

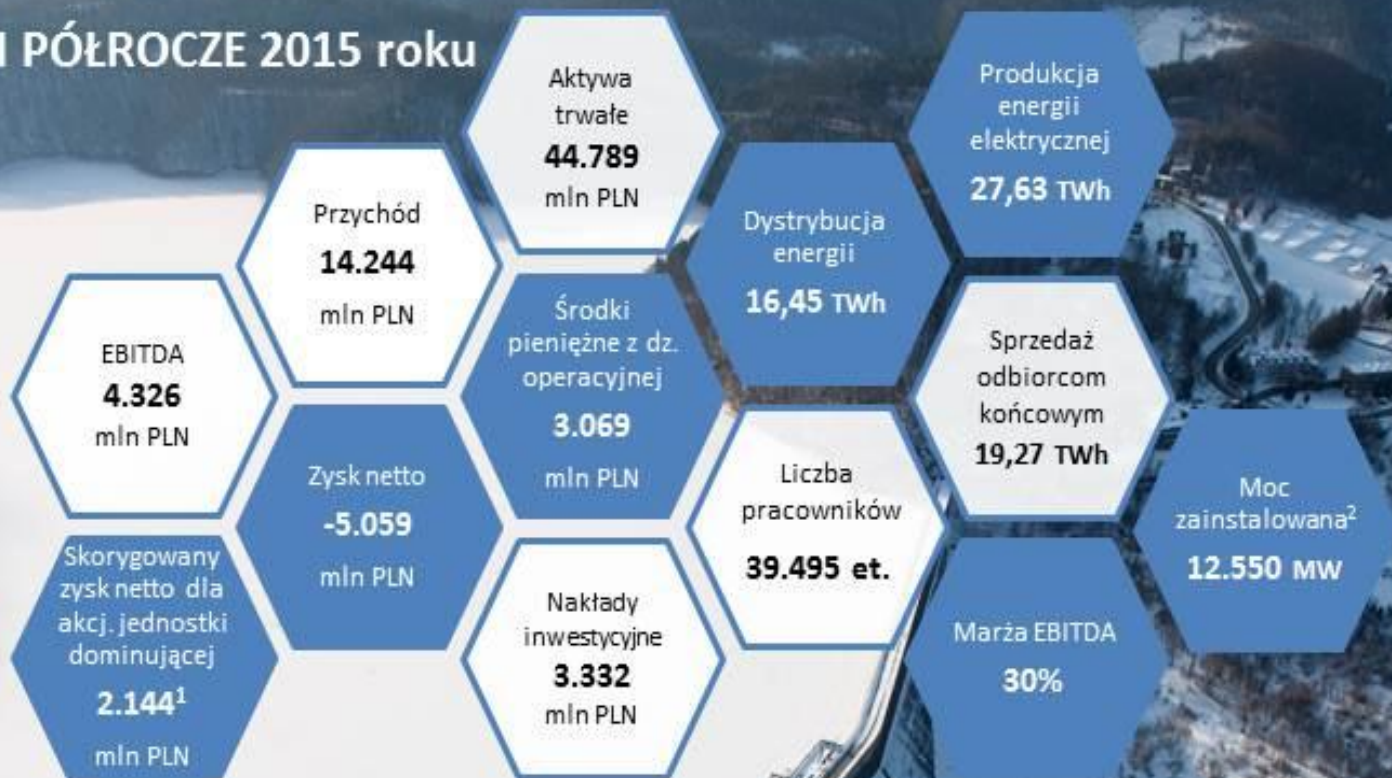
**Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za okres 6 miesięcy**

zakończony dnia 30 czerwca 2015 roku

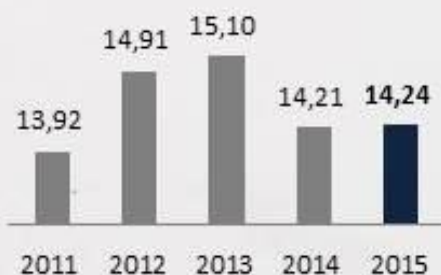
Spis treści

1	Działalność Grupy Kapitałowej	5
1.1	Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej PGE	6
1.2	Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki	7
2	Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 – 2020 i kluczowe działania podejmowane w I półroczu 2015 roku	18
3	Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	26
3.1	Wyniki finansowe GK PGE	26
3.2	Wyniki operacyjne GK PGE	30
3.3	Segmenty działalności – dane finansowe	33
3.4	Transakcje z podmiotami powiązаныmi	41
3.5	Publikacja prognoz wyników finansowych	41
3.6	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	42
4	Ryzyka i zagrożenia Grupy Kapitałowej PGE	43
5	Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE	48
5.1	Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	49
5.2	Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE	52
6	Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	53
6.1	Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych segmentu Energetyka Konwencjonalna	53
6.2	Zmiana polityki rachunkowości	56
6.3	Zmiana polityki dywidendy	56
6.4	Oddanie do eksploatacji farmy wiatrowej Karwice	56
6.5	Rating	56
6.6	Działania związane z energetyką jądrową	57
6.7	Kwestie prawne	59
6.8	Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	60
6.9	Podatkowa Grupa Kapitałowa	61
6.10	Zmiany w składzie Rady Nadzorczej	62
6.11	Zmiany w statucie	63
6.12	Opis znaczących umów	63
6.13	Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	63
6.14	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	63
6.15	Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	63
7	Oświadczenia Zarządu	64
7.1	Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	64
7.2	Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego	64
8	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	64
	Słowniczek	65

I PÓŁROCZE 2015 roku



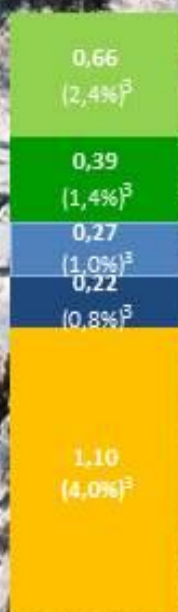
PRZYCHODY [MLD PLN]



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO [TWh]



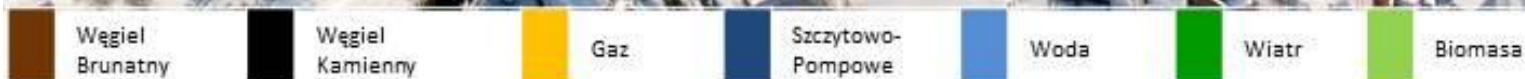
STRUKTURA PRODUKCJI WEDŁUG PALIW [TWh]



¹zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

²stan na 30 czerwca 2015 roku, bez farmy wiatrowej Karwice

³udział paliwa w produkcji



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



Działalność

Wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła w źródłach konwencjonalnych oraz przesyłanie i dystrybucja ciepła oraz usługi dodatkowe.

Kluczowe aktywa segmentu

4 elektrownie konwencjonalne
8 elektrociepłowni
2 kopalnie węgla brunatnego

ENERGETYKA ODNAWIALNA



Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.

10 elektrowni wiatrowych*;
29 elektrowni wodnych przepływowych;
4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym
2 z dopływem naturalnym.

OBRÓT



Działalność

Obrót hurtowy energią elektryczną i produktami powiązаныmi oraz paliwami
Sprzedaż i dostawa energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Kluczowe aktywa segmentu

DYSTRYBUCJA



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

282.284 km linii dystrybucyjnych

1 Działalność Grupy Kapitałowej

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”).

Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest obecnie zorganizowana w czterech podstawowych segmentach:

- Energetyka Konwencjonalna
- Energetyka Odnawialna
- Obrót
- Dystrybucja

Mając na uwadze poprawę przejrzystości raportowania działalności operacyjnej spółek w poszczególnych segmentach od 2015 roku dokonane zostały następujące zmiany w ich strukturze:

- połączono dotychczasowy segment Obrót Hurtowy z segmentem Sprzedaż Detaliczna, tworząc segment Obrót
Wprowadzenie tej zmiany umożliwia wyeliminowanie przepływów między dotychczasowymi segmentami, pozwalając na czytelniejszą prezentację i skuteczniejszą ocenę wyników osiągniętych przez GK PGE. W zakresie omawianej zmiany dane za okres I półrocza 2014 roku zostały doprowadzone do porównywalności.
- przeniesiono spółkę ENESTA S. A. z segmentu Pozostała Działalność do segmentu Obrót
Wprowadzenie tej zmiany pozwala na prezentację wyników operacyjnych wspomnianej wyżej spółki zgodnie z charakterem jej działalności, zapewniając bardziej spójny obraz działalności Grupy PGE w segmencie Obrót. W okresie I półrocza 2014 roku spółka jest prezentowana w segmencie Pozostała Działalność.
- przeniesiono spółki realizujące działalność na rzecz segmentu Energetyka Konwencjonalna z segmentu Pozostała Działalność do segmentu Energetyka Konwencjonalna
Powyższa zmiana zapewnia większą porównywalność międzyokresową segmentu poprzez wyeliminowanie zmienności w rozliczaniu działalności usługowej świadczonej przez spółki o charakterze pomocniczym. Włączone do segmentu Energetyka Konwencjonalna spółki prowadzą działalność w takich obszarach jak:
 - roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne oraz inwestycyjne w zakresie urządzeń energetycznych;
 - pełnienie funkcji inwestora zastępczego przy realizacji projektów inwestycyjnych;
 - wykonywanie kompleksowych badań diagnostycznych oraz pomiarów maszyn i urządzeń elektroenergetycznych;
 - zagospodarowywanie produktów ubocznych spalania węgla, opracowywanie i wdrażanie technologii ich wykorzystywania;
 - rekultywacja terenów zdegradowanych.

W okresie porównywalnym spółki o charakterze pomocniczym prezentowane są w segmencie Pozostała Działalność.

W skład segmentu Pozostała Działalność wchodzi również spółka, której głównym przedmiotem działalności jest przygotowanie i realizacja projektu budowy elektrowni jądrowej w ramach programu pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz spółka organizująca pozyskiwanie finansowania na rzecz Grupy.

Dodatkowo w Pozostałej Działalności zostały ujęte spółki świadczące usługi informatyczne i telekomunikacyjne, usługi księgowo-kadrowe, transportowe oraz inne.

1.1 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	Opis punkt
Popyt	<ul style="list-style-type: none"> ● wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło 1.2.1 ● sezonowość i warunki pogodowe
Rynek energii	<ul style="list-style-type: none"> ● ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym 1.2.4 ● ceny i taryfy energii elektrycznej i ciepłej na rynku detalicznym 1.2.3 ● taryfy na przesył i dystrybucję ciepła oraz taryfy na dystrybucję energii elektrycznej 1.2.3
Rynki powiązane	<ul style="list-style-type: none"> ● ceny praw majątkowych (świadczeń pochodzenia energii elektrycznej) 1.2.5 ● 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 1.2.2 ● ceny uprawnień do emisji CO₂ 1.2.6
Infrastruktura energetyczna	<ul style="list-style-type: none"> ● dostępność transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych 1.2.4 ● przyrost mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym w obszarze odnawialnych źródeł energii („OZE”) oraz kogeneracji 1.2.4 ● rozwój i modernizacja sieci energetycznych
Otoczenie makroekonomiczne	<ul style="list-style-type: none"> ● dynamika PKB, a w szczególności produkcji przemysłowej 1.2.1 ● stopy procentowe oraz kursy walutowe, których wysokość ma wpływ na wycenę wykazywanych przez Grupę aktywów i zobowiązań
Otoczenie regulacyjne	
Krajowe	<ul style="list-style-type: none"> ● stopień realizacji oraz ewentualne zmiany polityki energetycznej państwa ● zmiany w zakresie usług systemowych takie jak: <ul style="list-style-type: none"> ▪ modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy ▪ uruchomienie usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej ▪ uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania ● nowa Ustawa o Odnawialnych Źródłach Energii, zmieniająca system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych ● wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem URE w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”) ● decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT oraz wynik rozstrzygnięcia przez sąd sporów pomiędzy Prezesem URE, a wytwórcami z Grupy PGE uprawnionymi do otrzymywania rekompensat w ramach Ustawy KDT dotyczących korekt rocznych kosztów osieroconych za 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 dla krajowego porządku prawnego – m.in. derogacje CO₂ ● kwestia wdrożenia dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej („EED”) do krajowego porządku prawnego ● kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego będzie uzależniony od wskaźników SAIDI i SAIFI ● projekt ustawy prawo wodne w zakresie nałożenia dodatkowych obciążeń finansowych na przedsiębiorstwa energetyczne za wykorzystanie wody na cele energetyczne ● możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie B.12.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Zagraniczne

- regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego 2030 – ustalenia szczytu klimatycznego z października 2014 roku, w szczególności: ustalenie co najmniej 40% celu redukcji emisji CO₂, 27% celu udziału odnawialnych źródeł energii, 27% celu poprawy efektywności, możliwość przyznania bezpłatnych pozwoleń do emisji CO₂ energetyce (tzw. derogacje), możliwość przydziału środków na modernizację energetyki. Istnieje konieczność wypracowania szczegółowych zasad przydzielania pomocy.
- prace nad wprowadzeniem Rezerwy Stabilizacyjnej Rynku („MSR”) na rynku uprawnień do emisji 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 NEC („National Emission Ceilings”) w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza i jego wpływ na sektor elektroenergetyczny
- proces łączenia rynków europejskich, prace nad zestandaryzowanym modelem rynku energii elektrycznej, jednorodnymi obszarami handlowymi oraz zasadami wymiany handlowej pomiędzy nimi. Obecnie trwają prace nad przyłączeniem Polski do mechanizmu market coupling.

1.2 Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki

1.2.1 Sytuacja makroekonomiczna

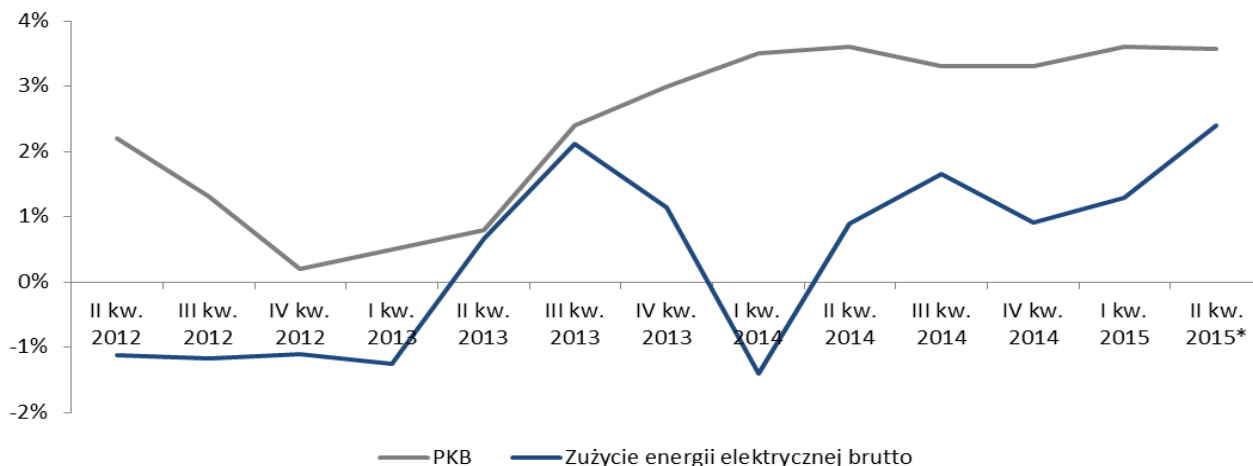
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma zarówno sytuacja w poszczególnych segmentach gospodarki jak i na rynkach finansowych, które mają wpływ na warunki pozyskiwania przez Grupę PGE finansowania dłużnego.

Co do zasady, w Polsce istnieje historyczna dodatnia korelacja pomiędzy wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, a wzrostem gospodarczym. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania, a także istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W I półroczu 2015 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 1,8% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wzrost zużycia nabrał tempa w II kwartale 2015 roku, kiedy to osiągnął 2,4% r/r.

Dane na temat dynamiki Produktu Krajowego Brutto („PKB”) w Polsce wskazują na utrzymywanie się stabilnego tempa wzrostu gospodarczego. PKB w II kwartale 2015 roku wzrósł o 3,6%, nieznacznie przewyższając (o 0,1 p.p.) prognozowane przez GUS wyniki. Zdaniem GUS wynik był przede wszystkim zasługą utrzymania wysokiego tempa wzrostu popytu inwestycyjnego. Zaktualizowana prognoza Narodowego Banku Polskiego („NBP”) zakłada, że w 2015 roku dynamika PKB ukształtuje się na poziomie 3,6%, co oznacza, że NBP skorygował swoje przewidywania o 0,2 p.p. w górę.

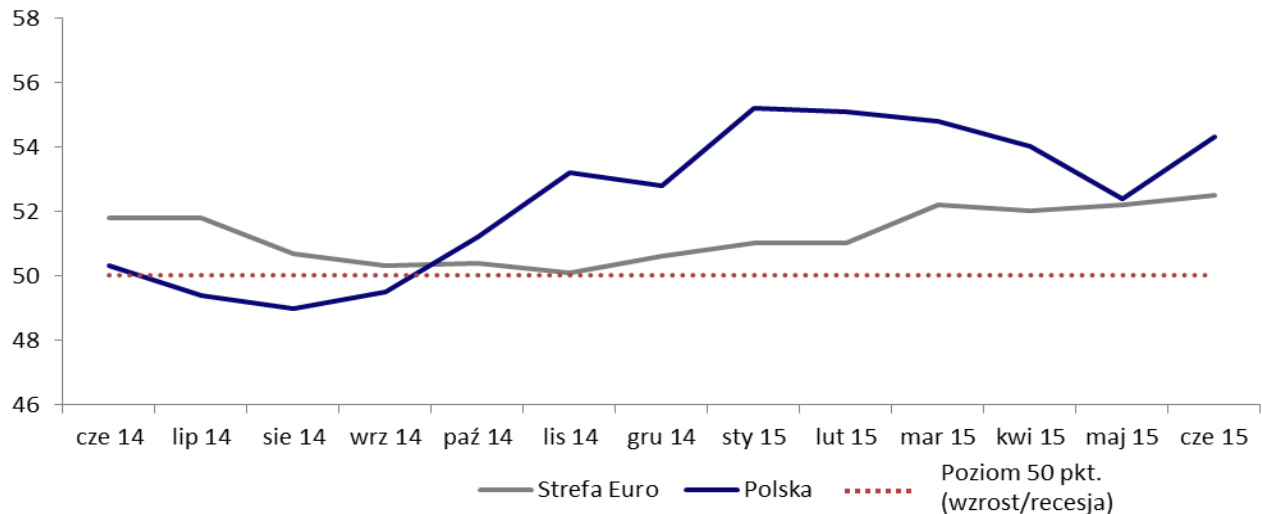
Rysunek: Dynamika PKB i zapotrzebowania na energię brutto.



*średnia z prognoz
Źródło: Główny Urząd Statystyczny

Wzrostowi gospodarstwu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła poprawa sytuacji polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za blisko 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik PMI dla przemysłu od trzech kwartałów utrzymuje się na poziomie wyższym niż 50 punktów, powyżej którego ankieterzy oczekują poprawy sytuacji sektora. Tuż po rekordowym początku roku, dynamika wzrostu wyhamowała do końca maja, kiedy to nastąpiło istotne przyspieszenie i powrót do poziomu z I kwartału 2015 roku (ok. 55 punktów). Spośród pięciu komponentów indeksu, poprawie uległy cztery: nowe zamówienia, produkcja, czas dostaw i zapasy, przy pogorszeniu się wskaźnika zatrudnienia. Dobre wyniki polskiego sektora przemysłowego będą wzmacniane przez silną strefę Euro, w której wskaźnik PMI zanotował najlepszy wynik od kwietnia 2014 roku (ok. 52 punktów).

Rysunek: Wskaźnik PMI dla przemysłu w poszczególnych państwach (w punktach).



Źródło: Markit Economics

Z punktu widzenia GK PGE korzystnym zjawiskiem jest również rosnąca dynamika produkcji przemysłowej ogółem. W II kwartale 2015 roku zanotowano wzrost na poziomie 4,2%, wobec 3,8% w analogicznym okresie roku poprzedniego. Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu spadł o 2,1% w II kwartale, ze względu na spadki cen m.in. ropy naftowej, gazu ziemnego i produktów pochodnych, a także żywności. Według lipcowego „Raportu o inflacji” NBP spadkowi cen producenta sprzyjały również nieznaczne obniżenie jednostkowych kosztów pracy w przemyśle oraz niska dynamika cen na świecie. Niskie ceny surowców przyczyniają się także do ujemnej dynamiki produkcji w całym sektorze energetycznym (-4,5% w II kwartale 2015 roku).

II kwartał 2015 roku był już czwartym z kolei kwartałem charakteryzującym się ujemnym wskaźnikiem cen konsumenta („CPI”). W ciągu trzech miesięcy CPI spadło o 0,9%. Inflacja cen producenta („PPI”) utrzymuje negatywną dynamikę od ponad roku, a II kwartał przyniósł korektę o 2,1% w dół. Prognoza NBP z lipca 2015 roku skorygowała oczekiwania względem CPI w całym roku z -0,5% do -0,8%, ze względu na utrzymujące się niskie ceny żywności i silny kurs złotego względem euro. W II kwartale Rada Polityki Pieniężnej nie zmieniła poziomu stóp procentowych. Od marca 2015 roku referencyjna stopa procentowa wynosi 1,5%, a stopa depozytowa 0,5%.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	I półrocze 2015	I półrocze 2014
Produkt Krajowy Brutto ¹	3,6	3,6
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	-1,2	0,4
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ²	-2,4	-1,2
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ²	4,7	4,4
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ²	5,6	6,0
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	-3,8	-3,6
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto ⁴	1,8	-0,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	79,91	78,49
EUR/PLN ⁵	4,1	4,2

Źródło: ¹ Wartość za I półrocze 2014 roku i I kwartał 2015 roku – GUS, wartość za II kwartał 2015 roku – średnia z prognoz analityków, ² Główny Urząd Statystyczny, ³ Główny Urząd Statystyczny - Sektor wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę, ⁴ PSE, ⁵ NBP

1.2.2 Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w I półroczu 2015 roku oraz 2014 roku.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2015		I półrocze 2014	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	2.367	571	2.910	728
Gaz (tys. m ³)	300.182	273	108.094	33
Biomasa	696	198	645	180
Olej opałowy (lekki i ciężki)	14	19	18	36
RAZEM		1.061		977

W I półroczu 2015 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 1.061 mln PLN i były o 9% wyższe od wykonania w I półroczu 2014 roku.

- **Gaz**
 - wyższa średnia cena (+181 mln PLN)
Wzrost średniej ceny zakupu gazu w I półroczu 2015 roku spowodowany był zużywaniem droższego gazu wysokometanowego z sieci przesyłowych w porównaniu z gazem ze źródeł lokalnych.
 - wyższy wolumen zakupu (+59 mln PLN)
Wzrost wolumenu zakupu gazu w I półroczu 2015 roku wynikał z przywrócenia systemu wsparcia dla jednostek wytwarzających energię elektryczną i ciepło w instalacjach opalanych paliwami gazowymi, co poprawia efektywność produkcji tych wytwórców. W I półroczu 2014 roku ze względu na brak wsparcia wysokosprawnej kogeneracji produkcja w elektrociepłowniach gazowych była na niskim poziomie. Czas funkcjonowania systemu wsparcia został przedłużony do 31 grudnia 2018 roku.

