalej "Wykonawcą").

Przedmiot Umowy obejmuje zaprojektowanie i wykonanie w formule "pod klucz" bloku energetycznego o mocy elektrycznej netto 450 MWe z kotłem parowym pyłowym o parametrach nadkrytycznych w PGE GiEK S.A. Oddziale Elektrownia Turów. Blok będzie posiadał status CCS Ready.

Termin realizacji przedmiotu Umowy określony został na 56 miesięcy od daty wystawienia polecenia rozpoczęcia prac przez Zamawiającego. Wartość netto Umowy wynosi 3.250.000.000 PLN, a wartość brutto Umowy na dzień jej zawarcia wynosi 3.997.500.000 PLN.

Łączny limit wszystkich kar umownych należnych od Wykonawcy, liczonych z tytułu zwłoki i z tytułu niedotrzymania określonych parametrów technicznych wynosi 25% wartości netto Umowy, przy czym maksymalna łączna kwota kar umownych należnych od Wykonawcy z tytułu zwłoki wynosi 10% wartości netto Umowy, natomiast maksymalna łączna kwota kar umownych należnych od Wykonawcy z tytułu niedotrzymania określonych parametrów technicznych wynosi 15% wartości netto Umowy. Uprawnienie PGE GiEK S.A. do otrzymania kar umownych od Wykonawcy co do zasady wyłącza możliwość dochodzenia przez PGE GiEK S.A. odszkodowania na zasadach ogólnych przewyższającego należne kary umowne. Umowa przewiduje jednak szczególne przypadki, gdy przedmiotowa zasada jest wyłączona, a PGE GiEK S.A. może dochodzić odszkodowania na zasadach ogólnych przewyższającego należne kary umowne.

Po zawarciu Umowy, strony zawarły również Aneks nr 1 do Umowy, w którym wprowadziły zmiany ograniczające ryzyka stron (wydłużony do 31 grudnia 2014 roku termin na wydanie polecenia rozpoczęcia prac) w związku z potencjalną możliwością złożenia skargi do Sądu Okręgowego przez pozostałych oferentów biorących udział w postępowaniu przetargowym.

4.6 Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Część wytwórców wchodzących obecnie w skład PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. otrzymało prawo do środków na pokrycie kosztów osieroconych (tzw. „rekompensat”) w myśl ustawy z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 r.) („Ustawa KDT”). Zapisy Ustawy KDT są w wielu punktach niejednoznaczne i rodzą istotne wątpliwości interpretacyjne. Przeprowadzając obliczenia prognozowanych wyników poszczególnych wytwórców oraz wynikających z nich rekompensat, korekt rocznych kosztów osieroconych, korekt końcowych oraz wynikających z nich wysokości przychodów ujmowanych w sprawozdaniu z całkowitych dochodów, Grupa zastosowała swoją najlepszą wiedzę w tym zakresie, a także korzystała ze wsparcia zewnętrznych ekspertów.

W poprzednich latach wytwórcy z Grupy Kapitałowej PGE otrzymali decyzje dotyczące korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2008-2012. 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 półroczu 2014 roku zapadły, korzystne dla Grupy, prawomocne wyroki w postępowaniach dotyczących odwołań od decyzji Prezesa URE dotyczących korekt rocznych kosztów osieroconych dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów za rok 2009, PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole za rok 2009 oraz PGE GiEK S.A. za rok 2010. Wartość przedmiotu sporu w powyższych sprawach wynosiła 680 mln PLN.

W dniu 11 sierpnia 2014 roku PGE GiEK S.A. otrzymała decyzję administracyjną Prezesa URE dotyczącą ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2013 rok. Zgodnie z Decyzją Prezesa URE wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych powstałych w jednostkach wytwórczych: Oddział Elektrownia Turów i Oddział Elektrownia Opole za 2013 rok wynosi ok. (+) 438 mln PLN. Grupa uważa tę kwotę za bezsporną.

W dniu 14 sierpnia 2014 roku SOKiK wydał wyrok, w którym częściowo uwzględnił odwołanie PGE GiEK S.A. i zmienił decyzję Prezesa URE z lipca 2011 roku w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole za rok 2010. Wyrokiem SOKiK wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole za rok 2010 została ustalona na łączną kwotę wraz z odsetkami w wysokości ok. (-) 50 mln PLN.