Dodatkowo zwiększenie zakupu gazu wynika z wyższej produkcji w Elektrociepłowni Rzeszów na skutek oddania do eksploatacji nowego bloku gazowo-silnikowego w listopadzie 2014 roku.
- **Biomasa**
 - wyższy wolumen zakupu o 8% (+14 mln PLN)
 - wyższa średnia cena o 2% (+4 mln PLN)
- **Węgiel kamienny**
 - niższy wolumen zakupu o 19% (-136 mln PLN)
Niższy wolumen zakupu węgla kamiennego wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest następstwem awarii i postoju bloku nr 4, który był w remoncie od października 2014 roku do lutego 2015 roku oraz dodatkowo wynika z niższego średniego obciążania bloków przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE S.A.”) i większego czasu postoju w rezerwie.
 - niższa średnia cena o 4% (-21 mln PLN)
Niższa cena węgla kamiennego wynika głównie z sytuacji na rynku wydobywczym, która związana jest z nadpodażą węgla kamiennego na rynku.
- **Olej opałowy**
 - niższa o 32% średnia cena (-9 mln PLN)
Na zmniejszenie średniej ceny zakupu oleju opałowego miała wpływ obniżka cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie.
 - niższy o 22% wolumen zakupu (-8 mln PLN).

W I półroczu 2015 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.

1.2.3 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;
- III. taryfy dla ciepła.

Sprzedaż energii elektrycznej

W I półroczu 2015 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 I półroczu 2015 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 na okres od 21 stycznia 2015 roku do 31 grudnia 2015 roku. W porównaniu z analogicznym okresem 2014 roku stawki opłat w grupie taryfowej G wzrosły o ok. 0,5%.

Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2015”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE.

Taryfa dla PGE Dystrybucja S.A. na 2015 rok została zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 16 grudnia 2014 roku i została wprowadzona do stosowania z dniem 1 stycznia 2015 roku.

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2015 rok spowodowały zmiany średnich płatności dla klientów w poszczególnych grupach taryfowych w porównaniu z rokiem 2014:

- grupa taryfowa A – wzrost o 0,88%;
- grupa taryfowa B – wzrost o 1,29%;
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 2,85%;
- grupa taryfowa G – wzrost o 2,61%.

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 segmentu Dystrybucja.

Taryfa dla ciepła

Produkcja i sprzedaż ciepła są działalnościami regulowanymi, co wiąże się z zatwierdzaniem taryf przez Prezesa URE.

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

Średnia cena sprzedaży ciepła w PGE wzrosła o ok. 4,1% w stosunku do cen obowiązujących w I półroczu 2014 roku.

1.2.4 Ceny energii elektrycznej

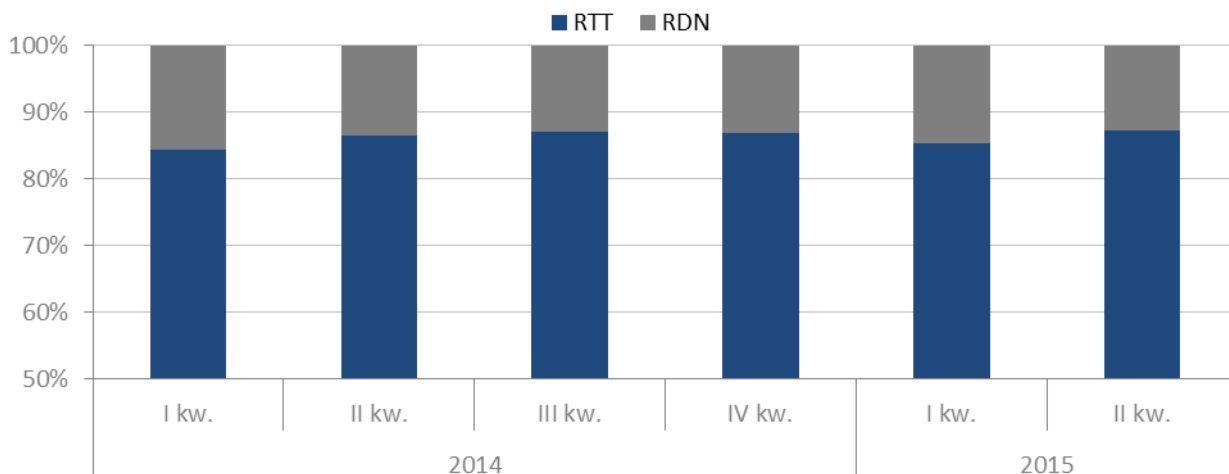
Rynek krajowy - Obroty

Płynność na Rynku Dnia Następnego („RDN”) prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”) w I półroczu 2015 roku zwiększyła się o 6% w stosunku do analogicznego okresu 2014 roku. Przy czym w II kwartale nastąpił 18% spadek obrotu w stosunku do I kwartału 2015 roku.

Na Rynku Transakcji Terminowych („RTT”) dodatni trend obrotu utrzymujący się przez cały rok 2014 wraz z I kwartałem 2015 roku nie był kontynuowany w II kwartale 2015 roku – nastąpił 2% spadek obrotu w ujęciu kwartał do kwartału. Wolumen obrotu na produktach typu szczyt („PEAK”) stanowi 10% wolumenu produktów typu pasmo („BASE”), co oznacza utrzymanie tendencji z 2014 roku. Łączny wolumen obrotu na RDN oraz RTT wzrósł rok do roku o 13%, osiągając w pierwszej połowie 2015 roku poziom 93,71 TWh. Oznacza to, że obrót na TGE przekraczał poziom krajowego zużycia energii elektrycznej, wynoszącego wg PSE S.A. 79,91 TWh.

Nadwyżka wolumenu obrotu nad krajowym zużyciem energii elektrycznej wskazuje na coraz większy obrót spekulacyjny oraz rosnącą dynamikę zarządzania portfelem energii elektrycznej, które pozytywnie wpływają na płynność rynku.

Rysunek: Kwartalna relacja obrotu na RDN do obrotu na RTT w latach 2014-2015.



Rynek krajowy - Ceny

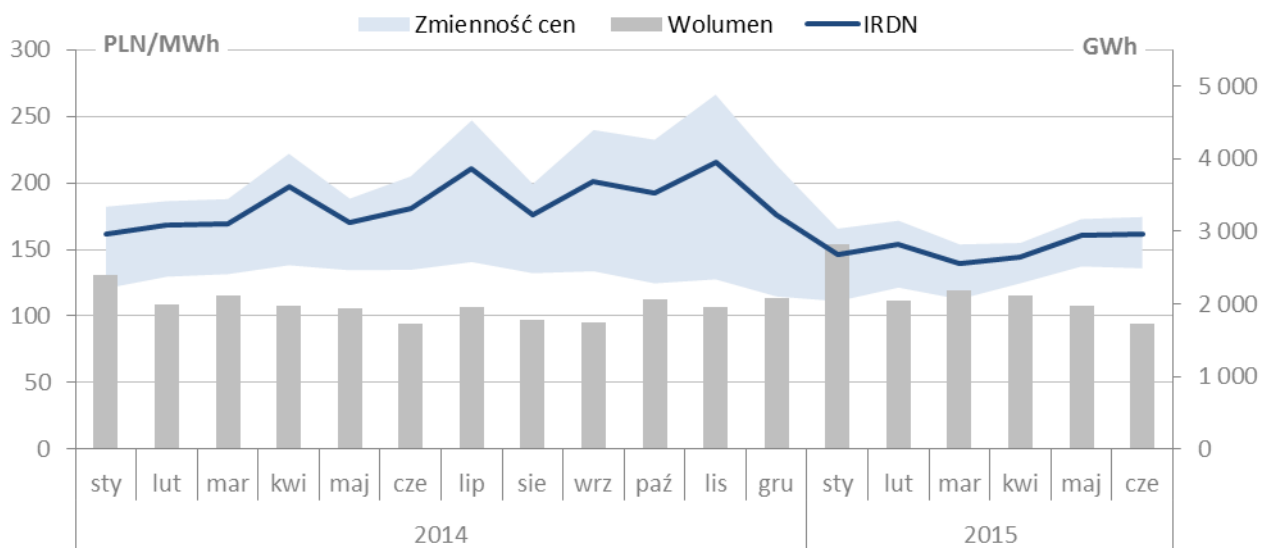
Rynek Dnia Następnego

W I półroczu 2015 roku ceny na RDN wykazywały tendencję spadkową. Średnia cena na RDN („indeks IRDN”) wynosiła 150,82 PLN/MWh wobec 174,70 PLN/MWh odnotowanej w I półroczu 2014 roku, co oznacza spadek o 14%. Zarówno I jak i II kwartał 2015 roku były wyceniane niższe niż analogiczne okresy roku poprzedniego o odpowiednio 12% i 15%.

Ceny w okresie I półroczu 2015 roku charakteryzowały się niższą zmiennością niż w analogicznym okresie roku 2014. Spadek cen był obserwowany w godzinach szczytowych („indeks sIRDN” spadł o 15% w ujęciu rok do roku) oraz w godzinach pozaszczytowych („indeks offIRDN” spadł o 6% w ujęciu rok do roku). Indeks sIRDN stanowił 110% indeksu IRDN i był niższy w porównaniu do I półroczu 2014 roku. Spadek cen energii elektrycznej zarówno w godzinach szczytowych jak i pozaszczytowych był spowodowany między innymi:

- wysokim poziomem operacyjnej rezerwy mocy;
- niskim poziomem ubytków (planowanych i nieplanowanych odstawień jednostek);
- wysokim poziomem generacji elektrowni wiatrowych (wzrost wietrzności oraz mocy zainstalowanej);
- niskim poziomem cen na rynkach ościennych (zwłaszcza w Szwecji).

Rysunek: Miesięczne notowania oraz zmienność cen na RDN w latach 2014–2015 (TGE)*.



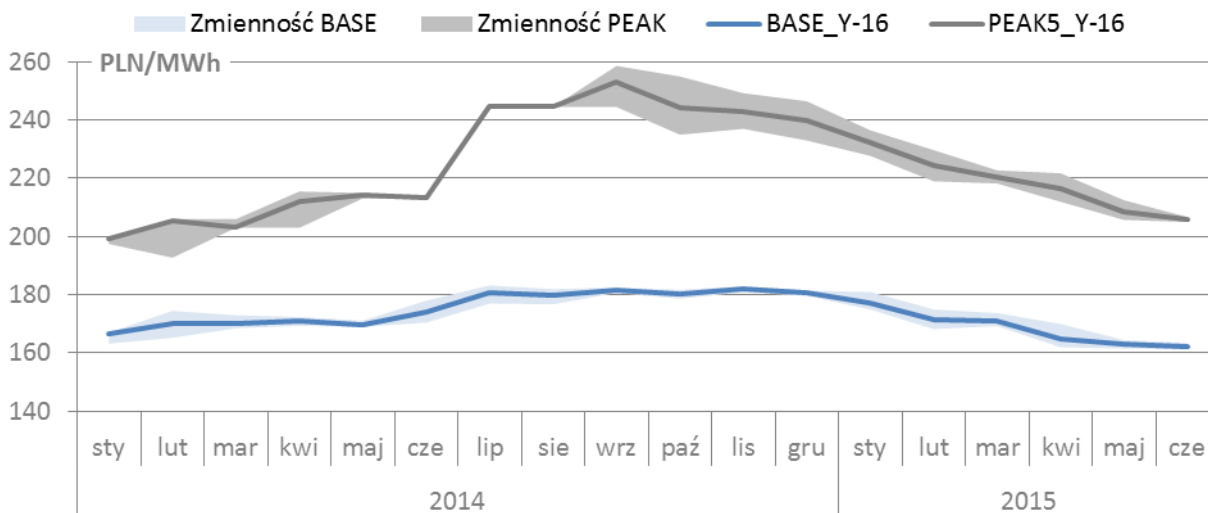
* średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej (IRDN) oraz rozpiętość cen (sIRDN, offIRDN)

Rynek Transakcji Terminowych

W I półroczu 2015 roku zaobserwowano niższe ceny zarówno kontraktów BASE, jak i PEAK. Ceny Instrumentów terminowych zawierane na 2016 rok typu pasmo roczne („BASE_Y-16”) oraz szczyt roczny („PEAK5_Y-16”) od początku bieżącego roku wykazywały tendencję spadkową. W styczniu produkt BASE_Y-16 był wyceniany średnio za 177,39

PLN/MWh, natomiast w czerwcu za 162,33 PLN/MWh – 8% spadek wartości. Analogiczny trend wykazywał produkt PEAK5_Y-16, który w styczniu był sprzedawany średnio po 232,25 PLN/MWh, podczas gdy w czerwcu jego minimalna wartość osiągnęła 205,00 PLN/MWh. Na ogólny spadek cen na RTT wpływ miały niskie ceny energii elektrycznej na RDN oraz spadające ceny węgla kamiennego.

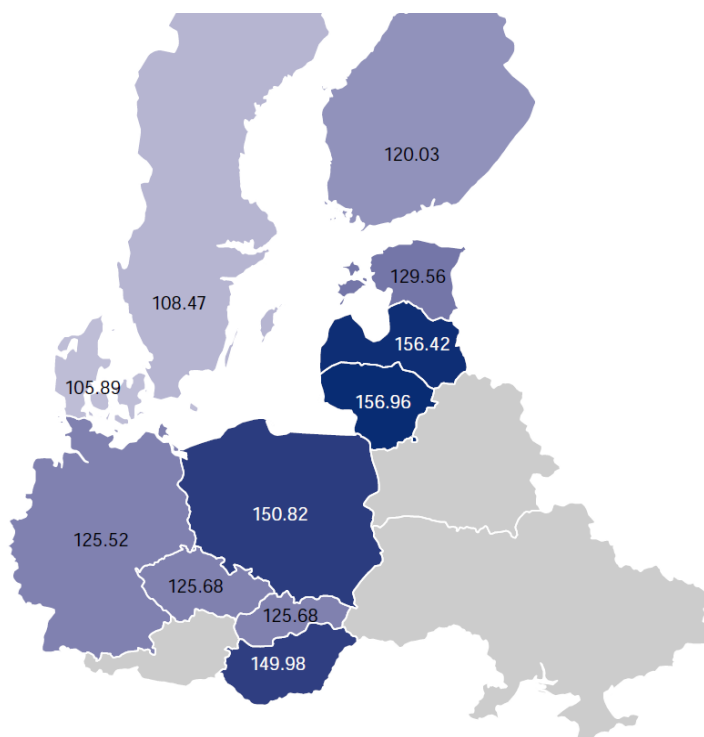
Rysunek: Miesięczne notowania oraz zmienność cen na RTT w latach 2014–2015 (TGE).



Rynek międzynarodowy

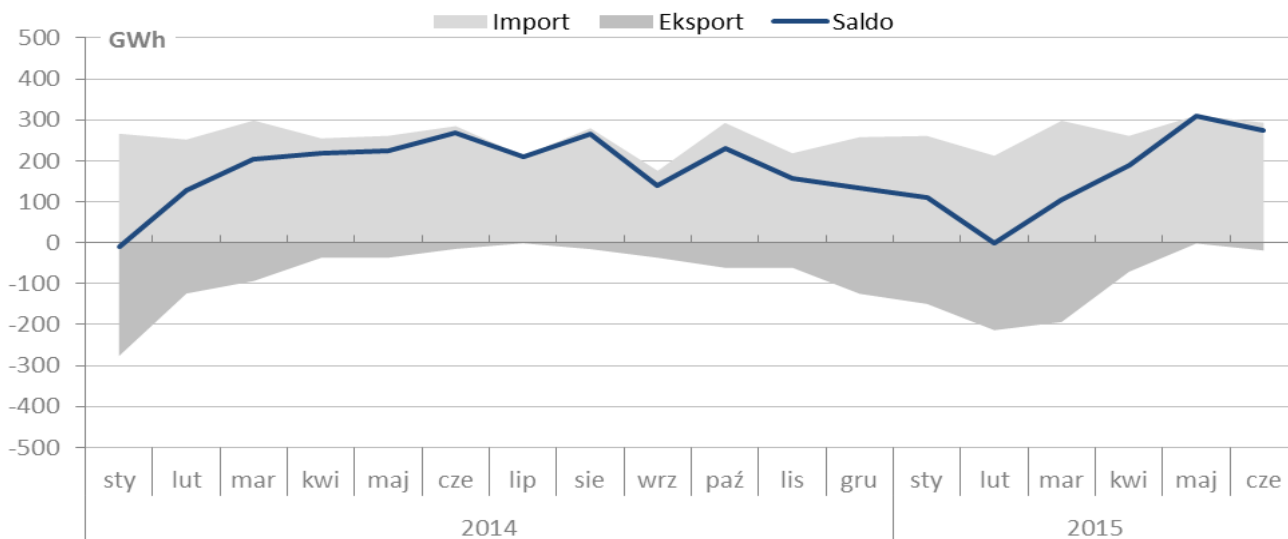
W I półroczu 2015 roku ceny hurtowe na rynku polskim znajdowały się powyżej wartości notowanych na rynkach szwedzkim, niemieckim, czeskim i słowackim. Średnia cena na spotowym rynku niemieckim spadła w ujęciu rok do roku o 7%, co było spowodowane wzrostem generacji wiatrowej i fotowoltaicznej. Większy spadek cen na rynku hurtowym, zdeterminowany sytuacją hydrologiczną, odnotowano na rynku skandynawskim i wyniósł on 16%. Silny spadek cen w II kwartale 2015 roku na ościennych rynkach spotowych przy wzroście cen na rynku polskim (w ujęciu kwartał do kwartału) doprowadził do sytuacji, w której rodzimy rynek był wyraźnie droższy, a w efekcie średnia półroczna cena była jedną z najwyższych w regionie.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach europejskich w I półroczu 2015 roku (ceny w PLN/MWh).



Odzwiedcieniem zmieniających się relacji cenowych w II kwartale 2015 roku (w stosunku do I kwartału 2015 roku) pomiędzy Polską i krajami ościennymi były wolumeny handlowej wymiany międzysystemowej. Nastąpił 12% wzrost importu w ujęciu kwartał do kwartału, co było spowodowane poziomem cen w Skandynawii. Niezmiennie najwięcej energii importowano ze Szwecji. Eksport spadł w II kwartale 2015 roku o 84% w porównaniu do I kwartału 2015 roku, co było spowodowane brakiem przepływu wolumenu do Niemiec, Czech i Słowacji. Utrzymanie importu na wysokim poziomie przy niższym eksporcie energii elektrycznej wpłynęło w konsekwencji na zmianę salda wymiany międzysystemowej w Polsce o 259%.

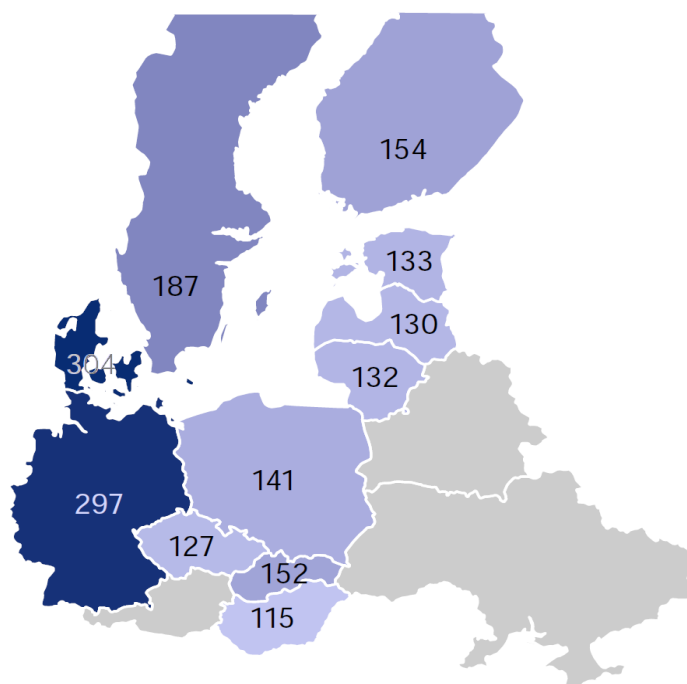
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2014-2015.



Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE w II półroczu 2014 roku z uwzględnieniem wszystkich narzutów

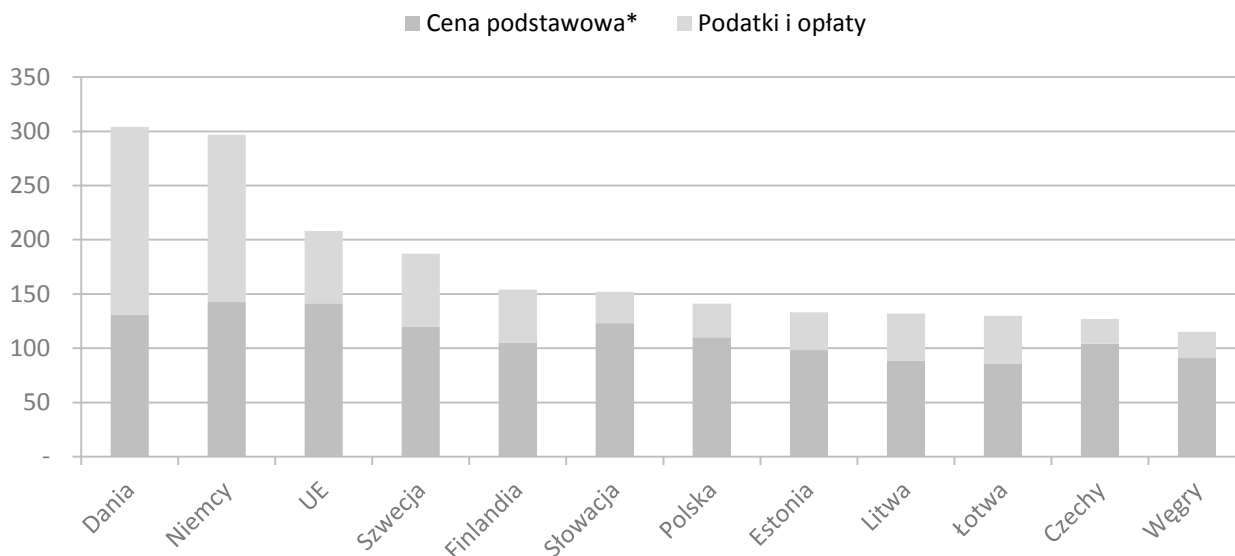
Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w Unii Europejskiej nie zależy tylko od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Istotny wpływ na ostateczną cenę energii elektrycznej ma system fiskalny, mechanizmy regulacji oraz systemy wsparcia w poszczególnych państwach. W Polsce w II półroczu 2014 roku dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego stanowiły 22% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla Unii Europejskiej wynoszącej 32%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2014 roku (ceny w EUR/MWh). Ceny zawierają koszty dystrybucji energii elektrycznej.



Źródło: opracowanie własne na podstawie Energy prices in the EU. Eurostat, the statistical office of the European Union. 92/2015 - 27

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2014 roku (ceny w EUR/MWh).



* z uwzględnieniem kosztów dystrybucji energii elektrycznej

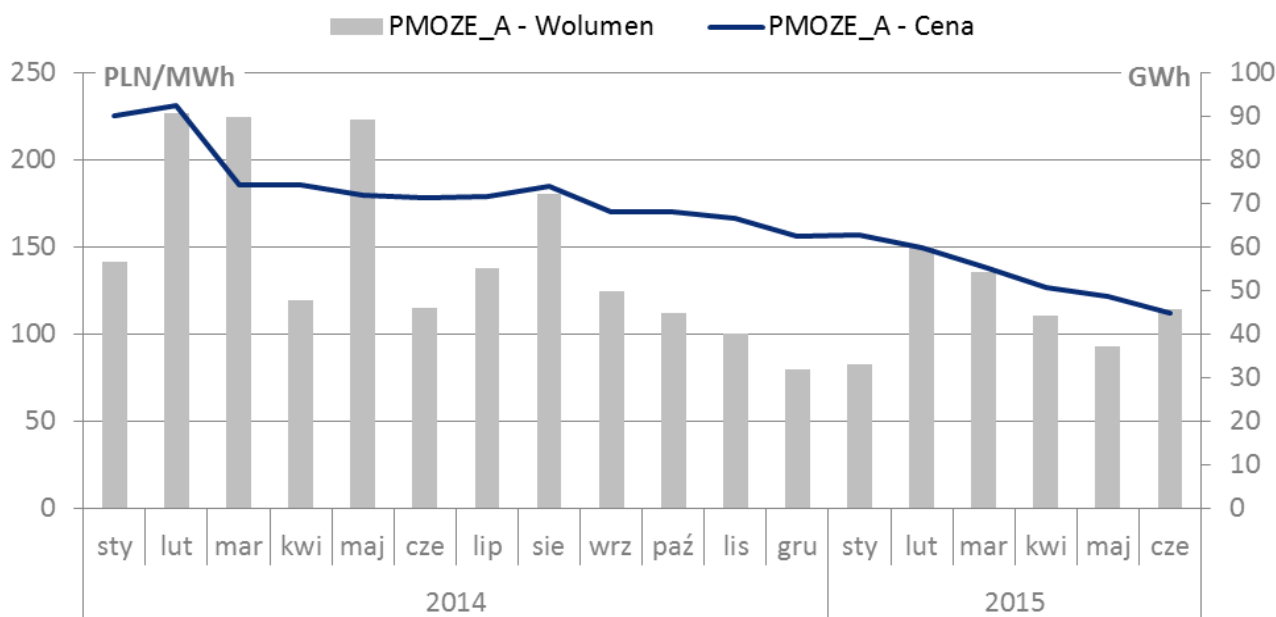
Źródło: opracowanie własne na podstawie Energy prices in the EU. Eurostat, the statistical office of the European Union. 92/2015 - 27

1.2.5 Ceny praw majątkowych

Prawa Majątkowe „zielone” – Odnawialne źródła energii

W I półroczu 2015 roku obserwowano malejącą wartość praw majątkowych pochodzących z odnawialnych źródeł energii („PMOZE_A”). Kontynuowany był trend spadkowy zapoczątkowany w marcu 2014 roku, w efekcie czego średnia cena praw majątkowych osiągnęła w II kwartale 2015 roku poziom 119,80 PLN/MWh. Oznacza to spadek wartości uprawnień o 19% w porównaniu do poprzedniego kwartału oraz o 34% w ujęciu rok do roku. Spadek cen był spowodowany utrzymującą się nadwyżką uprawnień na rynku.

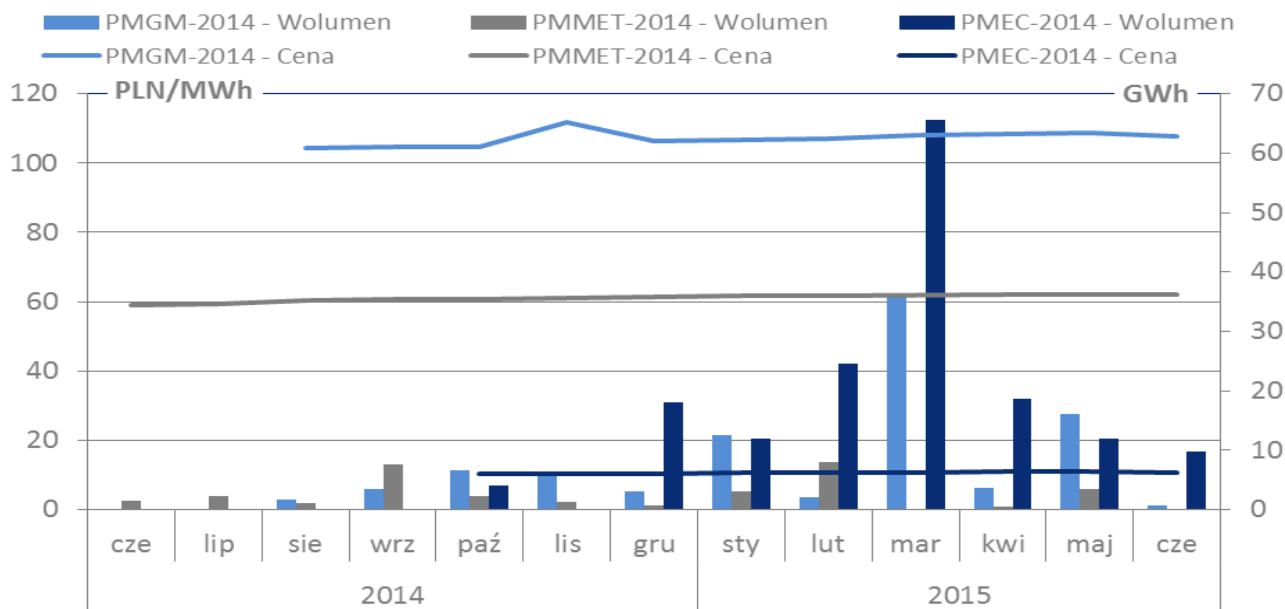
Rysunek: Miesięczne notowania cen oraz wolumen obrotu certyfikatów zielonych w latach 2014-2015.



Prawa Majątkowe „żółte”, „czerwone”, „fioletowe” – Kogeneracja

W I półroczu 2015 roku ceny certyfikatów kogeneracyjnych żółtych („PMGM-2014”), fioletowych („PMMET-2014”) i czerwonych („PMEC-2014”) utrzymywały się na poziomach zbliżonych do jednostkowych opłat zastępczych. Średnia cena certyfikatów żółtych wyniosła w II kwartale 2015 roku 108,54 PLN/MWh (opłata zastępcza 110,00 PLN/MWh), cena certyfikatów fioletowych - 62,05 PLN/MWh (opłata zastępcza 63,26 PLN/MWh), natomiast praw majątkowych czerwonych 10,85 PLN/MWh (opłata zastępcza 11,00 PLN/MWh). Wysokie ceny były efektem niedoboru podaży w stosunku do zgłaszanego popytu.

Rysunek: Notowania cen oraz wolumen obrotu certyfikatów kogeneracyjnych w latach 2014 – 2015.

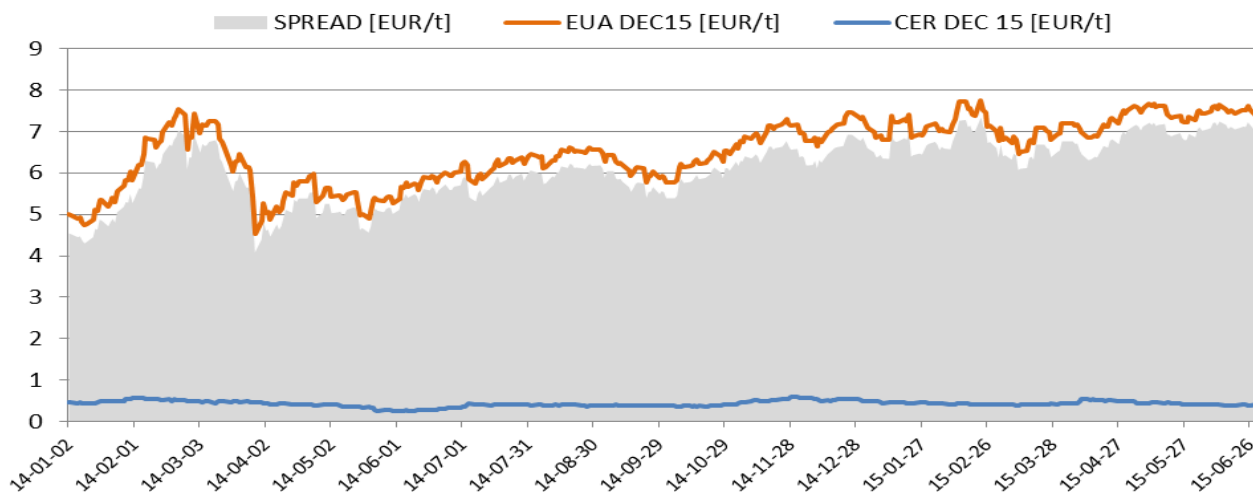


1.2.6 Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Na rynku dostępne są następujące rodzaje uprawnień do emisji – European Union Allowances („EUA”), jednostki Certified Emission Reductions („CER”) oraz jednostki Emission Reduction Units („ERU”). Jednostki CER lub ERU mogą być umarzone przez przedsiębiorstwa jedynie w ograniczonym zakresie, w okresie rozliczeniowym 2013-2020 do wysokości 11% przydziału uprawnień przyznanych w ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji z lat 2008-2012.

Czynnikami, które wpływały na zmienność cen uprawnień do emisji CO₂ w I półroczu 2015 roku, były działania legislacyjne związane z wdrożeniem rezerwy stabilizacyjnej rynku. MSR została zaprojektowana przez Komisję Europejską („KE”) jako mechanizm, który ma na celu zlikwidowanie istniejącej nadwyżki uprawnień poprzez doprowadzenie do równowagi pomiędzy popytem a podażą. Mechanizm MSR ma polegać na wycofywaniu do rezerwy każdego roku 12% całkowitej liczby uprawnień będących w obrocie w roku poprzedzającym. Ma to się odbywać do momentu, aż liczba uprawnień, które powinny być wycofane, spadnie poniżej 100 mln. Jeśli całkowita pula uprawnień w obrocie nie będzie przekraczać 400 mln, z rezerwy ma być corocznie uwalniane 100 mln uprawnień.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w 2014 roku oraz I półroczu 2015 dla kontraktu z dostawą uprawnień EUA oraz CER w grudniu 2015 roku.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z giełdy Intercontinental Exchange („The ICE”) wg cen zamknięcia

W I półroczu 2015 roku ceny uprawnień do emisji EUA, w kontraktach terminowych na grudzień 2015 roku, kształtowały się w przedziale 6,64-7,76 EUR/t. W tym samym okresie jednostki CER, w kontraktach terminowych na grudzień 2015 roku, wyceniano na poziomie 0,39 EUR/t - 0,54 EUR/t.

W najbliższym czasie na zmienność cen uprawnień do emisji CO₂ wpływ będą miały działania związane z formalnym ustanowieniem rezerwy stabilizacyjnej rynku oraz publikacja przez KE projektu nowelizacji dyrektywy odnośnie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami („EU-ETS”). Nowe regulacje prawne dotyczą okresu po 2020 roku.

1.2.7 Przydział Darmowych Uprawnień do Emisji na lata 2013-2020

W dniu 8 kwietnia 2014 roku przyjęto 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 2015 rok oraz na produkcję energii za 2014 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na rok 2015 Grupa otrzyma do końca kwietnia 2016 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2015 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za rok 2014.

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO₂ z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2015 roku w porównaniu do przydziału uprawnień.

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2015 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2015 rok (w Mg).

Operator	Emisja CO₂ w I półroczu 2015 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO₂ na 2015 rok**
Elektrownia Bełchatów	18.631.115	13.501.970
Elektrownia Turów	3.781.675	5.431.204
Elektrownia Opole	2.830.322	3.118.922
Zespół Elektrowni Dolna Odra	2.430.422	2.543.421
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	427.891	608.949
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	260.964	328.762
Elektrociepłownia Gorzów	228.982	255.812
Elektrociepłownia Rzeszów	169.398	141.729
Elektrociepłownia Zgierz	108.629	40.830
Elektrociepłownia Kielce	97.511	105.552
RAZEM	28.966.909	26.077.151

* dane szacunkowe, emisja niezwyfikowana - emisja zostanie rozliczona oraz poświadczona przez uprawnionego weryfikatora emisji CO₂ na podstawie raportów rocznych z wielkości emisji CO₂

** ilości przydzielonych uprawnień do emisji CO₂ zostaną potwierdzone w rozporządzeniu Rady Ministrów na początku 2016 roku

1.2.8 Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT

W związku z rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii, 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 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 przypada 6,3 mld PLN.

Tabela: Podstawowe dane dotyczące wytwórców Grupy objętych Ustawą KDT.

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

W założonym przepisami Ustawy KDT terminie, tj. do 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 notcie nr B.15.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w pkt 6.8 niniejszego sprawozdania.

2 Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 – 2020 i kluczowe działania podejmowane w I półroczu 2015 roku

Sytuacja rynkowa oraz regulacyjna ulega obecnie ciągłym zmianom, które wymagają od Grupy PGE weryfikacji dotychczasowej strategii poprzez priorytetyzację oraz ewentualną korektę kluczowych aspiracji i działań strategicznych.

W szczególności, wymagane jest przyśpieszenie inicjatyw restrukturyzacyjnych i poprawy efektywności funkcjonowania całej organizacji, niezbędnych do szybszej dywersyfikacji portfela wytwórczego GK PGE. Spółka analizuje swoje plany rozwojowe w kontekście sytuacji rynkowej oraz maksymalizacji efektywności nakładów inwestycyjnych („CAPEX”) i wydatków operacyjnych („OPEX”).

Podstawowe zagadnienia analiz to:

- Program inwestycyjny i modernizacyjny
- Działania w zakresie Fuzji i Przejęć („M&A”) i dezinwestycje
- Optymalizacja struktury organizacji i programy poprawy efektywności

Analiza i aktualizacja działań strategicznych zaplanowana jest do końca 2015 roku.

Rysunek: Aspiracje strategiczne GK PGE.



Wiodący wytwórca energii elektrycznej w Polsce

W celu wzmocnienia pozycji lidera w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce, strategia Grupy PGE przewiduje w latach 2014-2020 przeznaczenie 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 2018 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 Elektrowni Turów o łącznej mocy około 2.290 MW.
- Rozwój kogeneracji w powiązaniu z długoterminowym systemem wsparcia. Aktualnie Grupa PGE realizuje projekt budowy kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów o mocy 138 MWe. Realizacja kolejnych projektów uzależniona jest 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 farmach wiatrowych („FW”). 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 o rozpoczęciu fizycznej realizacji inwestycji i wystąpienie o wydanie przez Rząd „decyzji zasadniczej” będzie możliwe w 2018 roku w oparciu o kształt systemu wsparcia i wyniki postępowania zintegrowanego. Do końca 2015 roku PGE planuje uruchomić dodatkowe 218 MW farm wiatrowych na lądzie. Budowa lub akwizycja kolejnych projektów będzie uzależniona od przyszłego kształtu systemu wsparcia decydującego o potencjale budowy wartości Spółki w tym segmencie.

- Utrzymanie pozycji wiodącego operatora aktywów regulacyjnych. PGE rozbudowuje i modernizuje aktywa regulacyjne, aby w pełni wykorzystywać ich potencjał we współpracy z Operatorem Systemu Przesyłowego („OSP”). Do 2020 roku planowane są kolejne nakłady inwestycyjne mające na celu zapewnienie najwyższych standardów pracy i niezakłóconej dyspozycyjności aktywów.
- Zabezpieczenie bazy surowcowej energetyki konwencjonalnej jako strategicznej opcji związanej z kierunkami rozwoju polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Aktualnie projekty uzyskania koncesji na wydobywanie węgla brunatnego ze złoża Złoczew oraz uzyskanie koncesji na wydobywanie węgla brunatnego ze złoża Gubin znajdują się na etapie uzyskiwania wymaganych zgód administracyjnych. W obydwu przypadkach uzyskanie koncesji wydobywczych przewidywane jest w 2017 roku. Projekty eksploatacji złóż będą rozpatrywane w ramach strategii rozwoju całego portfela wytwórczego Spółki.

Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2015 roku

Budowa nowych bloków w Elektrowni Opolo	<ul style="list-style-type: none"> ● budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy ● budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania) ● paliwo: węgiel kamienny ● sprawność: 45,5% ● wykonawca: konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa; główny podwykonawca: Alstom ● przekazanie gotowych bloków do eksploatacji: blok 5 – III kwartał 2018 roku, blok 6 – II półrocze 2019 roku ● 31 stycznia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót ● status: kontynuacja prac fundamentowych w obrębie kotłowni i maszynowni obu bloków; wznoszenie płaszcza chłodni kominowej nr 5; prace ziemne i żelbetowe w obrębie chłodni kominowej nr 6 i innych obiektów pomocniczych zgodnie z harmonogramem
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów	<ul style="list-style-type: none"> ● budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW ● budżet: ok. 3,65 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania) ● paliwo: węgiel brunatny ● sprawność: 43,4% ● wykonawca: konsorcjum firm: Mitsubishi-Hitachi Power Systems Europe, Budimex i Tecnicas Reunidas ● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: II półrocze 2019 roku ● 1 grudnia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót ● status: etap opracowywania dokumentacji projektowej, kończące prace wyburzeniowe mis chłodni oraz reszty podziemnej infrastruktury wody chłodzącej na terenie budowy; wystąpiono do wykonawcy o przygotowanie oferty na modyfikacje projektu technicznego nowego bloku 11, tak by spełniał nowe wymogi prawne (konkluzje BAT), które mają zacząć obowiązywać po roku 2021; budowa bloku nie została wstrzymana, a prace przygotowawcze na budowie będą zgodnie z harmonogramem.
Budowa nowego bloku w Elektrociepłowni Gorzów	<ul style="list-style-type: none"> ● budowa kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 138 MWe i ciepłej 88 MWt ● budżet: ok. 625 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania) ● paliwo: lokalny gaz zaazotowany lub gaz sieciowy wysokometanowy (Grupa E) ● sprawność ogólna: 84% ● wykonawca: Siemens ● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: I półrocze 2016 roku ● 3 października 2013 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót ● status: projekt zaawansowany, budynek główny w pełni zadaszony i osłonięty ścianami, trwa montaż instalacji i wykańczanie wszystkich budynków nowego bloku

Inwestycje

w odnawialne źródła
energii

Farma wiatrowa Karwice

- budżet: ok. 256 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- moc: 40 MW (16 turbin o mocy 2,5 MW)
- maj 2014 roku - umowa na budowę farmy wiatrowej w formule „pod klucz” (Aldesa)
- status: oddano do eksploatacji w lipcu 2015 roku

Farma wiatrowa Gniewino Lotnisko

- budżet: ok. 530 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- moc: 90 MW (30 turbin o mocy 3 MW)
- czerwiec 2014 roku - umowa na dostawę turbin wiatrowych (Alstom)
- sierpień 2014 roku - umowa na roboty budowlane (CJR)
- IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie
- status: zakończono budowę dróg wewnętrznych i fundamentów, kontynuacja budowy linii przyłączeniowej wysokiego napięcia, rozpoczęto montaż wież i turbin wiatrowych.

Farma wiatrowa Resko II

- budżet: ok. 386 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- moc: 76 MW (38 turbin o mocy 2 MW)
- październik 2014 roku - umowa na dostawę turbin wiatrowych (Vestas)
- listopad 2014 roku - umowa na roboty budowlane (Mega, Elektrobudowa)
- IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie
- status: zakończono budowę dróg wewnętrznych i fundamentów, rozpoczęto montaż wież i turbin wiatrowych

Farma wiatrowa Kisielice II

- budżet: ok. 87 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
 - moc: 12 MW (6 turbin o mocy 2 MW)
 - styczeń 2015 roku – umowa na budowę farmy wiatrowej w formule „pod klucz” (Mega)
 - IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie
 - status: zakończono budowę dróg wewnętrznych i fundamentów, rozpoczęto dostawę turbin wiatrowych
-

Po realizacji ww. inwestycji łączna moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Grupie PGE osiągnie poziom ok. **530 MW**.

Inwestycje
modernizacyjno-
odtworzeniowe

Kompleksowa modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów

- **celem projektu jest:** Wydłużenie żywotności bloków do 320 tys. godzin, co umożliwi wykorzystanie istniejących zasobów węgla
- podwyższenie sprawności bloków o około 2%
- budżet: ok. 4,7 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- zaawansowanie prac: Bloki nr 7, 8, 11 i 12 przejęte do eksploatacji, blok nr 9 w fazie modernizacji
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

Modernizacja instalacji odsiarczania spalin bloków nr 3-12 w Elektrowni Bełchatów

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji SO₂ do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED ($\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$)
- budżet: ok. 162 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2015 rok

Zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych dla bloków 1-12 oraz budowa instalacji transportu popiołu oraz wytwarzania i transportu suspensji z bloku 14 w Elektrowni Bełchatów

- **celem projektu jest:** Zapewnienie możliwości zagospodarowania odpadów paleniskowych powstałych podczas eksploatacji bloków 1-12 Elektrowni Bełchatów do wyczerpania zapasów węgla. W trakcie realizacji projektu zidentyfikowana została potrzeba objęcia bloku 14 nową technologią transportu i składowania odpadów paleniskowych.
- budżet dla bloków 1-12: ok. 454 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- budżet dla bloku 14: ok 90 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- termin zakończenia dla bloków 1-12 i bloku 14: 2018 rok

Redukcja emisji NO_x na blokach nr 1, 2 i 4 w Elektrowni Opole

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji NO_x z kotłów bloków 1, 2 i 4 Elektrowni Opole do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED ($\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$).
- budżet: ok. 148 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2016 rok

Budowa instalacji odsiarczania spalin bloków nr 4-6 w Elektrowni Turów

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji SO₂ do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED ($\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$).
- budżet: ok. 530 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

Budowa ciągu nadkładowego w Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów (Pole Szczerców)

- **celem projektu jest:** Zwiększenie zdolności wydobywczych kopalni w stopniu umożliwiającym pokrycie potrzeb Elektrowni Bełchatów
- budżet: ok. 108 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

Budowa instalacji odazotowania spalin oraz instalacji odsiarczania spalin kotłów OP-230 nr 3 i 4 w Zespole Elektrociepłowni Bydgoszcz

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji NO_x oraz SO_x z kotłów nr 3 i 4 do poziomu pozwalającego na ich dalszą eksploatację po 2017 roku
- budżet na etapie ustalania
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2018 rok

Modernizacja Elektrowni Pomorzany

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji SO_x i NO_x z kotłów typu Benson OP-206 do poziomu pozwalającego na spełnienie wymagań Dyrektywy IED oraz konkluzji BAT/BREF jak również zapewnienie pracy elektrowni do około 2040 roku
- budżet na etapie ustalania
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2019 rok

Preferowany i niezawodny dostawca energii

PGE przeprowadza reorganizację procesu sprzedażowego w oparciu o efektywną strategię handlową. We wszystkich segmentach klientów PGE koncentruje się na zrozumieniu potrzeb i poprawie jakości obsługi klienta. W szczególności obejmuje to:

- segment klientów korporacyjnych - Grupa PGE koncentruje się na efektywnym zarządzaniu marżą na poziomie Grupy oraz na zapewnieniu optymalnego zakontraktowania jednostek wytwórczych GK PGE;
- segment SME (małych i średnich przedsiębiorstw) - Grupa PGE koncentruje się na utrzymaniu klientów historycznych przy zachowaniu poziomu marżowości oraz pozyskiwaniu klientów poprzez poprawę jakości obsługi i poszerzenie oferty produktowej;
- segment gospodarstw domowych - Grupa PGE pozyskuje nowych klientów, poszerza ofertę produktową, dąży do obniżenia kosztów obsługi i sprzedaży oraz buduje nowoczesne narzędzia IT wspierające proces sprzedaży.

W segmencie Dystrybucji PGE koncentruje się na zapewnieniu niezawodności dostaw poprzez efektywność operacyjną i inwestycyjną. Celem PGE jest poprawa niezawodności sieci, mierzona wskaźnikiem SAIDI, o 50% do 2020 roku. Będzie on osiąganym 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.

Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2015 roku

Aktualizacja strategii handlu	<p>W ramach projektu opracowane zostaną:</p> <ul style="list-style-type: none">● strategia zarządzania łańcuchem wartości, która obejmuje:<ul style="list-style-type: none">■ zdefiniowany proces handlowego zarządzania łańcuchem wartości■ wypracowane mechanizmy decyzyjne oraz opracowane metody realizacji procesów zapewniające optymalizację marży I stopnia● strategia obrotu hurtowego, która obejmuje:<ul style="list-style-type: none">■ opracowany model funkcjonowania handlu hurtowego■ określenie zakresu wsparcia narzędzi IT■ opracowaną ogólną strategię obrotu hurtowego oraz strategię kontraktowania● strategia obrotu detalicznego, która obejmuje:<ul style="list-style-type: none">■ opracowaną strategię dla obszaru sprzedaży detalicznej oraz obsługi klienta● strategia zarządzania ryzykiem, która obejmuje:<ul style="list-style-type: none">■ identyfikację ryzyk■ opracowaną rekomendację dotyczącą modelu i metodyk zarządzania ryzykiem obszaru handlu hurtowego energią elektryczną i produktami powiązanymi
Projekt ograniczenia strat sieciowych	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej● podejmowane działania:<ul style="list-style-type: none">■ wymiana transformatorów na niskostratne■ przebudowa i modernizacja sieci: budowa nowych stacji WN/SN, zwiększenie przekrojów przewodów linii WN, SN i nN, skracanie ciągów linii SN i nN■ utrzymywanie optymalnego układu pracy sieci, eliminacja niekorzystnych tranzytów energii w sieci WN, optymalizacja rozcięć w sieci SN, zmniejszenie asymetrii obciążenia w sieciach nN
CRM Billing	<ul style="list-style-type: none">● celem programu jest wdrożenie systemów wspierających rozliczenia i obsługę klienta w segmentach Obrót i Dystrybucja● efektem programu będzie:<ul style="list-style-type: none">■ poprawa efektywności operacyjnej i wsparcie narzędziowe procesów w obszarze rozliczeń i obsługi klienta■ wzrost pozycji konkurencyjnej poprzez rozwój oferty produktowej■ poprawa jakości obsługi klienta● cele powyższe zostaną osiągnięte poprzez wdrożenie narzędzi IT wspierających procesy bilingowe, rozliczeniowe, windykacyjne, sprzedaży, posprzedaży, zarządzania relacjami z klientami, obsługi klienta, wymiany danych pomiarowych i informacji o operacjach technicznych

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.

Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2015 roku

Program Optymalizacji Linii Biznesowej Energetyka Konwencjonalna	<ul style="list-style-type: none">● celem programu jest: przygotowanie segmentu Energetyka Konwencjonalna do działania w sytuacji zmieniających się warunków rynkowych oraz wyzwań związanych z nowymi inwestycjami● w I półroczu 2015 roku trwała realizacja zapoczątkowanego w 2014 roku etapu wdrożenia programu obejmującego:<ul style="list-style-type: none">▪ szereg inicjatyw mających na celu restrukturyzację organizacji i przemodelowanie procesów biznesowych▪ optymalizację kosztową▪ zwiększenie przychodów <p>Realizacja inicjatyw pozwoli dostosować koszty działalności segmentu Energetyka Konwencjonalna do zmian rynkowych, wykorzystując jednocześnie potencjały do generowania nowych przychodów.</p>
Model Operacyjny	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest: zwiększenie efektywności organizacyjnej całej GK PGE poprzez centralizację funkcji zarządczych, decyzyjnych i planistycznych w Centrum Korporacyjnym przy jednoczesnym synergicznym połączeniu potencjałów najważniejszych składników wartości Grupy - kapitału, doświadczeń, kompetencji i wiedzy - usytuowanych w Liniach Biznesowych● projekt określa strukturę wzajemnych zależności pomiędzy spółkami Grupy, precyzując ich kompetencje, zakresy odpowiedzialności oraz cele operacyjne, rozumiane jako powiązane ze sobą elementy składowe strategicznych celów biznesowych całej Grupy. Zasadniczym produktem wdrożenia Modelu Operacyjnego będą nowe procesy zarządcze.● w ramach projektu uruchomiono zdefiniowany portfel 51 projektów wdrożeniowych, których efektem będzie trwałe wdrożenie zaprojektowanych zmian w procesach biznesowych. Do końca I półrocza 2015 roku wdrożonych zostało 40 projektów.
Strategia Zarządzania Kapitałem Ludzkim („Strategia ZKL”)	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest: wsparcie strategii biznesowej w efektywnym realizowaniu jej celów poprzez:<ul style="list-style-type: none">▪ podniesienie efektywności zarządzania zasobami ludzkimi▪ zapewnienie strategicznego zarządzania zasobami ludzkimi▪ optymalizacja i standaryzacja procesów pod kątem: maksymalizacji korzyści poprzez skalę działalności oraz specjalizację (integracja narzędzi i systemów IT), jednolitego standardu działania, optymalnego wykorzystania zasobów● w I półroczu 2015 roku trwały działania związane z szeroką komunikacją Strategii ZKL w GK PGE oraz rozpoczęły się prace przygotowawcze związane z wdrożeniem inicjatyw strategicznych. W II półroczu 2015 roku prowadzone będą prace nad opracowaniem rozwiązań obszaru ZKL zawartych w inicjatywach strategicznych. Kluczowe w pierwszym okresie będą polityki HR (Human Resources) standaryzujące obszar ZKL w GK PGE.

Program SAP

● **celem projektu jest:**

- **zwiększenie efektywności działania poprzez:** standaryzację procesów w ramach Grupy, zwiększenie efektywności procesowej, optymalizację wykorzystania majątku technicznego, efektywniejsze zarządzanie utrzymaniem i rozwojem systemu
- **zwiększenie przejrzystości poprzez:** stworzenie jednorodnej ewidencji zdarzeń gospodarczych, dostęp do bieżących i spójnych informacji zarządczych, usprawnienie i przyspieszenie procesu podejmowania decyzji
- **stworzenie podstaw do:** budowy centrów usług wspólnych w ramach GK PGE, utrzymania dominującej pozycji na rynku w obliczu rosnącej konkurencji

W I półroczu 2015 roku kontynuowano proces wdrażania obszarów Rachunkowość i Logistyka, Zarządzanie Kapitałem Ludzkim oraz Zarządzanie Majątkiem w głównych spółkach GK PGE, który zakończono startem produkcyjnym w dniu 1 kwietnia 2015 roku. W zakresie Zarządzania Zakupami ze względu na niedostarczenie produktów umowy przez Wykonawcę Komitet Sterujący podjął decyzję o zamknięciu Projektu. W II półroczu 2015 roku będzie kontynuowany proces wdrażania obszarów Zarządzanie Kapitałem Ludzkim, Rachunkowość i Logistyka oraz Zarządzanie Majątkiem w spółkach zależnych GK PGE.

Konsolidacja OZE

● **celem projektu jest:**

- skoncentrowanie całej działalności związanej z produkcją energii elektrycznej z OZE (poza spalaniem i współspalaniem biomasy) w jednym podmiocie – PGE Energia Odnawialna S.A. („PGE EO S.A.”)
- **osiągnięcie efektów synergii** wynikających z zarządzania obszarem OZE Wiatr wspólnie z obszarem OZE Woda i ESP/RUS
- **realizacja projektów inwestycyjnych** i prowadzenie eksploatacji aktywów w obszarze OZE Wiatr przy optymalnym wykorzystaniu zasobów ludzkich i finansowych
- **osiągnięcie oszczędności** w funkcjonowaniu segmentu Energetyka Odnawialna

● w I półroczu 2015 roku opracowana została koncepcja konsolidacji obszaru OZE. W ramach projektu prowadzone były następujące działania:

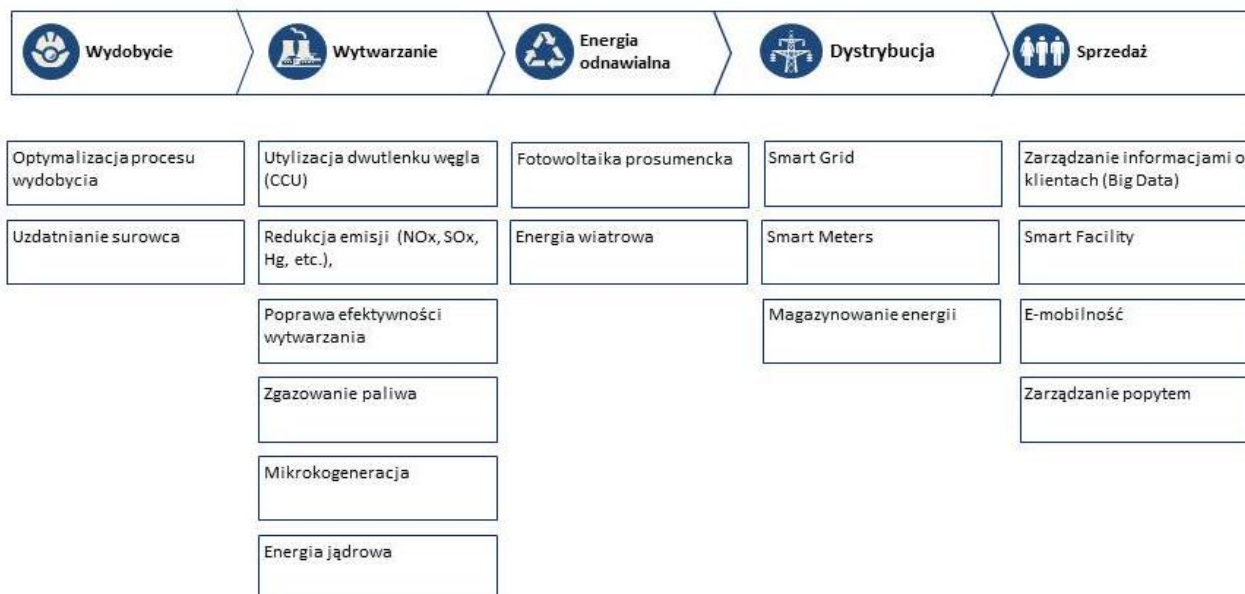
- nastąpiło połączenie spółki PGE EO S.A. ze spółką PELPLIN sp. z o.o.
- PGE EO S.A. nabyła aktywa z PGE Obrót S.A. (6 Małych Elektrowni Wodnych)
- PGE EO S.A. przejęła część majątku PGE Energia Natury Sp. z o.o. (FW Malbork 18MW i FW Kisielice 40,5MW)
- nastąpiło połączenie PGE EO S.A. z PGE Energia Natury S.A. oraz Eolica Wojciechowo sp. z o.o. (FW Wojciechowo 28MW)

W II półroczu prowadzone będą prace nad realizacją kolejnych etapów konsolidacji: wniesieniem aportem udziałów spółki PGE Energia Natury sp. z o.o. do PGE EO S.A. oraz inkorporacją spółek zależnych PGE EO S.A.

Grupa aktywnie rozwijająca nowe obszary biznesu

W ramach przyjętej w czerwcu 2015 roku przez Zarząd PGE S.A. Strategii Rozwoju i Innowacji GK PGE na lata 2015-2020 zdefiniowane zostały Strategiczne Obszary Badań i Rozwoju oraz Nowego Biznesu („SOBiR&NB”), w których Grupa zamierza realizować projekty badawczo-rozwojowe („B&R”) oraz innowacyjne dotyczące np.: dostarczania nowych produktów lub usług. SOBiR&NB wynikają z najważniejszych wyzwań Grupy i zostały zidentyfikowane dla każdego elementu łańcucha wartości (grafika poniżej). Ponadto, w celu rozpoznania dostępnych na rynku globalnym technologii w ramach PGE S.A. powołano trzy zespoły robocze dedykowane technologii zgazowania węgla, gospodarki odpadami do produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz suszenia i wzbogacania węgla.

Rysunek: Strategiczne Obszary Badań i Rozwoju oraz Nowego Biznesu w GK PGE



Innowacyjność

PGE koncentruje się na inicjowaniu i realizacji projektów B&R w ramach SOBiR&NB. W I półroczu 2015 roku zainicjowano 12 projektów w ramach tych obszarów. Oprócz tego realizowanych jest ponad 30 projektów B&R, które zostały uruchomione wcześniej.

Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2015 roku

koncepcja „Power-to-Gas”	<ul style="list-style-type: none"> ● celem projektu jest: rozwój technologii magazynowania energii polegającej na przemianie energii elektrycznej na paliwo gazowe w ramach instalacji „Power-to-Gas”, która magazynowałaby w formie gazu nadwyżki energii elektrycznej wyprodukowane przez farmy wiatrowe. Koncepcja opracowywana jest wspólnie przez PGE S.A. i Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
Współpraca z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”)	<ul style="list-style-type: none"> ● jednym z głównych założeń jest wykorzystanie przez GK PGE funduszy publicznych dostępnych w Programie Operacyjnym Inteligentny Rozwój („POIR”), którego NCBiR jest instytucją wdrażającą ● główne działania: <ul style="list-style-type: none"> ▪ prace związane z podpisaniem porozumienia w sprawie Wspólnego Przedsięwzięcia oraz z zawarciem umowy w sprawie Wspólnego Przedsięwzięcia, mającej na celu zwiększenie poziomu innowacyjności polskiej energetyki poprzez realizację agendy badawczej, nieuwzględnionej w Programie Sektorowym dla elektroenergetyki, opracowanej na podstawie zaproponowanych przez PGE S.A. obszarów tematycznych wpisujących się w SOBiR&NB. ▪ przygotowanie i przekazanie przez PGE oraz pozostałe firmy zrzeszone w Polskim Komitecie Energii Elektrycznej do NCBiR Studium Programu Sektorowego dla elektroenergetyki. Jest to spójny dla całego zakresu elektroenergetycznego łańcucha wartości, plan agendy badawczej, której realizacja ma odpowiedzieć na kluczowe wyzwania stojące przed branżą. Studium Programu Sektorowego jest pierwszym tego typu planem przygotowanym z akceptacją wszystkich głównych uczestników rynku elektroenergetycznego. ▪ zainicjowanie współpracy z Grupą PZU, która poprzez przygotowanie i uruchomienie mechanizmu funduszy kapitałowych ma wspierać i rozwijać innowacyjne technologie i rozwiązania. PGE S.A. i Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych PZU podpisały List intencyjny dotyczący wsparcia dla innowacyjnych projektów.

3 Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

3.1 Wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I półrocze	I półrocze	zmiana %
		2015	2014	
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	14.244	14.208	0%
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	-6.174	3.526	-
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	4.326	5.073	-15%
Zysk/Strata netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	mIn PLN	-5.055	2.821	-
Skorygowany zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej*	mIn PLN	2.144	2.863	-25%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	301	1.408	-79%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	3.332	2.232	49%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	3.069	1.584	94%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-4.152	-5.050	-18%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-273	2.093	-
Zysk netto na akcję	PLN	-2,71	1,51	-
Marża EBITDA	%	30%	36%	-
Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Stan na dzień 30 czerwca 2015	Stan na dzień 31 grudnia 2014	zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	5.556	6.753	-18%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	0,06x	-0,11x	

*Zysk netto skorygowany o odpis aktualizujący rzeczowe aktywa trwałe

**LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

3.1.1 Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

W I półroczu 2015 roku Grupa Kapitałowa wykazała przychody ze sprzedaży na poziomie 14.244 mln PLN w porównaniu do 14.208 mln PLN w I półroczu 2014 roku.

Przychody ze sprzedaży - wzrost o 36 mln PLN

Dodatni wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 652 mln PLN● wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych o 138 mln PLN● wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 137 mln PLN● wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła o 36 mln PLN● wzrost przychodów z tytułu regulacyjnych usług systemowych o 30 mln PLN
Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● spadek przychodów z tytułu rekompensat KDT o 861 mln PLN● spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych pochodzenia energii o 34 mln PLN● spadek przychodów z działalności telekomunikacyjnej o 15 mln

Koszt własny sprzedaży w I półroczu 2015 roku wyniósł 19.457 mln PLN, co oznacza wzrost o 85% w porównaniu do I półroczu 2014 roku.

Koszt własny sprzedaży - wzrost o 8.930 mln PLN

Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● ujęcie odpisu aktualizującego wartość aktywów trwałych w wysokości 8.842 mln PLN● wyższe koszty paliwa produkcyjnego i usług transportowych o 67 mln PLN● wyższe koszty usług przesyłowych o 67 mln PLN
Dodatni wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● niższe koszty osobowe o 148 mln PLN, głównie w związku z niższym poziomem rezerwy na koszty PDO● niższe koszty zużycia materiałów remontowo-eksploatacyjnych o 45 mln PLN

Strata brutto ze sprzedaży w I półroczu 2015 roku wyniosła (-) 5.213 mln PLN w porównaniu do zysku brutto ze sprzedaży 3.681 mln PLN w I półroczu 2014 roku, co oznacza spadek o 8.894 mln PLN.

W I półroczu 2015 roku koszty sprzedaży i dystrybucji Grupy PGE wyniosły 732 mln PLN i były niższe o około 2% w porównaniu do I półroczu 2014 roku. Spadek kosztów sprzedaży i dystrybucji wynikał głównie z niższych kosztów umorzenia praw majątkowych w segmencie Obrót.

W I półroczu 2015 roku koszty ogólnego zarządu wyniosły 402 mln PLN, co oznacza wzrost o około 10% w porównaniu do I półroczu 2014 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w I półroczu 2015 roku był dodatni i wyniósł 173 mln PLN w porównaniu do dodatniego wyniku w wysokości 955 mln PLN w I półroczu 2014 roku.

Pozostałe przychody operacyjne Grupy w I półroczu 2015 roku wyniosły 334 mln PLN, co oznacza spadek o około 74% w stosunku do kwoty 1.289 mln PLN osiągniętej w porównywalnym okresie.

Pozostałe przychody operacyjne - spadek o 955 mln PLN

Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● niższy poziom rozwiązanych rezerw o 816 mln PLN, głównie z powodu niższych rezerw na zakup uprawnień do emisji CO₂● spadek przychodów z tytułu rekompensat KDT (spory) o 246 mln PLN● niższy poziom otrzymanych dotacji o 64 mln PLN● spadek wartości otrzymanych kar, grzywien i odszkodowań o 26 mln PLN
Dodatni wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● efekt zmiany rezerwy rekultywacyjnej na skutek zmiany dyskonta (+193 mln PLN)

Pozostałe koszty operacyjne Grupy w okresie styczeń – czerwiec 2015 roku wyniosły 161 mln PLN w porównaniu do 334 mln PLN w I półroczu 2014 roku, co oznacza spadek o około 52%. Spadek pozostałych kosztów operacyjnych o 173 mln PLN spowodowany był głównie efektem zmian rezerwy rekultywacyjnej na skutek zmiany dyskonta.

W I półroczu 2015 roku wynik na działalności finansowej był ujemny i wyniósł (-) 61 mln PLN, w porównaniu do ujemnego wyniku w wysokości (-) 6 mln PLN w okresie porównywalnym 2014 roku.

Przychody finansowe Grupy w I półroczu 2015 roku wyniosły 110 mln PLN, co oznacza spadek o około 40% w stosunku do kwoty 182 mln PLN osiągniętej w I półroczu 2014 roku.

Przychody finansowe - spadek o 72 mln PLN

Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● niższy poziom dodatnich różnic kursowych o 27 mln PLN● niższy poziom odsetek z tytułu pożyczek i należności o 25 mln PLN● niższy poziom odsetek z tytułu aktywa finansowego wycenianego w wartości godziwej przez wynik finansowy oraz środki pieniężne o 25 mln PLN● niższy poziom rozwiązanych rezerw o 17 mln PLN
-----------------------	---

Koszty finansowe Grupy w okresie styczeń – czerwiec 2015 roku wyniosły 171 mln PLN, co oznacza spadek o 9% w porównaniu do wartości osiągniętej w okresie porównywalnym 2014 roku w wysokości 188 mln PLN.

Koszty finansowe - spadek o 17 mln PLN

Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● wyższy poziom odsetek z tytułu zobowiązań finansowych wycenianych w wartości godziwej przez wynik finansowy o 35 mln PLN
Dodatni wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none">● ujęcie aktualizacji wyceny transakcji zabezpieczających CCIRS w wysokości 24 mln PLN

W efekcie powyższych zdarzeń **strata brutto** Grupy w I półroczu 2015 roku ukształtowała się na poziomie (-) 6.235 mln PLN, w porównaniu do **zysku brutto** w wysokości 3.520 mln PLN w I półroczu 2014 roku.

Strata netto GK PGE w okresie styczeń – czerwiec 2015 roku wyniosła (-) 5.059 mln PLN w porównaniu do **zysku netto** w wysokości 2.836 mln PLN w okresie porównywalnym 2014 roku.

Strata netto przypadająca na akcjonariuszy jednostki dominującej w I półroczu 2015 roku wyniosła (-) 5.055 mln PLN, co oznacza spadek o 7.876 mln PLN w porównaniu do I półrocza 2014 roku.

Zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące wartość aktywów trwałych przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w I półroczu 2015 roku wyniósł 2.144 mln PLN i był niższy o 719 mln PLN w porównaniu do 2.863 mln PLN w I półroczu 2014 roku.

Łączne całkowite dochody Grupy w I półroczu 2015 roku wyniosły (-) 4.886 mln PLN, w porównaniu do 2.781 mln PLN w I półroczu 2014 roku.

3.1.2 Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Aktywa trwałe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 44.789 mln PLN oraz 52.182 mln PLN.

Aktywa trwałe - spadek o 7.393 mln PLN

Spadek	<ul style="list-style-type: none">● ujęcie odpisów amortyzacyjnych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych w wysokości 10.500 mln PLN
Wzrost	<ul style="list-style-type: none">● poniesione nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne w kwocie 3.332 mln PLN, z czego:<ul style="list-style-type: none">▪ Energetyka Konwencjonalna - 2.358 mln PLN▪ Dystrybucja - 688 mln PLN▪ Energetyka Odnawialna - 219 mln PLN● zaliczki na rzeczowe aktywa trwałe w budowie o 198 mln PLN

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 12.679 mln PLN oraz 14.019 mln PLN.

Aktywa obrotowe - spadek o 1.340 mln PLN

Spadek	<ul style="list-style-type: none">● wartości środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 1.369 mln PLN● uprawnień do emisji CO₂ o 577 mln PLN
Wzrost	<ul style="list-style-type: none">● zapasów o 293 mln PLN● pozostałych pożyczek i należności finansowych o 240 mln PLN● pozostałych aktywów krótkoterminowych o 79 mln PLN

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

Niższa wartość pozycji uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych wynika głównie z dokonania umorzenia uprawnień do emisji CO₂ za 2014 rok.

Wzrost zapasów wynika głównie z wyższej wartości świadectw pochodzenia energii o 258 mln PLN oraz wzrostu wartości uprawnień do emisji CO₂ o 89 mln PLN, przy spadku wartości węgla kamiennego o 104 mln PLN.

Zmiana pozostałych pożyczek i należności finansowych wynika ze wzrostu należności z tytułu KDT o 175 mln PLN, zwiększenia wartości lokat i depozytów powyżej 3 miesięcy o 97 mln PLN oraz spadku pozostałych należności o 32 mln PLN.

Wzrost pozostałych aktywów krótkoterminowych wynika m.in. ze wzrostu należności z tyt. akcyzy, opłat za użytkowanie górnicze i opłat za wyłączenie gruntów z produkcji rolnej i leśnej przy jednoczesnym spadku pozycji doszacowanie sprzedaży.

Kapitał własny Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku ogółem wyniósł odpowiednio 38.513 mln PLN oraz 44.884 mln PLN, co oznacza spadek o 6.371 mln PLN.

Ujemnie na poziom kapitału własnego Grupy w I półroczu 2015 roku wpłynęło ujęcie straty netto w wysokości (-) 5.059 mln PLN oraz podziału zysku za 2014 rok i przeznaczenie części zysku netto tj. 1.462 mln PLN na wypłatę dywidendy.

Kapitał własny przypisany udziałom niekontrolującym według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniósł odpowiednio 83 mln PLN oraz 116 mln PLN.

Zobowiązania długoterminowe według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 11.832 mln PLN oraz 14.051 mln PLN.

Zobowiązania długoterminowe - spadek o 2.219 mln PLN

Spadek	<ul style="list-style-type: none">● rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 1.447 mln PLN● poziomu rezerw o 675 mln PLN● pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing o 119 mln PLN
--------	--

Spadek rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynika głównie ze zwiększenia aktywa na podatek odroczoney z tytułu różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością rzeczowych aktywów trwałych.

Spadek poziomu rezerw długoterminowych wynika głównie ze spadku rezerw na koszty rekultywacji oraz rezerw aktuarialnych na skutek zmiany stopy dyskonta.