Wpływ na sprawozdanie za I półrocze 2014 roku

W sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 30 czerwca 2014 roku Grupa ujęła w przychodach ze sprzedaży przychody z tytułu KDT w wysokości 1.162 mln PLN. W tej wartości kwota około 911 mln PLN wynika z ponownego przeliczenia modelu rekompensat KDT, które spowodowane było zmianą przyjętych założeń służących do obliczenia wartości tzw. korekty końcowej (w tym przede wszystkim zmiana stopy dyskonta). Przesłanką do zmiany założeń była informacja na temat decyzji Prezesa URE dotyczącej korekty końcowej dla jednego z wytwórców objętych systemem rekompensat.

Ponadto wyroki Sądu Apelacyjnego w sprawie PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole, GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów oraz PGE GiEK S.A. spowodowały w sprawozdaniu finansowym za okres zakończony 30 czerwca 2014 roku korektę rozliczeń rekompensat KDT o kwotę około 246 mln PLN. Wartość korekty została ujęta w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w pozycji pozostałych przychodów operacyjnych.

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 Kapitałowej PGE wyroków Sądu Apelacyjnego oraz korzystnego prawomocnego wyroku SOKiK w wysokości 1.422 mln PLN.

Decyzja Prezesa URE dotycząca korekty rocznej kosztów osieroconych za 2013 rok oraz wyrok SOKiK z dnia 14 sierpnia 2014 roku nie wpłyną na wysokość raportowanych przychodów i zysku Grupy w 2014 roku.

4.7 Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE

Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 30 czerwca 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. PGE Energia Natury 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. | |

4.7.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

4.7.1.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I półroczu 2014 roku

W I półroczu 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 półroczu 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 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. 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.
- W dniu 16 maja 2014 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Sweden AB (publ) podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 500.000 SEK do kwoty 191.000.000 SEK, tj. o kwotę 190.500.000 SEK, poprzez emisję 190.500.000 nowych akcji w cenie nominalnej i emisyjnej 1 SEK każda akcja. Wszystkie akcje w podwyższonym kapitale zakładowym objęła PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w zamian za wkład pieniężny. W dniu 10 czerwca 2014 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w szwedzkim Rejestrze Spółek.

W okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2014 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych spółki PGE GiEK S.A., na podstawie umów sprzedaży akcji, łącznie 4.238.381 akcji spółki PGE GiEK S.A. (stanowiących 0,61% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.). Na dzień 30 czerwca 2014 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. posiada bezpośrednio 94,23% oraz pośrednio przez PGE Obrót S.A. 4,95% akcji w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A. (udział liczony wraz z akcjami własnymi posiadanymi przez PGE GiEK S.A.).

W I półroczu 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 udziały, 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 przyznany jedynemu wspólnikowi, tj. spółce EXATEL S.A. Kapitał zakładowy został obniżony z kwoty 30.000.000 PLN do kwoty 22.500.000 PLN, 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 dniu 15 kwietnia 2014 roku pomiędzy PGE Obrót S.A. oraz Przedsiębiorstwem Energetycznym „ESV” S.A. z siedzibą Siechnicach została zawarta umowa sprzedaży 600 udziałów spółki Energetyka Wisłosan sp. z o.o., posiadanych przez PGE Obrót S.A., stanowiących 19,65% kapitału zakładowego spółki. W dniu 25 kwietnia 2014 roku, spółka Przedsiębiorstwo Energetyczne „ESV” S.A. dokonała zapłaty za udziały i w tym dniu przeniesione zostało prawo własności udziałów.

W okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 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 623.402 akcji własnych, stanowiących 0,09% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

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

4.7.1.2 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej po dniu bilansowym

W dniu 5 marca 2014 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ELBIS sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie obniżenia kapitału zakładowego spółki, w trybie umorzenia dobrowolnego za wynagrodzeniem przyznanym jednemu wspólnikowi, tj. PGE GiEK S.A. Kapitał zakładowy zostanie obniżony z kwoty 46.070.000 PLN do kwoty 6.449.800 PLN, tj. o kwotę 39.620.200 PLN. Zmiana kapitału zakładowego nastąpi poprzez zmniejszenie wartości nominalnej udziału z kwoty 1.000 PLN do kwoty 140 PLN, tj. o wartość 860 PLN za każdy udział. Obniżenie wartości nominalnej obejmuje wszystkie 46.070 udziałów należących do PGE GiEK S.A. W dniu 21 sierpnia 2014 roku obniżenie kapitału zakładowego spółki zostało zarejestrowane w KRS.