Spadek pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing związany jest głównie z reklasyfikacją kredytów i obligacji do zobowiązań krótkoterminowych oraz aktualizacją wartości obligacji emitowanych przez PGE Sweden AB (publ) spowodowaną zmianą kursu EUR/PLN.

Zobowiązania krótkoterminowe według stanu na dzień 30 czerwca 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 7.123 mln PLN oraz 7.266 mln PLN.

Zobowiązania krótkoterminowe - spadek o 143 mln PLN

Spadek	<ul style="list-style-type: none">● pozostałych zobowiązań finansowych o 571 mln PLN● zobowiązań z tytułu dostaw i usług o 461 mln PLN● poziomu rezerw o 288 mln PLN● kredytów bankowych w rachunku bieżącym o 131 mln PLN
Wzrost	<ul style="list-style-type: none">● pozostałych zobowiązań niefinansowych o 1.260 mln PLN● zobowiązań z tytułu podatku dochodowego o 55 mln PLN

Niższy poziom pozostałych zobowiązań finansowych wynika ze spadku zobowiązań z tytułu zakupionych rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych o 507 mln PLN, spadku zobowiązań z tytułu KDT o 70 mln PLN oraz wzrostu pozostałych zobowiązań.

Spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług nastąpił głównie w segmencie Energetyka Konwencjonalna oraz w segmencie Dystrybucja.

Spadek rezerw krótkoterminowych wynika głównie z niższego poziomu rezerwy na zakup uprawnień do emisji CO₂.

Spadek bieżącej części oprocentowanych kredytów bankowych, pożyczek, obligacji i leasingu dotyczy głównie kredytów w rachunku bieżącym PGE GiEK S.A.

Wzrost pozycji pozostałe zobowiązania niefinansowe wynika głównie ze wzrostu zobowiązania z tytułu dywidendy o 1.461 mln PLN oraz zobowiązań z tytułu podatku VAT i podatku akcyzowego o 128 mln PLN, przy jednoczesnym spadku zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych o 221 mln PLN oraz zobowiązań z tytułu opłat za korzystanie ze środowiska o 106 mln PLN.

3.1.3 Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2015 roku wyniosły 3.069 mln PLN w porównaniu do 1.584 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym dnia 30 czerwca 2014 roku.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2015 roku wyniosły 4.152 mln PLN w porównaniu do ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 5.050 mln PLN w analogicznym okresie 2014 roku.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej

Dodatni wpływ	● niższa wartość założonych lokat o 1.971 mln PLN
Ujemny wpływ	● wzrost wydatków na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych o 1.078 mln PLN

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2015 roku wyniosły 273 mln PLN w porównaniu do dodatnich przepływów pieniężnych netto w wysokości 2.093 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym dnia 30 czerwca 2014 roku.

Na poziom środków pieniężnych z działalności finansowej w I półroczu 2015 roku główny wpływ miało ujemne saldo wpływów i spłat z tytułu kredytów, emisji obligacji i leasingu finansowego w wysokości 183 mln PLN, natomiast w okresie porównywalnym saldo tej pozycji było dodatnie i wynosiło 2.135 mln PLN.

3.2 Wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	I półrocze 2015	I półrocze 2014	zmiana %	2014
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	25,02	24,13	4%	49,97
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	27,63	26,62	4%	54,84
Sprzedaż ciepła	mln GJ	10,60	10,06	5%	17,94
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	19,26	19,56	-2%	39,64
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	16,45	15,95	3%	32,54

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

**z doszacowaniem

3.2.1 Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	I półrocze 2015	I półrocze 2014	zmiana %	2014
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	50,22	49,14	2%	103,14
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	19,27	19,53	-1%	39,60
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	30,15	29,05	4%	62,44
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	28,57	27,14	5%	56,54
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	1,54	1,61	-4%	3,10
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	0,04	0,30	-87%	2,80
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,80	0,56	43%	1,10

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej przez GK PGE na rynku hurtowym – giełda wynika przede wszystkim z realizacji większej sprzedaży na giełdzie przez segment Energetyka Konwencjonalna w związku z wyższą dyspozycyjnością jednostek wytwórczych w stosunku do analogicznego okresu 2014 roku.

Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	I półrocze 2015	I półrocze 2014	zmiana %	2014
ZAKUP W TWh, z czego:	24,96	25,10	-1%	53,18
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	19,92	18,30	9%	37,82
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostałym	1,96	2,66	-26%	5,20
Zakupy poza granicami kraju	0,02	0,25	-92%	2,75
Zakupy na rynku bilansującym	3,06	3,89	-21%	7,41

Wzrost zakupów na krajowym rynku hurtowym – giełda wynika z transakcji dokonanych przez segment Energetyka Konwencjonalna.

Zmniejszenie w zakupach na krajowym rynku hurtowym - pozostałym spowodowane zostało spadkiem zakupów na rynku lokalnym dokonanych przez PGE Obrót S.A. Od kwietnia 2015 roku spółka zaprzestała zakupów od Elektrowni Połaniec i Ostrołęka. Spadek zakupu na rynku lokalnym skompensowany został przez zakup energii na giełdzie.

Produkcja energii elektrycznej

Wolumen produkcji	I półrocze 2015	I półrocze 2014	zmiana %	2014
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	27,63	26,62	4%	54,84
Elektrownie opalane węglem brunatnym	19,61	18,71	5%	39,22
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,21	0,18	17%	0,39
Elektrownie opalane węglem kamiennym	5,14	5,95	-14%	11,35
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,22	0,23	-4%	0,44
Elektrociepłownie węglowe	0,67	0,64	5%	1,10
Elektrociepłownie gazowe	1,10	0,22	400%	1,16
Elektrociepłownie biomasowe	0,23	0,24	-4%	0,43
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,22	0,28	-21%	0,52
Elektrownie wodne	0,27	0,24	13%	0,42
Elektrownie wiatrowe	0,39	0,34	15%	0,64

Wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym wynika głównie z wyższej produkcji w Elektrowni Bełchatów, co jest następstwem dostępności bloku w I półroczu 2015 roku. Blok 11 w Elektrowni Bełchatów był wyłączony z eksploatacji z powodu przeprowadzanej modernizacji w okresie od grudnia 2013 roku do września 2014 roku.

Spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest następstwem awarii i postoju bloku nr 4 w remoncie nieplanowanym od października 2014 roku do lutego 2015 roku. Niższa produkcja w Elektrowni Opole wynika dodatkowo z niższego zapotrzebowania PSE S.A. na energię elektryczną (niskie średnie obciążenia bloków i większy czas postoju w rezerwie).

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika głównie z oddania do użytkowania turbozespołu upustowo-kondensacyjnego wraz z kotłem rezerwowo-szczytowym w Elektrociepłowni Zgierz w grudniu 2014 roku.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych jest wynikiem wznowienia produkcji w Elektrociepłowni Rzeszów od września 2014 roku oraz w Elektrociepłowni Lublin Wrotków od października 2014 roku na skutek przywrócenia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. Dodatkowo wyższa produkcja w Elektrociepłowni Rzeszów wynika z oddania do eksploatacji nowego bloku gazowo silnikowego w listopadzie 2014 roku.

Wzrost produkcji w elektrowniach wodnych jest następstwem lepszych warunków hydrologicznych.

Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych wynika głównie z korzystnych warunków wietrzności/atmosferycznych, jak również z oddania do eksploatacji w marcu 2014 roku Farmy Wiatrowej Wojciechowo należącej do segmentu Energetyka Odnawialna, a tym samym ze zwiększenia mocy zainstalowanej o 28 MW.

Spadek produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I półroczu 2015 roku były wykorzystywane w mniejszym stopniu przez PSE S.A.

3.2.2 Sprzedaż ciepła

W I półroczu 2015 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 10,6 mln GJ i był wyższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w I półroczu 2014 roku o 0,55 mln GJ. Wyższa sprzedaż ciepła jest następstwem zwiększonego zapotrzebowania na ciepło z powodu zaistniałych warunków atmosferycznych. Dodatkowo jest to efekt pozyskania przez Elektrownię Turów nowego przemysłowego odbiorcy ciepła począwszy od listopada 2014 roku.

3.3 Segmenty działalności – dane finansowe

Tabela: Przychody Grupy w podziale na segmenty działalności w I półroczu 2015 i 2014 roku.

w mln PLN	Przychody ogółem		
	I półrocze 2015	I półrocze 2014*	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	6.426	6.658	-3%
Energetyka Odnawialna	378	415	-9%
Obrót	7.269	6.943	5%
Dystrybucja	3.001	2.848	5%
Pozostała Działalność	340	849	-60%
RAZEM	17.414	17.713	-2%
Korekty konsolidacyjne	-3.170	-3.505	-10%
RAZEM PO KOREKTACH	14.244	14.208	0%

*dane przekształcone

Tabela: Kluczowe wielkości w segmentach w I półroczu 2015 roku (po dokonaniu wyłączeń konsolidacyjnych).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	2.566	-7.260	2.358	27.383
Energetyka Odnawialna	202	88	219	4.252
Obrót	279	267	13	4.969
Dystrybucja	1.225	709	688	15.857
Pozostała działalność	33	-20	80	958
RAZEM	4.305	-6.216	3.358	53.419
Korekty konsolidacyjne	21	42	-26	-2.776
RAZEM PO KOREKTACH	4.326	-6.174	3.332	50.643

* por. nota B.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	3.415	2.516	1.578	33.328
Energetyka Odnawialna	234	130	155	3.605
Obrót	160	151	7	4.223
Dystrybucja	1.183	691	452	15.116
Pozostała działalność	73	10	74	1.417
RAZEM	5.065	3.498	2.266	57.689
Korekty konsolidacyjne	8	28	-34	-2.349
RAZEM PO KOREKTACH	5.073	3.526	2.232	55.340

* por. nota B.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

** dane przekształcone

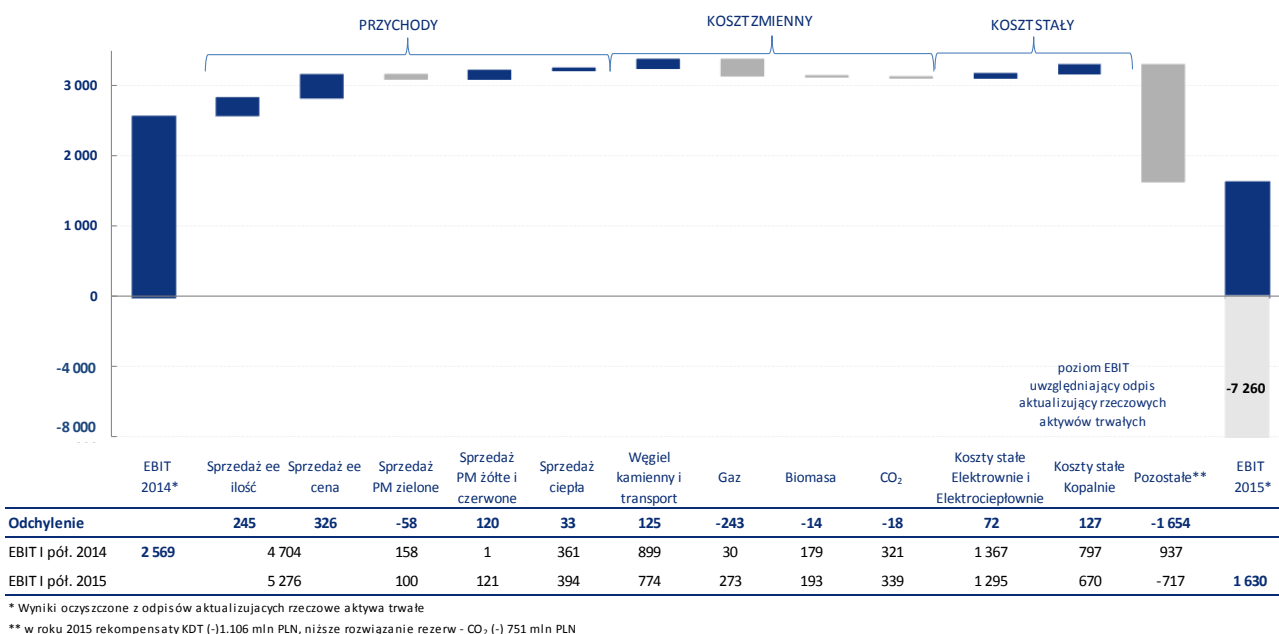
3.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mln PLN	I półrocze 2015	I półrocze 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	6.426	6.658	-3%
EBIT	-7.260	2.516	-
EBITDA	2.566	3.415	-25%
Nakłady inwestycyjne	2.358	1.578	49%

* dane przekształcone

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w segmencie Energetyka Konwencjonalna [w mln PLN].



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2015 roku w stosunku do wyników okresu porównywalnego 2014 roku były:

- **Ujęcie odpisu aktualizującego wartość aktywów trwałych** w wysokości 8.842 mln PLN
- **Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej** jako efekt wyższej dyspozycyjności jednostek wytwórczych w stosunku do analogicznego okresu 2014 roku;
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował odpowiedni wzrost przychodów ze sprzedaży. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku giełdowym w I półroczu 2015 roku ukształtowała się na poziomie 173,56 PLN/MWh, natomiast w I półroczu 2014 roku wyniosła 162,53 PLN/MWh;
- **Wyższe koszty zużycia gazu** - na skutek wyższego wolumenu zużycia o 7,1 TJ, co związane jest z uruchomieniem produkcji w Elektrociepłowni Rzeszów i Elektrociepłowni Lublin Wrotków oraz wyższym jednostkowym kosztem zużycia o 15,8 PLN/GJ;
- **Niższe koszty zużycia węgla kamiennego (wraz z transportem)** – na skutek niższej produkcji opartej na tym paliwie (niższy wolumen zużycia o 10,3 TJ).
- **Spadek w pozycji pozostała działalność** wynika głównie z niższych o 1.106 mln PLN przychodów z tytułu rekompensat KDT oraz niższego wyniku na pozostałej działalności operacyjnej, na którego poziom w I półroczu 2014 roku wpłynęło w głównej mierze rozwiązanie rezerwy na brakujące uprawnienia do emisji CO₂ za 2013 rok (751 mln PLN).
- **Niższe koszty stałe spowodowane są** głównie niższym poziomem rezerwy na koszty PDO.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w I półroczu 2015 oraz 2014 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2015	I półrocze 2014	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1.892	955	98%
▪ Rozwojowe	1.058	199	432%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	834	756	10%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	28	25	12%
Środki transportu	12	6	100%
Pozostałe	33	331	-90%
RAZEM	1.965	1.317	49%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	393	261	51%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	2.358	1.578	49%

W I półroczu 2015 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 1.036 mln PLN;
- kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7 - 12 w Elektrowni Bełchatów 338 mln PLN;
- budowa instalacji odsiarczania spalin na blokach 4 - 6 w Elektrowni Turów 37 mln PLN;
- budowa instalacji odsiarczania spalin w Elektrociepłowni Bydgoszcz 31 mln PLN.

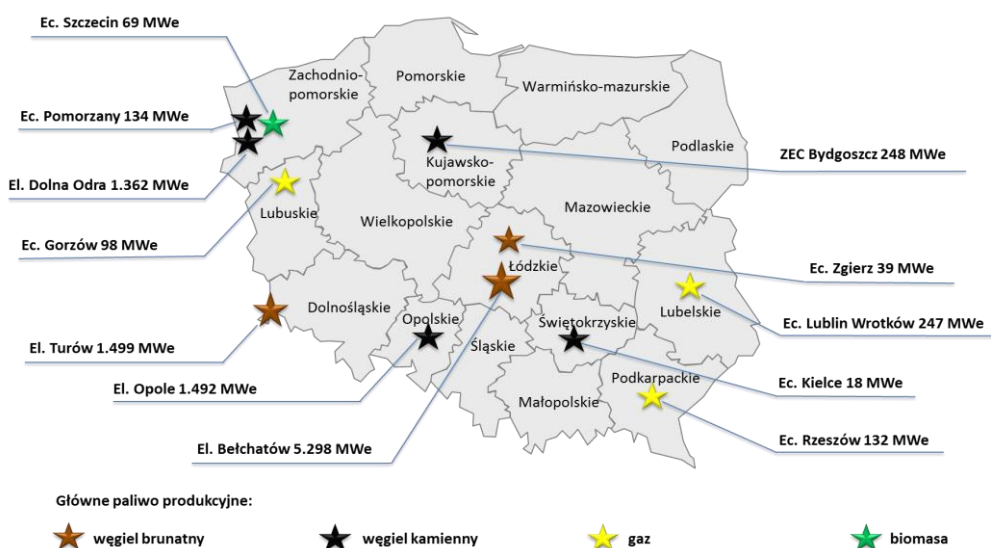
Kluczowe zdarzenia w I półroczu 2015 roku w segmencie Energetyka Konwencjonalna:

- w styczniu 2015 roku po kompleksowej modernizacji przekazano do eksploatacji blok nr 11 w Elektrowni Bełchatów;
- w dniu 25 lutego 2015 roku opublikowane zostały ogłoszenia przetargowe na modernizację bloków 1-3 w Elektrowni Turów;
- w dniu 1 maja 2015 roku odstawiony został do modernizacji blok nr 9 w Elektrowni Bełchatów;
- w czerwcu 2015 roku po kompleksowej modernizacji przekazano do eksploatacji blok nr 12 w Elektrowni Bełchatów;

W danych za I półrocze 2015 roku uwzględnione zostały nakłady poniesione przez spółki GK PGE świadczące usługi wsparcia bezpośrednio na rzecz segmentu Energetyka Konwencjonalna.

Kluczowe inwestycje prowadzone w segmencie Energetyka Konwencjonalna zostały opisane w pkt 2 niniejszego sprawozdania.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.



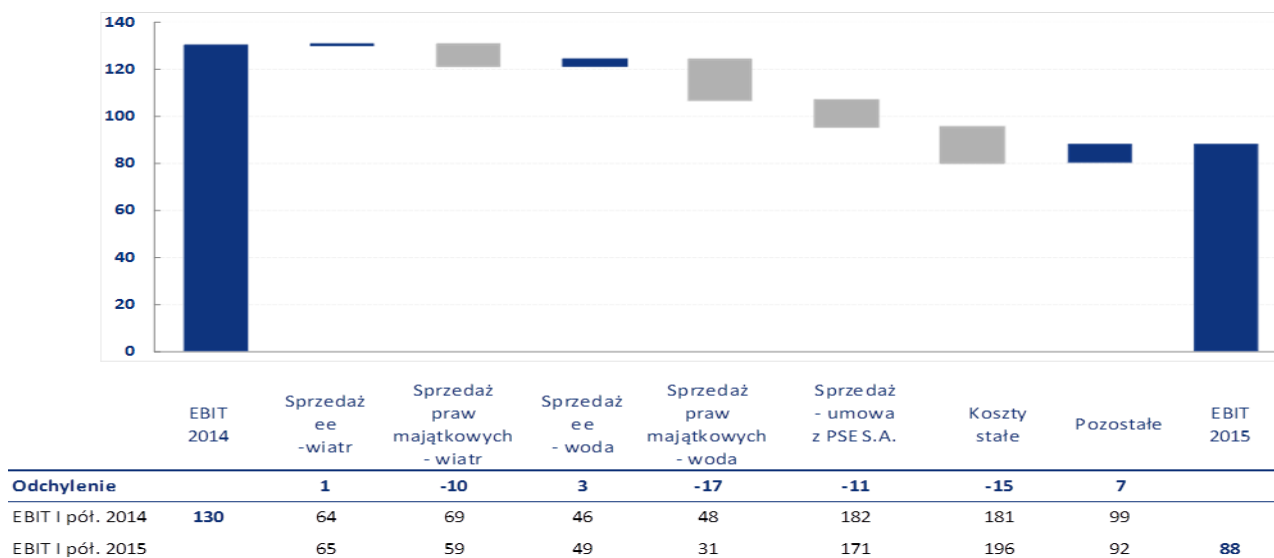
3.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

mln PLN	I półrocze 2015	I półrocze 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	378	415	-9%
EBIT	88	130	-32%
EBITDA	202	234	-14%
Nakłady inwestycyjne	219	155	41%

* dane przekształcone

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w segmencie Energetyka Odnawialna [w mln PLN].



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna w I półroczu 2015 roku w porównaniu do wyników I półrocza 2014 roku były:

- **Wzrost sprzedaży energii elektrycznej** z elektrowni wodnych i wiatrowych wynikający ze wzrostu wolumenu produkcji, co związane jest z korzystnymi warunkami atmosferycznymi. Wzrost sprzedaży z elektrowni wiatrowych związany jest również z oddaniem do eksploatacji w marcu 2014 roku FW Wojciechowo (28 MW).
- **Spadek sprzedaży praw majątkowych** wynika z niższej zrealizowanej średniej ceny sprzedaży w I półroczu 2015 roku (154 PLN/MWh) w stosunku do I półrocza 2014 (208 PLN\MWh).
- Niższe przychody ze sprzedaży na RB i RUS (umowa z PSE S.A.) wynikają ze spadku ceny i wolumenu.
- Wzrost kosztów stałych wynika głównie ze wzrostu kosztów amortyzacji, wzrostu kosztów usług obcych, w tym usług dystrybucyjnych, podatków i opłat. Wzrost kosztów związany jest również z pełnym okresem eksploatacji FW Wojciechowo.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I półroczu 2015 oraz 2014 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2015	I półrocze 2014	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	218	153	42%
▪ Rozwojowe	203	142	43%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	15	11	36%
Pozostałe	1	2	-50%
RAZEM	219	155	41%

W I półroczu 2015 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

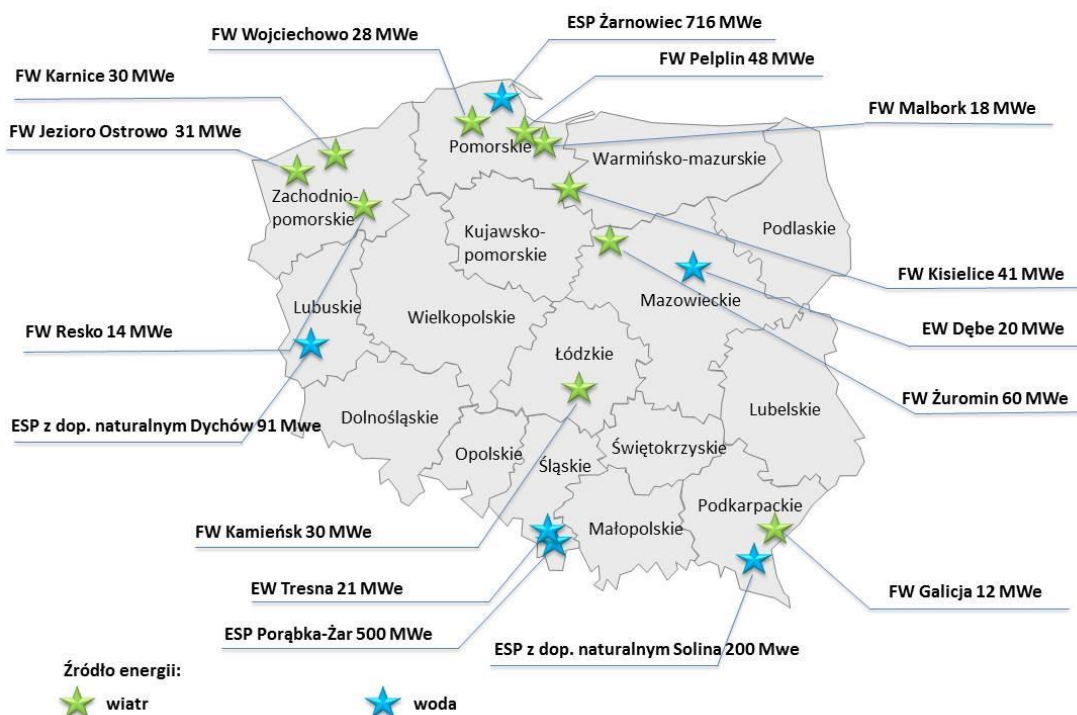
- Budowa farmy wiatrowej Lotnisko o mocy 90 MW 87 mln PLN;
- Budowa farmy wiatrowej Karwice o mocy 40 MW 60 mln PLN;
- Budowa farmy wiatrowej Resko II o mocy 76 MW 35 mln PLN;
- Budowa farmy wiatrowej Kieselice o mocy 12 MW 19 mln PLN.

Kluczowe zdarzenia w I półroczu 2015 roku w segmencie Energetyki Odnawialnej:

- Rozpoczęcie budowy farmy wiatrowej Kieselice II o mocy 12 MW, poprzez zawarcie umowy z Generalnym Wykonawcą (w dniu 14 stycznia 2015 roku);
- Zakończono prace budowlane związane z realizacją farmy wiatrowej Karwice o mocy 40 MW (oddana do eksploatacji w lipcu 2015 roku);
- Zakończono prace związane z budową fundamentów i przystąpiono do montażu wież i turbin wiatrowych na projektach Lotnisko 90 MW, Resko II 76 MW oraz Kieselice 12 MW;

Kluczowe inwestycje prowadzone w segmencie Energetyka Odnawialna zostały opisane w pkt 2 niniejszego sprawozdania.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



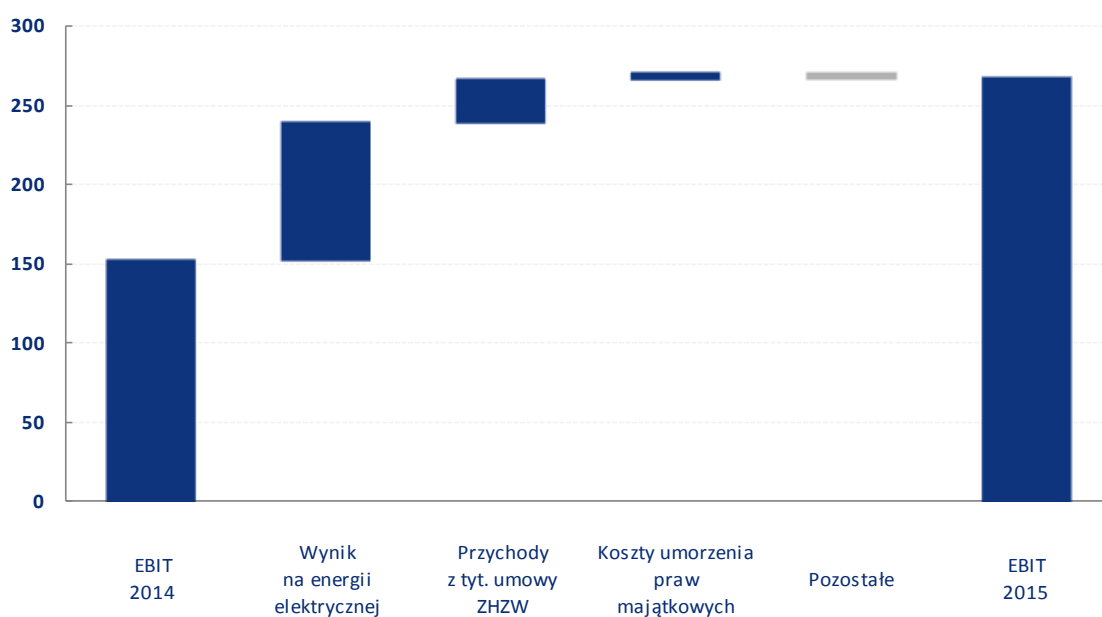
3.3.3 Segment Obrót

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mIn PLN	I półrocze 2015	I półrocze 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	7.269	6.943	5%
EBIT	267	151	77%
EBITDA	279	160	74%
Nakłady inwestycyjne	13	7	86%

* dane przekształcone

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w segmencie Obrót [w mln PLN].



Odchylenie	87	27	5	-3	
EBIT I pół. 2014	151	694	222	522	243
EBIT I pół. 2015	781	249	517	246	267

Kluczowymi odchyleniami w segmencie Obrót w I półroczu 2015 roku w porównaniu do wyników w I półroczu 2014 roku były:

- **Wzrost wyniku na energii elektrycznej** głównie w efekcie uzyskania wyższej marży jednostkowej, w związku z korzystniejszą relacją pomiędzy średnią ceną sprzedaży a średnią ceną zakupu energii elektrycznej.
- **Zwiększenie przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi („ZHZW”)** wynikało z wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem oraz uzyskania wyższych cen rynkowych sprzedaży w ramach tzw. obligo giełdowego.

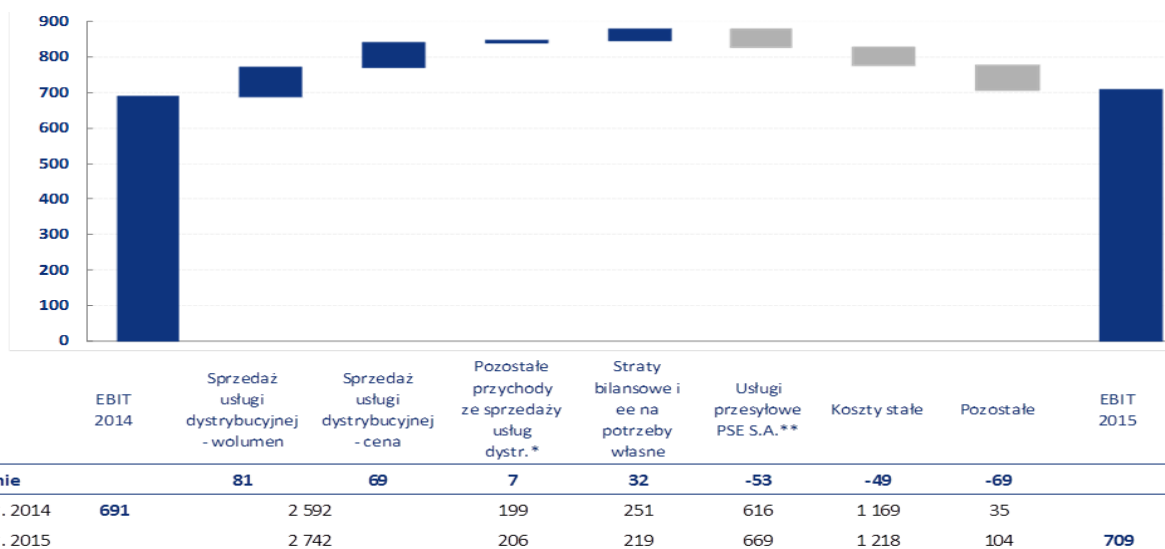
3.3.4 Segment Dystrybucja

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	I półrocze 2015	I półrocze 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.001	2.848	5%
EBIT	709	691	3%
EBITDA	1.225	1.183	4%
Nakłady inwestycyjne	688	452	52%

* dane przekształcone

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBIT w segmencie Dystrybucja [w mln PLN].



* Pozostałe przychody (energia bierna, przekroczenia mocy, usł. dodatkowe), przychody z opłaty przyłączeniowej, sprzedaż usług tranzytowych, inne
 **Bez wpływu na wynik, zrównoważone wzrostem przychodu

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja w I półroczu 2015 roku w porównaniu do wyników I półroczu 2014 roku były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 496 GWh, wynikający między innymi z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o około 34 tys.) w porównaniu do I półroczu 2014 roku.
- **Wzrost pozostałych przychodów ze sprzedaży** wynika głównie ze wzrostu przychodów z opłaty przyłączeniowej, w związku z optymalizacją prac przyłączeniowych.
- **Niższy poziom strat sieciowych** w efekcie czego obniżył się koszt energii elektrycznej zużytej na pokrycie różnicy bilansowej.
- Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej głównie w wyniku zmiany salda rezerw bilansowych z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości.
- **Wzrost pozostałych kosztów** w związku ze zmianą kosztów wynagrodzeń.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w I półroczu 2015 oraz 2014 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2015	I półrocze 2014	zmiana %
Sieci SN i nN	210	110	91%
Stacje 110/SN i SN/SN	63	26	142%
Linie 110 kV	11	16	-31%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	254	202	26%
Zakup transformatorów i liczników	65	47	38%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	63	28	125%
Pozostałe	22	23	-4%
RAZEM	688	452	52%

Kluczowe zdarzenia w I półroczu 2015 roku w segmencie Dystrybucja:

- W ogłoszonym wspólnie w imieniu i na rzecz czterech Operatorów Systemów Dystrybucyjnych („OSD”) postępowaniu przetargowym na dostawę liczników bilansujących (przeprowadzonym przez TAURON Dystrybucja S.A.), w lutym nastąpiło rozstrzygnięcie, zaś 17 marca 2015 roku podpisana została umowa z dostawcą: firmą Landis+Gyr. Przedmiot zamówienia PGE Dystrybucja S.A. obejmuje dostawę 9.200 liczników w 2015 roku.

3.3.5 Pozostała Działalność

w mln PLN	I półrocze 2015	I półrocze 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	340	849	-60%
EBIT	-20	10	-
EBITDA	33	73	-55%
Nakłady inwestycyjne	80	74	8%

* dane przekształcone

Niższy wynik EBIT o 30 mln PLN związany był głównie z:

- **Przeniesieniem spółek świadczących usługi pomocnicze** (roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne) na rzecz spółek z segmentu Energetyka Konwencjonalna z segmentu Pozostała Działalność w I półroczu 2014 roku do segmentu Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2015 roku (-) 23 mln PLN;
- **Przeniesieniem spółki ENESTA S. A.** z segmentu Pozostała Działalność w I półroczu 2014 roku do segmentu Obrót w I półroczu 2015 roku (-) 10 mln PLN;
- **Niższym wynikiem spółki PGE EJ 1 sp. z o.o.**, wynikającym głównie ze wzrostu kosztów osobowych oraz z przeksięgowania w koszty nakładów inwestycyjnych poniesionych z tytułu zerwanej umowy z wykonawcą WorleyParsons (-) 7 mln PLN.

Spadek wyniku został częściowo zniwelowany:

- **Wyższym wynikiem spółki EXATEL S.A.** na skutek zmniejszenia kosztów stałych (+) 5 mln PLN;
- **Wyższym wynikiem spółki Elbest sp. z o.o.** głównie z tytułu wyższych przychodów ze sprzedaży usług (+) 5 mln PLN.

Nakłady inwestycyjne

Największe nakłady inwestycyjne poniesione zostały przez następujące spółki:

- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 42 mln PLN;
- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 19 mln PLN;
- Exatel S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 17 mln PLN.

3.4 Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie B.14 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.5 Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych

25 sierpnia 2015 roku PGE S.A. opublikowała raport bieżący nr 24/2015, w którym ujawniła szacunek skonsolidowanego zysku operacyjnego powiększonego o amortyzację (EBITDA) oraz zysku netto przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej za I półrocze 2015 roku. Skonsolidowany wynik EBITDA oraz zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej GK PGE w I półroczu 2015 roku zostały zrealizowane na poziomie szacowanym i wyniosły odpowiednio 4,3 mld PLN i (-)5,0 mld PLN.

3.6 Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

3.6.1 Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego raportu oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu za I kwartał 2015 roku posiadały następującą liczbę akcji:

Tabela: Akcje PGE S.A. posiadane i zarządzane bezpośrednio przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę.

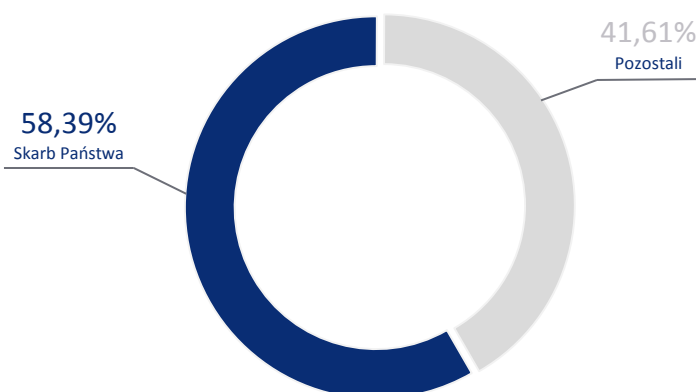
Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I kwartał (tj. 06.05.2015 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu za I półrocze (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu za I półrocze (PLN)
Zarząd	350	bez zmian	350	3.500
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 i Rady Nadzorczej nie posiadali akcji PGE S.A.

Członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej nie posiadali akcji i udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

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

Skarb Państwa posiada 1.091.681.706 akcji zwykłych Spółki o wartości nominalnej 10 PLN każda, reprezentujących 58,39% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1.091.681.706 głosów na walnym zgromadzeniu Spółki, stanowiących 58,39% ogólnej liczby głosów.

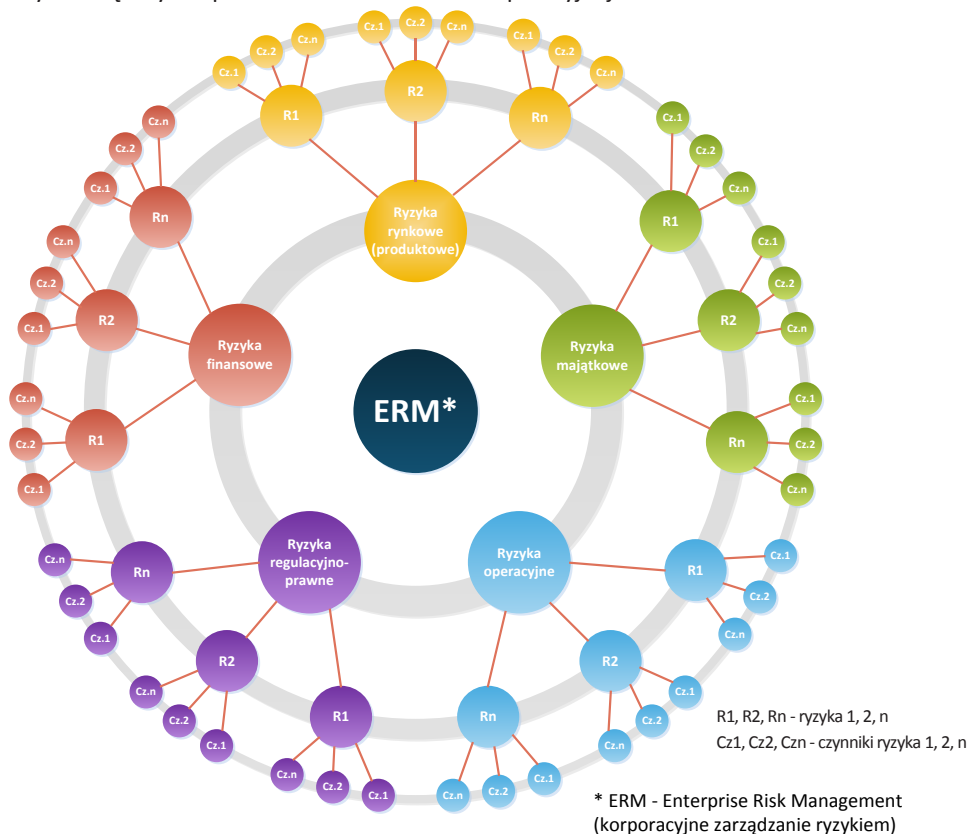


Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1.091.681.706	1.091.681.706	58,39%
Pozostali	778.079.123	778.079.123	41,61%
Razem	1.869.760.829	1.869.760.829	100,00%

4 Ryzyka i zagrożenia Grupy Kapitałowej PGE

Zarządzanie ryzykiem

Działalność 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.



Źródło: opracowanie własne

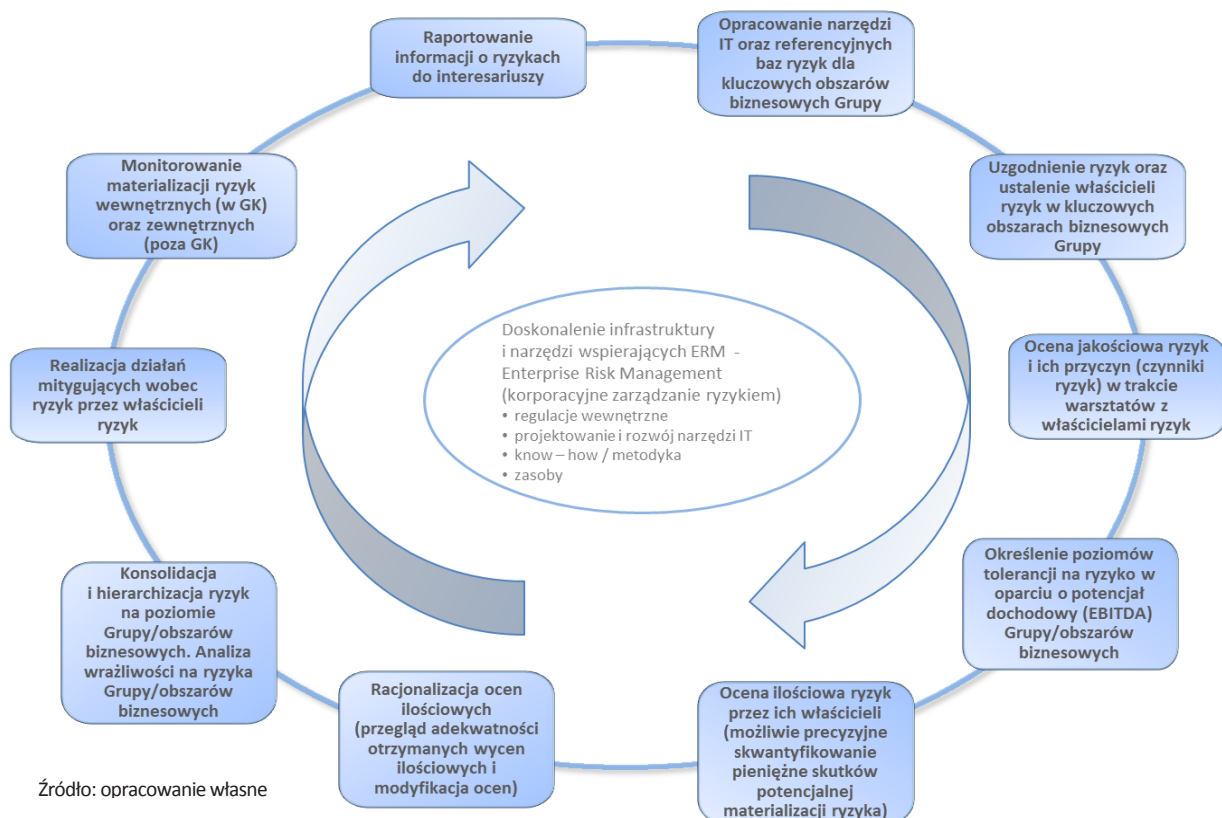
Proces zarządzania ryzykiem w GK PGE oparty jest na koncepcji Modelu GRC (Governance – Risk – Compliance), która pozwala na dopasowanie i integrację na wszystkich poziomach zarządzania poszczególnych obszarów działalności Grupy. Dzięki ustanowieniu na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka raportującego bezpośrednio do Zarządu zagwarantowany jest nadzór nad efektywnością procesów zarządzania ryzykiem w całej Grupie. Zdefiniowanie funkcji w ramach korporacyjnego zarządzania ryzykiem umożliwia niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływ na GK PGE, jak również limitowanie i kontrolę istotnych ryzyk specyficznych przy wykorzystaniu koncepcji kapitału ekonomicznego. Zgodność działalności z regulacjami zapewniona jest poprzez monitoring otoczenia prawnego Grupy, identyfikację potencjalnych luk oraz inicjowanie zmian dostosowawczych.



Źródło: opracowanie własne

Grupa Kapitałowa 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.

Ryzyka Grupy Kapitałowej 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, zgodnie z przyjętym cyklem.



Źródło: opracowanie własne

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka i zagrożenia, na które narażona jest działalność Grupy PGE wraz z ich oceną oraz perspektywą.

Poziom ryzyka	Perspektywa ryzyka					
	niski	średni	wysoki	spadek	wzrost	stabilny
poziom niski	ryzyko niestwarzające zagrożenia i mogące być tolerowane,					
poziom średni	ryzyko, co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja oparta na analizie kosztów i korzyści,					
poziom wysoki	ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia					
Ryzyka rynkowe (produktowe)	Ceny rynkowe energii elektrycznej oraz produktów powiązanych - wynikające z braku pewności co do przyszłych poziomów i zmienności rynkowych cen towarów w odniesieniu do otwartej pozycji kontraktowej, w szczególności w zakresie energii elektrycznej oraz produktów powiązanych (praw majątkowych, uprawnień do emisji CO ₂ i paliw)					
związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	Wolumen sprzedaży energii elektrycznej i ciepła - będący pochodną niepewności co do warunków determinujących zapotrzebowanie i popyt na energię elektryczną oraz na ciepło, mający bezpośredni wpływ na wielkość sprzedaży GK PGE na rynku.					
	Taryfy (ceny regulowane) - wynikające z obowiązku zatwierdzania dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej oraz ciepła					
Ryzyka majątkowe	Awarie - związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych (prace utrzymaniowo-remontowe, diagnostyka)					
związane z rozwojem i utrzymaniem majątku	Szkody w majątku - związane z fizyczną ochroną urządzeń i obiektów energetycznych przed zewnętrznymi czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, powodzie, dewastacja)					
	Rozwój i inwestycje - związane ze strategicznym planowaniem powiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego oraz prowadzeniem bieżącej działalności inwestycyjnej					

Ryzyka operacyjne	Koszty produkcji - związane ze zwiększeniem kosztów zakupu paliw, prac eksploatacyjnych, opłat środowiskowych, czynników płacowych, itp.		
	Produkcja energii elektrycznej i ciepła - związana z planowaniem produkcji i wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne		
	Gospodarowanie paliwami - związane z niepewnością co do jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw (głównie węgiel kamienny) oraz sprawnością procesu zarządzania zapasami		
	Zasoby ludzkie - związane z zapewnieniem pracowników o odpowiednim doświadczeniu i kompetencjach, zdolnych do realizacji określonych zadań		
	Dialog społeczny - związany z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy a stroną społeczną mogącego doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych		
Ryzyka regulacyjno – prawne	Zmiany prawne w systemach wsparcia - związane z niepewnością co do przyszłego kształtu systemu wsparcia (lub jego braku) produkcji energii certyfikowanej		
	Wielkość zakupu PM i uprawnień do emisji CO₂ - wynikająca z możliwości zmian wielkości ustawowego obowiązkowego zakupu określonej ilości praw majątkowych przez sprzedawców energii oraz niepewności co do wielkości bezpłatnych uprawnień do emisji CO ₂ w przyszłości		
	Rekompensaty za rozwiązanie KDT - istnieje możliwość, że wysokość obliczonych przez Grupę korekt do pobranych zaliczek na poczet kosztów osieroconych zostanie zakwestionowana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w wyniku czego Grupa zostanie zobligowana do zwrotu zaliczkowo otrzymanej rekompensaty za rozwiązanie KDT		
	Ochrona środowiska - wynikająca z branżowych przepisów określających wymogi „środowiskowe”, jakie powinny spełniać instalacje energetyczne oraz zasad korzystania ze środowiska naturalnego. Przyszłe, jeszcze nieznanne regulacje środowiskowe oraz niepewność co do ostatecznego kształtu projektowanych regulacji (w szczególności w odniesieniu do rewizji BAT/BREF) mogą przełożyć się na zmianę poziomu wydatków inwestycyjnych Grupy PGE		
	Nieuregulowane stany prawne - związane z trudnościami w pozyskiwaniu terenów lub dostępu do nich w ramach prowadzenia nowych inwestycji (w szczególności w segmencie dystrybucji)		
	Koncesja - wynikająca z ustawowego obowiązku posiadania koncesji na wydobywanie węgla, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, dystrybucję energii elektrycznej i ciepła		
	Działania dyskryminujących - związane ze stosowaniem przez Grupę praktyk ograniczających lub eliminujących konkurencję, naruszających prawa i interesy konsumentów		
Ryzyka finansowe	Kredytowe - związane z potencjalnym zdarzeniem kredytowym (np. niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstąpieniem od warunków kontraktowych, np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych, odszkodowań i kar umownych)		
	Płynności finansowej - związane z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań, jak również utratą potencjalnych korzyści		
	Stopy procentowej - wynikające w szczególności z negatywnego wpływu zmian rynkowych stóp procentowych na przepływy pieniężne Grupy PGE generowane przez zmiennoprocentowe aktywa i zobowiązania finansowe		
	Walutowe - rozumiane w szczególności jako ryzyko, na jakie narażone są przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta funkcjonalna z tytułu niekorzystnych wahań kursów walutowych		

Działania mitygujące ryzyka

Ryzyka rynkowe (produktowe)

Oddziaływanie:

Sfera przychodowa
oraz oferowane
produkty i usługi

Działania: Grupa PGE określiła oraz wdrożyła wewnętrzne zasady zarządzania ryzykiem rynkowym (cenowym/wolumenowym) obejmujące ustalenie globalnego apetytu na ryzyko, limitów ryzyka w oparciu o miary „at risk”, jak również zarządzanie skonsolidowaną ekspozycją na ryzyko cen towarów i mechanizmów zabezpieczania poziomów ryzyka przekraczających akceptowalny poziom. Zasady zarządzania ryzykiem rynkowym określają jednolite dla istotnych spółek Grupy PGE założenia organizacji procesu w kontekście strategii handlowych i planowania średnioterminowego. Grupa PGE opracowała zasady dotyczące strategii zabezpieczania kluczowych ekspozycji w obszarze obrotu energią elektryczną i produktami powiązanymi, odpowiadające apetytowi na ryzyko w horyzoncie średnioterminowym (do 5 lat, przy założeniu dostępności wymaganej płynności rynków). Poziom zabezpieczenia pozycji ustalany jest z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych. Określając docelowe poziomy zabezpieczenia, Grupa PGE bierze pod uwagę swoją sytuację finansową, w tym w szczególności założone cele wynikające z przyjętej strategii.