W dniu 15 lipca 2014 roku PGE S.A. zawiązała 14 spółek celowych w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością o następujących firmach: PGE Inwest 2 sp. z o.o., PGE Inwest 3 sp. z o.o., PGE Inwest 4 sp. z o.o., PGE Inwest 5 sp. z o.o., PGE Inwest 6 sp. z o.o., PGE Inwest 7 sp. z o.o., PGE Inwest 8 sp. z o.o., PGE Inwest 9 sp. z o.o., PGE Inwest 10 sp. z o.o., PGE Inwest 11 sp. z o.o., PGE Inwest 12 sp. z o.o., PGE Inwest 13 sp. z o.o., PGE Inwest 14 sp. z o.o. i PGE Inwest 15 sp. z o.o., z kapitałem zakładowym 10.000 PLN każda spółka. W dniu 19 sierpnia 2014 roku nastąpiła rejestracja w KRS spółek PGE Inwest 2 sp. z o.o., PGE Inwest 5 sp. z o.o. oraz PGE Inwest 12 sp. z o.o. W dniu 21 sierpnia 2014 roku nastąpiła rejestracja w KRS spółki PGE Inwest 15 sp. z o.o.

W dniu 22 sierpnia 2014 roku została sprzedana spółka Zakład Obsługi Energetyki sp. z o.o. W wyniku sprzedaży Grupa Kapitałowa PGE zrealizowała zysk w wysokości ponad 5 mln PLN.

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

Zgodnie z informacjami posiadanymi przez Spółkę*, jedynym akcjonariuszem posiadającym co najmniej 5% ogólnej liczby głosów jest Skarb Państwa, który posiada 1.091.681.706 akcji Spółki, co stanowi 58,39% 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 | 1.091.681.706 | 1.091.681.706 | 58,39% |
| Pozostali | 778.079.123 | 778.079.123 | 41,61% |
| RAZEM | 1.869.760.829 | 1.869.760.829 | 100,00% |

*Zgodnie z zawiadomieniem Ministra Skarbu Państwa z dnia 8 lipca 2014 roku, o którym PGE S.A. informowała raportem bieżącym nr 35/2014 z 9 lipca 2014 roku

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

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego skonsolidowanego raportu półrocznego oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu kwartalnego za I kwartał 2014 roku posiadały następującą liczbę akcji:

| Akcjonariusz | Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I kwartał 2014 roku (tj. 14.05.2014 roku) (szt.) | Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.) | Liczba akcji na dzień przekazania niniejszego (szt.) | Wartość nominalna akcji na dzień przekazania niniejszego raportu (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.

7 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 22 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w punkcie 4.7.1 niniejszego sprawozdania.

8 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 związku z ustanowieniem Programu Emisji Euroobligacji Średnioterminowych (por. pkt. 4.2 niniejszego sprawozdania), w dniu 22 maja 2014 roku została zawarta umowa „Deed of Guarantee” na udzielenie gwarancji przez PGE S.A. za zobowiązania PGE Sweden AB (publ). Gwarancja została udzielona do kwoty 2,5 mld EUR i dotyczy zobowiązań PGE Sweden AB (publ) wynikających z emisji euroobligacji w ramach Programu do kwoty 2,0 mld EUR. Gwarancja będzie obowiązywać do 31 grudnia 2041 roku. Warunki finansowe gwarancji uzależnione są od warunków emisji euroobligacji dokonywanych przez PGE Sweden AB (publ), a wynagrodzenie za udzieloną gwarancję jest uwzględnione w wysokości oprocentowania pożyczek udzielanych PGE S.A.

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

Na dzień 30 czerwca 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 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

10 Oświadczenia Zarządu

10.1 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.

10.2 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 i jednostkowego 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, 26 sierpnia 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