Grupa PGE bada, monitoruje oraz analizuje rynki energii elektrycznej i produktów powiązanych chcąc optymalnie wykorzystać swoje możliwości wytwórcze. GK PGE wprowadza nowe produkty na rynek detaliczny i aktywnie je promuje poprzez ogólnopolskie akcje marketingowe, jak również wspiera potrzeby lokalnych społeczności. Grupa PGE utrzymuje rozbudowane portfolio produktowe, koncentrując działania na dopasowaniu ofert do rynku (historyczny, krajowy), kanału dotarcia (kanał sprzedaży własny, kanał sprzedaży agencyjny) oraz grupy docelowej (potencjału wolumenowego klienta). Grupa PGE kontynuuje działania o charakterze utrzymaniowym, opierając je na modelu zdywersyfikowanego portfela ofert lojalizujących oraz działania o charakterze pozyskaniowym. Wprowadzone zostały także specjalne oferty dedykowane dla klientów uprzednio utraconych na rzecz konkurencji, a także oferty tzw. branżowe dedykowane dla konkretnych rodzajów działalności gospodarczej. Grupa PGE wprowadza również tzw. oferty łączone. W trosce o klientów kładziony jest nacisk na wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników Grupy PGE oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. Dzięki wdrażaniu narzędzi wspomagających te procesy Grupa efektywnie zarządza strumieniami informacji, co przekłada się bezpośrednio na komfort w relacjach z klientami oraz lepsze planowanie i organizację samej sprzedaży.

Ryzyka regulacyjno - prawne

Oddziaływanie:

Sfera zapewnienia
zgodności
z regulacjami

Działania: Działalność Grupy PGE podlega licznym przepisom i regulacjom polskim, europejskim oraz prawu międzynarodowemu. GK PGE aktywnie monitoruje proponowane w nich zmiany w celu zminimalizowania niekorzystnego ich wpływu na działalność w podstawowych segmentach biznesowych, tj. w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, wydobyciu węgla brunatnego, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła. PGE S.A. jest jednym z członków Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, który otworzył swoje biuro w Brukseli. Poprzez działania Komitetu aktywnie wpływa na działania w procedowaniu i kształtowaniu unijnych przepisów, a także prowadzi dialog z instytucjami UE. Dostosowuje swoje regulacje wewnętrzne oraz praktyki postępowania tak, aby działalność Grupy była zgodna z regulacjami branżowymi, normami dotyczącymi ochrony środowiska naturalnego i innymi obowiązującymi przepisami.

Ryzyka majątkowe

Oddziaływanie:

Sfera aktywów

Działania: Grupa PGE aktywnie realizuje strategię rozwoju i unowocześniania swoich mocy wytwórczych. Dywersyfikuje dotychczasową strukturę źródeł produkcyjnych z uwagi na technologię generacji energii. Aktualnie GK PGE prowadzi trzy kluczowe inwestycje (Opole, Turów, Gorzów), szereg inwestycji sieciowych, inwestycje w Odnawialne Źródła Energii, a także realizuje przedsięwzięcia modernizacyjno-rozwojowe. Na bieżąco prowadzone są prace eksploatacyjne i remontowe. Na wypadek awarii oraz szkód w majątku zostały ubezpieczone najważniejsze aktywa wytwórcze. Systematycznie poprawiana jest niezawodność dostaw energii do odbiorców końcowych.

Ryzyka operacyjne

Oddziaływanie:

Sfera kosztowa

Działania: Wyniki Grupy PGE są w sposób istotny uzależnione od ponoszonych kosztów w ramach prowadzonej działalności. Spółka optymalizuje koszty poprzez m.in.:

1. Monitorowanie stanu zapasów paliw (jakość i ilość) w połączeniu ze śledzeniem cen tych paliw. Zabezpieczenia dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen.
2. Wykonywanie przeglądów, remontów i modernizacji posiadanego majątku, co przekłada się na zapewnienie optymalnego czasu życia urządzeń i wymaganej dyspozycyjności kluczowych składników majątku.
3. Otrzymywanie częściowo bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ przez elektrownie i elektrociepłownie Grupy PGE. Zakup brakujących uprawnień dokonywany jest przy założeniu zabezpieczenia poziomu marży na sprzedaży.
4. Optymalizację zatrudnienia pod kątem wdrażanej w Grupie Strategii ZKL. W konsekwencji działań optymalizujących zatrudnienie, w spółkach Grupy wprowadzone zostały Programy Dobrowolnych Odejść.

Ryzyka finansowe

Oddziaływanie:

Sfera gospodarki finansowej

Działania: Grupa PGE kontroluje ryzyko kredytowe związane z transakcjami handlowymi, które mogą generować znaczące straty w wyniku niewywiązania się kontrahenta z umowy. Przed zawarciem transakcji przeprowadzana jest ocena kontrahenta uwzględniająca m.in. analizę finansową, nadawany jest wewnętrzny rating oraz limit kredytowy, który jest regularnie monitorowany. Ekspozycje przekraczające ustalone limity są zabezpieczane zgodnie z obowiązującą w Grupie Polityką zarządzania ryzykiem kredytowym. W Grupie PGE obowiązuje centralny model finansowania, zgodnie z którym co do zasady finansowanie zewnętrzne pozyskiwane jest przez PGE S.A. Spółki zależne w Grupie korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego takich jak: pożyczki, obligacje czy umowy konsolidacji rachunków bankowych (cash pooling). Ryzyko utraty płynności monitorowane jest przy pomocy narzędzi okresowego planowania płynności tj. przygotowywanych prognoz kroczących przepływów pieniężnych w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej. W zakresie ryzyka walutowego i stopy procentowej Grupa PGE opracowała wewnętrzne zasady zarządzania tymi ryzykami, które sukcesywnie wdraża. Spółki z Grupy PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę (IRS, CCIRS) wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyka.

5 Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE

Tabela: Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 30 czerwca 2015 roku.

Segment	Spółka
ENERGETYKA KONWENCJONALNA	1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
	2. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.
	3. MegaSerwis sp. z o.o.
	4. ELBIS sp. z o.o.
	5. PUP ELTUR SERWIS sp. z o.o.
	6. TOP SERWIS sp. z o.o.
	7. ELMEN sp. z o.o.
	8. MEGAZEC sp. z o.o.
	9. EPORE sp. z o.o.
	10. RAMB sp. z o.o.
	11. PTS BETRANS sp. z o.o.
	12. BESTGUM POLSKA sp. z o.o.
	13. Energoserwis Kleszczów sp. z o.o.
ENERGETYKA ODNAWIALNA	14. PGE Energia Odnawialna S.A.
	15. Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.
	16. Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.
	17. Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.
	18. PGE Energia Natury sp. z o.o.
	19. PGE Energia Natury Karnice sp. z o.o.
	20. PGE Energia Natury Bukowo sp. z o.o.
	21. PGE Energia Natury Omikron sp. z o.o.
	22. PGE Energia Natury Kappa sp. z o.o.
	23. PGE Energia Natury PEW sp. z o.o.
	24. PGE Energia Natury Olecko sp. z o.o.
OBRÓT	25. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
	26. PGE Dom Maklerski S.A.
	27. PGE Trading GmbH
	28. PGE Obrót S.A.
	29. Enesta sp. z o.o.
DYSTRYBUCJA	30. PGE Dystrybucja S.A.

5.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

5.1.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I półroczu 2015 roku

W I półroczu 2015 roku w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie nr A.1.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Udziały i akcje w jednostkach zależnych i stowarzyszonych

W I półroczu 2015 roku **PGE S.A.** zmieniła swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 11 września 2014 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE GiEK S.A. podjęło uchwałę w sprawie umorzenia wszystkich posiadanych przez spółkę akcji własnych tj. 2.751.654 sztuk akcji spółki. W związku z umorzeniem akcji własnych Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę o obniżeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 27.516.540 PLN, tj. z kwoty 6.964.382.240 PLN do kwoty 6.936.865.700 PLN. W dniu 13 marca 2015 roku umorzenie akcji własnych i obniżenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS. W wyniku powyższego umorzenia oraz przymusowego wykupu od akcjonariuszy mniejszościowych udział PGE S.A. w spółce osiągnął poziom 99,94% w kapitale zakładowym.
- W dniu 20 lutego 2015 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 73.000.000 PLN do kwoty 205.860.000 PLN, tj. o kwotę 132.860.000 PLN, poprzez podwyższenie wartości nominalnej istniejących udziałów spółki, z wartości nominalnej 50 PLN do wartości nominalnej 141 PLN każdy udział. Podwyższenie wartości nominalnej udziałów zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny z niezwróconych PGE S.A. dopłat wniesionych uprzednio do spółki. W dniu 17 marca 2015 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 15 kwietnia 2015 roku pomiędzy spółkami PGE S.A., KGHM Polska Miedź S.A. z siedzibą w Lubinie („KGHM”), TAURON Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach („TAURON”) oraz ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu („ENEA”) zawarta została umowa nabycia udziałów spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. PGE S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o. W wyniku zawartej umowy każda ze spółek, tj. KGHM, TAURON i ENEA, nabyła po 146.000 udziałów PGE EJ 1 sp. z o.o. stanowiących 10% kapitału zakładowego PGE EJ 1 sp. z o.o. W związku z zawartą umową PGE S.A. posiada aktualnie 70% udziałów, KGHM 10% udziałów, TAURON 10% udziałów oraz ENEA 10% udziałów w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o.
- W dniu 23 kwietnia 2015 roku Zwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Obsługa Księgowo – Kadrowa sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 1.050.000 PLN do kwoty 2.050.000 PLN, tj. o kwotę 1.000.000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20.000 udziałów spółki o wartości nominalnej 50 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny z niezwróconego spółce PGE S.A. kapitału pożyczki udzielonej spółce. W dniu 21 sierpnia 2015 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 5 maja 2015 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE EO S.A. oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Energia Natury sp. z o.o. podjęły uchwały w sprawie podziału PGE Energia Natury sp. z o.o. (Spółka Dzielona) poprzez przeniesienie części majątku Spółki Dzielonej stanowiącej zorganizowaną część przedsiębiorstwa (ZCP) jako oddziału Spółki Dzielonej pod firmą PGE Energia Natury sp. z o.o. Oddział „Kisielice/Malbork” z siedzibą w Malborku do spółki PGE EO S.A. (Spółka Przejmująca). Przeniesienie ZCP do Spółki Przejmującej odbyło się poprzez obniżenie kapitału zakładowego Spółki Dzielonej oraz podwyższenie kapitału zakładowego Spółki Przejmującej, poprzez odpowiednio umorzenie 234.845 udziałów Spółki Dzielonej o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział oraz utworzenie nowych 3.770.031 akcji imiennych Spółki Przejmującej o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja. PGE S.A. jako jedyny wspólnik Spółki Dzielonej objęła wszystkie nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym spółki Przejmującej w zamian za umorzone udziały Spółki Dzielonej. W dniu 1 czerwca 2015 roku podział PGE Energia Natury sp. z o.o. został zarejestrowany w KRS.
- W dniu 8 czerwca 2015 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Inwest 2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki z kwoty 10.000 PLN do kwoty 60.000 PLN, tj. o kwotę 50.000 PLN, poprzez utworzenie nowych 50 udziałów Spółki o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. W dniu 31 lipca 2015 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 22 czerwca 2015 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE EO S.A. i PGE Energia Natury S.A. oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Eolica Wojciechowo sp. z o.o. podjęły uchwały w sprawie połączenia PGE EO S.A. (Spółka Przejmująca) ze spółkami PGE Energia Natury S.A. oraz Eolica Wojciechowo sp. z o.o. (Spółki Przejmowane). Połączenie spółek nastąpiło poprzez przeniesienie na Spółkę Przejmującą całego majątku Spółek Przejmowanych oraz rozwiązania Spółek Przejmowanych bez przeprowadzania ich likwidacji. W zakresie połączenia Spółki Przejmującej z Eolica Wojciechowo sp. z o.o. kapitał zakładowy Spółki Przejmującej nie został podwyższony (zgodnie z art. 515 § 1 KSH), zaś w zakresie połączenia Spółki Przejmującej z PGE Energia Natury

S.A. kapitał zakładowy Spółki Przejmującej został podwyższony o kwotę 478.800.000 PLN, poprzez utworzenie 47.880.000 nowych akcji imiennych o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja. PGE S.A. jako jedyny akcjonariusz PGE Energia Natury S.A. objęła wszystkie nowe akcje imienne w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki Przejmującej w zamian za przysługujące jej akcje w kapitale zakładowym PGE Energia Natury S.A. W dniu 30 czerwca 2015 roku połączenie Spółki Przejmującej ze Spółkami Przejmowanymi zostało zarejestrowane w KRS.

W wyniku połączenia spółek PGE EO S.A. oraz PGE Energia Natury S.A., pierwsza ze spółek stała się jedynym akcjonariuszem następujących spółek:

- PGE Energia Natury Kappa sp. z o. o.,
 - PGE Energia Natury Omikron sp. z o. o.,
 - PGE Energia Natury PEW sp. z o. o.,
 - PGE Energia Natury Karnice sp. z o. o.,
 - PGE Energia Natury Bukowo sp. z o. o.,
 - PGE Energia Natury Olecko sp. z o. o.
- W okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2015 roku PGE S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych spółki PGE GiEK S.A., w wyniku przymusowego wykupu zgodnie z art. 418 KSH, łącznie 2.249.374 akcje spółki PGE GiEK S.A. (stanowiące 0,324 % udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.). Aktualnie PGE S.A. posiada akcje stanowiące łącznie 99,94% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

W I półroczu 2015 roku **spółki z Grupy PGE** zmieniły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 13 stycznia 2015 roku Zarząd spółki PGE GiEK S.A. postanowił o połączeniu PGE GiEK S.A. (Spółka Przejmująca) ze spółką PGE Gubin sp. z o.o. (Spółka Przejmowana). Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Gubin sp. z o.o. uchwałą o połączeniu z PGE GiEK S.A. podjęto w dniu 14 stycznia 2015 roku. Połączenie zostało przeprowadzone w trybie art. 492 § 1 pkt 1 w związku z art. 515 § 1 ksh, tj. poprzez przeniesienie całego majątku Spółki Przejmowanej na Spółkę Przejmującą bez podwyższania kapitału zakładowego Spółki Przejmującej. W dniu 26 lutego 2015 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 14 stycznia 2015 roku, z terminem obowiązywania od 31 grudnia 2014 roku, spółka PGE EO S.A. podpisała umowę sprzedaży wszystkich posiadanych akcji spółki Energetyczne Towarzystwo Finansowo-Leasingowe ENERGO-UTECH S.A. („ENERGO-UTECH”), tj. 50% kapitału zakładowego, następującym spółkom:
- Przedsiębiorstwo Usługowe „UTECH” sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu („UTECH”),
 - Elektrociepłownia „BĘDZIN” S.A. z siedzibą w Będzinie („EC Będzin”).

W dniu 15 kwietnia 2015 roku, po spełnieniu warunków zawieszających wskazanych w Umowie, EC Będzin nabyła 896 akcji ENERGO-UTECH (40% udziałów w kapitale zakładowym ENERGO-UTECH), a UTECH nabyła 224 akcje ENERGO-UTECH (10% udziałów w kapitale zakładowym ENERGO-UTECH).

Zgodnie z zapisami Umowy, rozliczenie ceny transakcyjnej płatnej przez EC Będzin nastąpiło w dniu 15 kwietnia 2015 roku i miało charakter gotówkowy. Rozliczenie ceny transakcyjnej płatnej przez UTECH nastąpiło w wyniku transakcji nabycia przez PGE EO S.A. akcji EC Będzin, na podstawie umowy zawartej w dniu 17 kwietnia 2015 roku pomiędzy PGE EO S.A. i UTECH i rozliczonej w dniu 21 kwietnia 2015 roku. W wyniku transakcji, o której mowa powyżej, na dzień 21 kwietnia 2015 roku, PGE EO S.A. posiada 311.355 akcji EC Będzin, stanowiących 9,89% w kapitale zakładowym.

PGE EO S.A. traktuje inwestycję w akcje EC Będzin jako inwestycję krótkoterminową i nie zamierza zwiększać udziału w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu EC Będzin. Obecne zaangażowanie kapitałowe PGE EO S.A. w EC Będzin jest skutkiem rozliczenia transakcji wynikającej z Umowy. Zgodnie z postanowieniami Umowy, do dnia 31 grudnia 2015 roku nastąpi zbycie przez PGE EO S.A. wszystkich posiadanych akcji EC Będzin na rzecz UTECH lub podmiotu wskazanego przez UTECH.

- W dniu 18 marca 2015 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PELPLIN sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie połączenia spółki PGE EO S.A. (Spółka Przejmująca) ze spółką PELPLIN sp. z o.o. (Spółka Przejmowana), przez przeniesienie całego majątku Spółki Przejmowanej na Spółkę Przejmującą bez wydawania nowych akcji w zamian za udziały Spółki Przejmowanej, zgodnie z art. 514 ksh. PGE EO S.A. posiadała 100% w kapitale zakładowym spółki PELPLIN sp. z o.o. W dniu 31 marca 2015 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 30 kwietnia 2015 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki BIO - ENERGIA S.A. z siedzibą w Warszawie (spółka zależna PGE EO S.A.) podjęło uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na przekształcenie spółki w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością. W dniu 1 czerwca 2015 roku przekształcenie spółki zostało zarejestrowane w KRS. Nowa firma Spółki brzmi: BIO - ENERGIA sp. z o.o.

Pozostałe zmiany

- Z dniem 1 stycznia 2015 roku w spółce PGE Energia Natury sp. z o.o. utworzono następujące oddziały:
 - Oddział „Galicja” z siedzibą w Orzechowcach,
 - Oddział „Kielice/Malbork” z siedzibą w Malborku.

W związku ze zmianami w segmencie Energetyka Odnawialna oddział „Kielice/Malbork” z siedzibą w Malborku został przeniesiony jako ZPC na rzecz PGE EO S.A. a następnie złożono wniosek o wykreślenie oddziału z KRS.

- Dnia 23 kwietnia 2015 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy KRS wykreślił z Rejestru Sądowego oddział spółki pod firmą PGE EO S.A. Oddział ZEW Dębe.
- W dniu 31 maja 2015 roku PGE EO S.A. zawarła ze spółką PGE Obrót S.A. umowę sprzedaży zorganizowanej części przedsiębiorstwa. W jej wyniku spółka PGE EO S.A. nabyła następujące aktywa:
 - Elektrownię Wodną Dębe
 - Małą Elektrownię Wodną Smardzewice
 - Małą Elektrownię Wodną Nielisz
 - Małą Elektrownię Wodną Radawa
 - Małą Elektrownię Wodną Michałów
 - Małą Elektrownię Wodną Górecko Kościelne

W I półroczu 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała działalności w żadnym istotnym obszarze.

5.1.2 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej po dniu sprawozdawczym

Zmiany jakie nastąpiły w GK PGE po dniu sprawozdawczym opisano poniżej:

- W dniu 24 czerwca 2015 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek Elbest sp. z o.o. oraz Elbest Security sp. z o.o. podjęły uchwały w sprawie podziału Elbest sp. z o.o. (Spółka Dzielona) poprzez przeniesienie części majątku Spółki Dzielonej stanowiącej zorganizowaną część przedsiębiorstwa wykorzystywaną do prowadzenia działalności gospodarczej w obszarze świadczenia usług ochrony osób i mienia (ZCP Ochrona) do spółki Elbest Security sp. z o.o. (Spółka Przejmująca). Przeniesienie ZCP Ochrona do Spółki Przejmującej odbyło się poprzez obniżenie kapitału zakładowego Spółki Dzielonej oraz podwyższenie kapitału zakładowego Spółki Przejmującej, poprzez odpowiednio umorzenie 5.044 udziałów Spółki Dzielonej o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział oraz utworzenie nowych 5.044 udziałów Spółki Przejmującej o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział. PGE S.A. jako jedyny wspólnik Spółki Dzielonej objęła wszystkie nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki Przejmującej w zamian za umorzone udziały Spółki Dzielonej. W dniu 13 lipca 2015 roku podział Spółki Dzielonej został zarejestrowany w KRS.
- W dniu 22 lipca 2015 roku pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. oraz LCT INVEST sp. z o.o. z siedzibą w Kleosinie została zawarta umowa sprzedaży 9.000 udziałów w Spółce Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe EKTO sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku, posiadanych przez PGE Dystrybucja S.A., stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki. W dniu 22 lipca 2015 roku, spółka LCT INVEST sp. z o.o. dokonała zapłaty za udziały i w tym dniu przeniesione zostało prawo własności udziałów na LCT INVEST sp. z o.o.

5.2 Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE

Na dzień 30 czerwca 2015 roku następujące spółki z Grupy Kapitałowej PGE posiadały oddziały:

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Elektrownia Bełchatów ● Oddział Elektrownia Opole ● Oddział Elektrownia Turów ● Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra ● Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów ● Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Turów ● Oddział Elektrociepłownia Gorzów ● Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz ● Oddział Elektrociepłownia Rzeszów ● Oddział Elektrociepłownia Kielce ● Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków ● Oddział Elektrociepłownia Zgierz
PGE Energia Odnawialna S.A. z siedzibą w Warszawie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział ZEW Solina - Myczkowce w Solinie ● Oddział ZEW Porąbka - Żar w Międzybrodziu Bialskim ● Oddział ZEW Dychów w Dychowie ● Oddział EW Żarnowiec w Czymanowie ● Oddział „Kisielice/Malbork” z siedzibą w Malborku*
PGE Energia Natury sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział „Galicja” z siedzibą w Orzechowcach
PGE Energia Natury Olecko sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział „Olecko” Szczecin
PGE Trading GmbH z siedzibą w Berlinie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział w Pradze ● Oddział w Bratysławie
PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Lublin ● Oddział Łódź-Miasto ● Oddział Łódź-Teren ● Oddział Warszawa ● Oddział Rzeszów ● Oddział Białystok ● Oddział Zamość ● Oddział Skarżysko-Kamienna
PGE Obrót S.A. z siedzibą w Rzeszowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział z siedzibą w Lublinie ● Oddział z siedzibą w Łodzi ● Oddział z siedzibą w Warszawie ● Oddział z siedzibą w Białymstoku ● Oddział z siedzibą w Zamościu ● Oddział z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej
"ELBEST" sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Rogowiec ● Oddział Bogatynia ● Oddział Wawrzekowizna ● Oddział Krasnobród ● Oddział Iwonicz-Zdrój
"ELBEST SECURITY" sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Rogowiec I ● Oddział Rogowiec II
Przedsiębiorstwo Transportowo - Sprzętowe „Betrans” sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział ELTUR-TRANS z siedzibą w Bogatyni ● Oddział Rogowiec z siedzibą w Rogowcu
Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne „ELTUR-SERWIS” sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział w Brzeziu k/Opola
EPORE sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Bogatynia ● Oddział Bełchatów ● Oddział Rogowiec ● Oddział Opole ● Oddział Żarska Wieś
ELBIS sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu	<ul style="list-style-type: none"> ● I Oddział z siedzibą w Warszawie

*dnia 17 lipca 2015 roku zgłoszono wniosek o wykreślenie oddziału z KRS po przejęciu z PGE Energia Natury Sp. z o o

PGE S.A. oraz pozostałe spółki Grupy Kapitałowej PGE nie posiadają oddziałów.

6 Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

6.1 Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych segmentu Energetyka Konwencjonalna

Rzeczowe aktywa trwałe stanowią najbardziej istotną pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGE. Z uwagi na zmienne otoczenie makroekonomiczne Grupa Kapitałowa PGE okresowo weryfikuje przesłanki mogące świadczyć o utracie wartości odzyskiwalnej swojego majątku.

Grupa Kapitałowa PGE w ocenie sytuacji rynkowej posługuje się zarówno własnymi narzędziami analitycznymi, jak i wsparciem niezależnych ośrodków analitycznych. W ciągu ostatniego półrocza GK PGE zidentyfikowała szereg czynników, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów:

- restrykcyjna polityka klimatyczna UE

Coraz bardziej restrykcyjne podejście UE do polityki klimatycznej przejawia się między innymi w planowanym utworzeniu MSR ograniczającej podaż uprawnień do emisji CO₂ na rynku. Spowodowało to wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w ciągu I półrocza 2015 roku o 10% z 7,0 EUR/t do ponad 7,7 EUR/t. Trend wzrostowy jest utrzymany w lipcu i sierpniu 2015 roku. Zmiany te sprawiają, że długoterminowo Grupa Kapitałowa PGE spodziewa się silniejszej presji na wprowadzanie kolejnych modyfikacji w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂, a w konsekwencji szybszego wzrostu ich cen. Konsekwencją jest w pierwszej kolejności spadek konkurencyjności elektrowni opartych o węgiel brunatny, które charakteryzują się wysokimi współczynnikami emisyjności CO₂ w przeliczeniu na MWh. Jednocześnie taka zmiana poprawia konkurencyjność nowobudowanych, wysokosprawnych bloków energetycznych spalających węgiel kamienny. Dodatkowo, wprowadzenie wynikających z polityki klimatycznej rozwiązań wsparcia dla instalacji OZE w Polsce spowoduje rosnącą presję na uzyskiwane marże we wszystkich typach konwencjonalnych jednostek wytwórczych.

- nadpodaż węgla kamiennego na rynku krajowym

Nadpodaż węgla kamiennego oraz zaostrzona konkurencja cenowa na rynku krajowym powoduje istotny spadek cen węgla kamiennego - w ciągu I półrocza 2015 roku o ok. 10%. Przekłada się to na zdecydowane obniżenie kosztów paliwa w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i pogorszenie pozycji konkurencyjnej elektrowni działających na węglu brunatnym. Zdaniem GK PGE sytuacja ta ma charakter trwały i wpływa na spadek oczekiwań dotyczących marży uzyskiwanej przez elektrownie na węglu brunatnym, również w średnim i długim terminie.

- spadek cen kontraktów terminowych i cen spotowych energii elektrycznej w Polsce i za granicą

Ceny kontraktów terminowych dla profilu BASE i PEAK spadły w I półroczu 2015 roku odpowiednio o 8% i 9%. Podobny spadek nastąpił na rynkach ościennych. W Niemczech i Skandynawii ceny produktów typu pasmo roczne spadły odpowiednio o 2% i 8%, utrzymując wysoką konkurencyjność importu energii do Polski. Trend spadkowy jest utrzymany w lipcu i sierpniu 2015 roku. Pomimo występowania w roku 2015 problemów bilansowych mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, wbrew wcześniejszym oczekiwaniom nie obserwujemy efektu w postaci wzrostu wyceny energii elektrycznej na rynku spotowym i terminowym.

Skutkiem powyższych zdarzeń Grupa Kapitałowa PGE prognozuje zmniejszenie generowanych przepływów pieniężnych w przyszłości oraz stwierdziła ryzyko utraty wartości przez konwencjonalne aktywa wytwórcze. W opinii Grupy Kapitałowej PGE powyższe zdarzenia nie mają wpływu na aktywa dystrybucyjne, z kolei wpływ na aktywa z segmentu Energetyka Odnawialna jest ograniczony i nie powoduje ryzyka zmniejszenia ich wartości bilansowej.

Testy na utratę wartości zostały przeprowadzone w odniesieniu do ośrodków wypracowujących środki pieniężne („CGU”) poprzez ustalenie ich wartości odzyskiwalnej. Określenie wartości godziwej dla bardzo dużych grup aktywów, dla których nie ma aktywnego rynku i mało jest porównywalnych transakcji, jest w praktyce bardzo trudne. W przypadku całych elektrowni i kopalni, dla których należy określić wartość na lokalnym rynku, nie istnieją obserwowalne wartości godziwe. W związku z powyższym wartość odzyskiwalna analizowanych aktywów została ustalona w oparciu o oszacowanie ich wartości użytkowej metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto na podstawie projekcji finansowych przygotowanych na lata 2015 – 2030. Dla jednostek wytwórczych, których zakładany okres ekonomicznej użyteczności wykracza poza rok 2030 określono wartość rezydualną na pozostały czas eksploatacji. Zdaniem Grupy Kapitałowej PGE przyjęcie projekcji finansowych dłuższych niż pięcioletnie jest zasadne ze względu na fakt, iż rzeczowe aktywa trwałe wykorzystywane przez Grupę mają istotnie dłuższy okres ekonomicznej użyteczności oraz ze względu na istotny i długoterminowy wpływ szacowanych zmian w otoczeniu regulacyjnym.

Przyjęte założenia

Poniżej przedstawiono kluczowe założenia wpływające na oszacowanie wartości użytkowej testowanych CGU:

- uznanie za jeden CGU odpowiednio:
 - Oddziału Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów oraz Oddziału Elektrownia Bełchatów („Kompleks Bełchatów”)
 - Oddziału Kopalnia Węgla Brunatnego Turów oraz Oddziału Elektrownia Turów („Kompleks Turów”), z uwagi na powiązanie technologiczne i ekonomiczne pomiędzy tymi oddziałami
- uznanie za trzy oddzielne CGU Elektrowni Dolna Odra, Elektrociepłowni Szczecin i Elektrociepłowni Pomorzany wchodzących w skład Oddziału Zespół Elektrowni Dolna Odra,
- prognozy cen energii elektrycznej na lata 2015-2030, zakładające wzrost rynkowej ceny hurtowej o ponad 20% do roku 2020 oraz mniejszy wzrost w kolejnych latach (w cenach stałych),
- prognozy cen uprawnień do emisji CO₂ na lata 2015-2030, zakładające ponad dwuipółkrotny wzrost ceny do roku 2020 oraz mniejszy wzrost w kolejnych latach (w cenach stałych),
- prognozy cen węgla kamiennego na lata 2015-2030, zakładające względnie stały poziom rynkowych cen węgla w latach 2015-2018, wzrost cen w latach 2019-2020 oraz stabilizację cen w latach kolejnych (w cenach stałych),
- przyjęcie ilości otrzymanych nieodpłatnie uprawnień do emisji CO₂ dla potrzeb produkcji energii elektrycznej na lata 2015 - 2020 dla poszczególnych CGU zgodnie z Wnioskiem Polski o przejściowy przydział bezpłatnych uprawnień do emisji na modernizację wytwarzania energii elektrycznej na podstawie art. 10c ust. 5 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (tzw. wnioskiem derogacyjnym), który spełnia wymogi Decyzji Komisji z 13 lipca 2012 roku. W zakresie produkcji ciepła uwzględniono darmowe uprawnienia zgodnie z wykazem wielkości przydziałów uprawnień do emisji CO₂ na ciepło na lata 2013-2020 opublikowanych przez Ministerstwo Środowiska,
- uwzględnienie przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂ w okresie 2021-2030, na podstawie prognoz opartych o dotychczasowy sposób ich alokacji,
- uwzględnienie tzw. rynku mocy, tj. wynagrodzenia dla jednostek wytwórczych i redukujących zapotrzebowanie, niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE, od roku 2023, przyjęto wynagrodzenie analogiczne do wyników funkcjonowania rynku mocy w Wielkiej Brytanii,
- uwzględnienie systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w całym okresie prognozy,
- uwzględnienie optymalizacji kosztów pracy, wynikających m.in. z aktualnych planów etatyzacji,
- utrzymanie zdolności produkcyjnych w wyniku prowadzenia inwestycji o charakterze odtworzeniowym,
- uwzględnienie inwestycji rozwojowych,
- przyjęcie średniego ważonego kosztu kapitału po opodatkowaniu (WACC) w okresie projekcji na poziomie 7,26% (w poprzednich testach na utratę wartości w 2014 roku Grupa Kapitałowa PGE używała WACC na poziomie 7,63%),
- otrzymanie przez uprawnionych wytwórców rekompensat z tytułu przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych.

Prognozy cen energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO₂, węgla kamiennego, produkcja i zapotrzebowanie na energię elektryczną pochodzą z opracowania przygotowanego przez niezależnego eksperta. Przyjęto prognozę cen energii określoną jako najbardziej prawdopodobną. Dla lat 2015 i 2016, w części pokrytej obowiązującymi kontraktami, przyjęto ceny wynikające z tych kontraktów.

Ponadto na dzień 30 czerwca 2015 oraz na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie istnieją konkretne projekty i plany dla polskiego rynku, dotyczące sposobu i terminu obowiązywania tzw. rynku mocy po roku 2023 oraz wsparcia dla źródeł wytwórczych opalanych gazem ziemnym dla okresu po roku 2018. Tym niemniej zdaniem Grupy Kapitałowej PGE przyjęcie takich założeń jest zasadne z uwagi na przewidywane i pożądane zmiany w otoczeniu regulacyjnym. Założenia, które zostały odzwierciedlone w przepływach finansowych, stanowią zdaniem Grupy Kapitałowej PGE realny scenariusz sposobu ich funkcjonowania i okresu obowiązywania. Tym niemniej nie można wykluczyć, że ostateczny kształt oraz okres obowiązywania tych rozwiązań może się istotnie różnić od przyjętych.

Utrata wartości majątku wytwórczego segmentu Energetyka Konwencjonalna

Poniżej przedstawiono wyniki przeprowadzonych testów dla CGU, dla których stwierdzono utratę wartości:

Stan na dzień 30 czerwca 2015	Wartość testowana	Stwierdzona utrata wartości	Wartość po odpisie
Jednostki wytwórcze segmentu Energetyka Konwencjonalna			
Kompleks górniczo-energetyczny Bełchatów	17.188	-3.136	14.052
Kompleks górniczo-energetyczny Turów	5.561	-5.116	445
Elektrownia Opole	4.408	0	4.408
Elektrociepłownia Szczecin	516	0	516
Elektrociepłownia Bydgoszcz	417	-417	0
Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	400	0	400
Elektrociepłownia Rzeszów	300	0	300
Elektrociepłownia Gorzów	296	0	296
Elektrociepłownia Kielce	157	-157	0
Elektrociepłownia Pomorzany	70	0	70
Elektrownia Dolna Odra	0	0	0
Elektrociepłownia Zgierz	0	0	0
Pozostałe aktywa przypisane do segmentu	16	-16	0
RAZEM	29.329	-8 842	20.487

Przedstawiona powyżej wartość testowana to wartość księgowa netto testowanych aktywów na dzień bilansowy, pomniejszona o wartość rezerwy na rekultywację na ten dzień.

W wyniku przeprowadzonego testu Grupa Kapitałowa PGE stwierdziła utratę wartości majątku wytwórczego w wysokości 8.842 mln PLN. Dodatkowo w ciągu okresu sprawozdawczego zakończonego 30 czerwca 2015 roku Grupa utworzyła odpisy aktualizujące w wartości 49 mln PLN. Odpis aktualizujący w łącznej wysokości 8.891 mln PLN został ujęty w pozycji kosztów własnych sprzedaży w sprawozdaniu z całkowitych dochodów.

Zmiany sytuacji rynkowej i otoczenia regulacyjnego opisane powyżej oznaczają, że pozycja konkurencyjna Grupy PGE została osłabiona. Przewidywane zmniejszenie marż w segmencie Energetyki Konwencjonalnej szczególnie dotyczy jednostek wykorzystujących jako paliwo węgiel brunatny, które nie korzystają z obniżenia cen węgla kamiennego. Dodatkowo elektrownie te, jako emitujące większą ilość CO₂ na każdą jednostkę wyprodukowanej energii, w większy sposób są dotknięte przewidywanymi wzrostami cen uprawnień do emisji.

Analiza wrażliwości

Wyniki analizy wrażliwości dla poszczególnych jednostek wykazały, że największy wpływ na wartość użytkową wycenianych aktywów mają przede wszystkim zmiany ceny energii elektrycznej, ceny uprawnień do emisji CO₂, średnioważony koszt kapitału a także założenie dotyczące wprowadzenia w Polsce tzw. rynku mocy. W mniejszym stopniu na wartość użytkową wpływa zmiana kosztu zakupu węgla kamiennego.

Poniżej przedstawiono szacowane zmiany odpisu aktualizującego wartość aktywów segmentu Energetyki Konwencjonalnej na dzień 30 czerwca 2015 roku na zmianę kluczowych założeń.

Parametr	Zmiana	Wpływ na odpis aktualizujący w miliardach PLN	
		Zwiększenie odpisu	Zmniejszenie odpisu
Zmiana ceny energii elektrycznej w całym okresie prognozy	+ 1%	-	1,0
	- 1%	1,1	-
Zmiana WACC	+ 0,5 p.p.	1,4	-
	- 0,5 p.p.	-	0,9
Zmiana ceny uprawnień do emisji CO ₂ w całym okresie prognozy	+ 1%	0,4	-
	- 1%	-	0,4
Założenie dotyczące tzw. rynku mocy	brak rynku mocy po 2023 roku	5,2	-

6.2 Zmiana polityki rachunkowości

Na podstawie uchwały Zarządu PGE S.A. wprowadzono zmiany do dokumentu „Polityka rachunkowości zgodna z MSSF dla Spółek Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.” Począwszy od sprawozdania finansowego za I półrocze 2015 roku odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe, wartości niematerialne oraz wartość firmy są ujmowane w koszcie własnym sprzedaży, a według rodzajowego układu kosztów w pozycji „amortyzacja i odpisy aktualizujące”. Przed zmianą polityki rachunkowości odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe były ujmowane w pozycji pozostałe koszty operacyjne.

Zmieniona polityka rachunkowości w lepszy sposób aplikuje MSSF oraz zapewnia większą przejrzystość i porównywalność sprawozdań finansowych z europejskimi grupami energetycznymi.

6.3 Zmiana polityki dywidendy

Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o przyjęciu do stosowania nowej polityki dywidendy. Dotychczasowa polityka dywidendy określała deklarację Zarządu PGE S.A. w zakresie propozycji dywidendy kierowanej do Walnego Zgromadzenia Spółki na poziomie 40-50% skonsolidowanego zysku netto.

Zgodnie ze zmienioną polityką, Zarząd PGE S.A. zamierza rekomendować Walnemu Zgromadzeniu Spółki wypłatę dywidendy dla akcjonariuszy na poziomie 40-50% skonsolidowanego zysku netto korygowanego o wielkość odpisów aktualizujących wartość aktywów trwałych. Zarząd PGE S.A. zastrzega, iż wypłata każdej dywidendy będzie uzależniona w szczególności od ogólnej wysokości zadłużenia Spółki, spodziewanych nakładów kapitałowych i potencjalnych akwizycji. Polityka dywidendy podlega okresowej weryfikacji przez Zarząd PGE S.A.

6.4 Oddanie do eksploatacji farmy wiatrowej Karwice

W lipcu 2015 roku oddana została do eksploatacji FW Karwice o mocy 40 MW, dla której w dniu 24 lipca 2015 roku uzyskano koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Po oddaniu do eksploatacji ww. inwestycji, obecnie zainstalowana moc w segmencie energetyki wiatrowej w GK PGE wynosi 351 MW.

6.5 Rating

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

Agencje ratingowe Moody’s Investors Service i Fitch Ratings potwierdziły długoterminowe oceny ratingowe dla PGE S.A. 21 maja 2015 roku Fitch potwierdził długoterminowy rating spółki w walucie obcej i krajowej nadany w ubiegłym roku na poziomie BBB+ ze stabilną perspektywą. Agencja Moody’s również potwierdziła ubiegłoroczny rating na poziomie Baa1 ze stabilną perspektywą, potwierdzając długoterminową wiarygodność PGE S.A. na rynku kapitałowym i kredytowym.

Zgodnie z opinią agencji Fitch podtrzymanie ratingów wynika z silnej pozycji PGE S.A. w polskim sektorze elektroenergetycznym oraz konserwatywnego profilu finansowego Spółki. Ograniczeniem dla ratingów jest względnie niewielki udział działalności regulowanej (dystrybucja energii elektrycznej) w wyniku EBITDA, niewielka dywersyfikacja paliwowa oraz znaczna emisyjność CO₂ w przeliczeniu na MWh. Fitch spodziewa się również pogorszenia marż w segmencie wytwarzania konwencjonalnego, będącego podstawowym segmentem działalności Grupy. W opinii Fitch rosnące nakłady inwestycyjne wpłyną na wzrost dźwigni finansowej netto opartej na przepływach środków z działalności operacyjnej (FFO) do ok. 2 razy w 2017 roku oraz do ok. 3 razy w 2020 roku z poziomu ok. 0 na koniec marca 2015 roku.

Moody’s, w opublikowanej 2 czerwca 2015 roku opinii docenia silną pozycję GK PGE jako zintegrowanej grupy energetycznej dominującej na rynku energii elektrycznej w Polsce. Moody’s jako zaletę podkreślił niskie koszty wytwarzania energii w elektrowniach opalanych węglem brunatnym. Jednakże Moody’s zauważa również dużą ekspozycję na zakup uprawnień do emisji dwutlenku węgla, choć zniwelowaną ze względu na pakiet nieodpłatnych uprawnień do ich emisji oraz wpływ niższych cen energii elektrycznej. Przyznane ratingi uwzględniają spodziewany wzrost dźwigni finansowej w związku z ujemnymi wolnymi przepływami pieniężnymi z tytułu znaczącego programu inwestycyjnego.

Ratingi przyznane przez obie agencje potwierdzają długoterminową wiarygodność PGE S.A. na rynku kapitałowym i kredytowym.

6.6 Działania związane z energią jądrową

Partnerstwo biznesowe

W dniu 3 września 2014 roku pomiędzy PGE S.A., TAURON, ENEA oraz KGHM (Partnerzy Biznesowi) zawarta została Umowa Wspólników.

W dniu 15 kwietnia 2015 roku zgodnie z Umową Wspólników zawarta została umowa sprzedaży udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., w wyniku której każdy z Partnerów Biznesowych nabył 10 % udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o.

W następstwie zbycia na rzecz Partnerów Biznesowych przez PGE S.A. udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., PGE S.A. posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o., a każdy z Partnerów Biznesowych po 10% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o. W maju 2015 roku Krajowy Rejestr Sądowy zarejestrował nowe brzmienie Umowy Spółki, wynikające z postanowień Umowy Wspólników, a w maju i czerwcu 2015 roku skład Rady Nadzorczej PGE EJ 1 sp. z o.o. został rozszerzony o przedstawicieli Partnerów Biznesowych.

Zgodnie z założeniami Grupa PGE pełnić będzie rolę lidera projektu budowy i eksploatacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej o mocy ok. 3.000 MW („Projekt”), a PGE EJ 1 sp. z o.o. ma w przyszłości pełnić funkcję operatora elektrowni.

Zgodnie z Umową Wspólników, Strony zobowiązują się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Projektu (Etap rozwoju). Etap rozwoju ma na celu określenie takich elementów, jak potencjalni partnerzy, w tym partner strategiczny, dostawcy technologii, wykonawcy EPC (Engineering, Procurement, Construction), dostawcy paliwa jądrowego oraz pozyskanie finansowania dla Projektu, a także organizacyjne i kompetencyjne przygotowanie PGE EJ 1 sp. z o.o. do roli przyszłego operatora elektrowni jądrowej, odpowiedzialnego za jej bezpieczną i efektywną eksploatację („postępowanie zintegrowane”). Zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy kwoty ok. 700 mln PLN.

Strony Umowy Wspólników przewidują, że kolejne decyzje dotyczące Projektu, w tym decyzje dotyczące deklaracji dalszego uczestnictwa poszczególnych Stron w kolejnym etapie Projektu, zostaną podjęte po zakończeniu Etapu rozwoju, bezpośrednio przed rozstrzygnięciem postępowania zintegrowanego.

Finansowanie projektu

W I półroczu 2015 roku przy współpracy z zewnętrznym konsultantem dokonano aktualizacji założeń nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji elektrowni jądrowej oraz rewizji modelu finansowego inwestycji. Ponadto, miały miejsce uzupełniające spotkania w ramach dialogu wstępnego z konsorcjami potencjalnie zainteresowanymi udziałem w Projekcie w celu bliższego określenia przyszłych relacji biznesowo-kapitałowych.

Prowadzone są dalsze analizy potencjalnych struktur finansowania Projektu oraz kryteriów kwalifikacji oraz wymogów dla instytucji finansowych dla potrzeb postępowania zintegrowanego.

Mechanizmy wsparcia

W I półroczu 2015 roku PGE S.A. prowadziła uzgodnienia i dyskusje z Ministerstwem Gospodarki dotyczące potencjalnych mechanizmów wsparcia dedykowanych dla energetyki jądrowej.

PGE S.A. w swoim stanowisku, opisując i uzasadniając katalog możliwych mechanizmów wsparcia, wskazała kontrakt różnicowy jako mechanizm, który powinien zostać zadedykowany energetyce jądrowej. Założono przy tym, że tego typu mechanizm powinien wykorzystywać narzędzia rynkowe w sposób zbliżony do zastosowanego w Wielkiej Brytanii mechanizmu kontraktu różnicowego, z wykorzystaniem najlepszych rozwiązań regulacyjno-prawnych zastosowanych dotychczas w Polsce.

PGE S.A. przewiduje prowadzenie, wspólnie z Rządem, dalszych prac mających na celu wypracowanie szczegółowych rozwiązań (modelu) mechanizmów wsparcia energetyki jądrowej, a w tym wspólne potwierdzenie zaprezentowanych założeń (uzasadnienia i zasadniczego kształtu mechanizmu) i wypracowanie szczegółowych rozwiązań ekonomiczno – finansowych i prawnych.

W II kwartale 2015 roku PGE S.A. pozyskała doradcę dla przeprowadzenia analiz dotyczących opcji ekonomicznych, finansowych oraz prawnych dla struktury i warunków wprowadzenia kontraktu różnicowego dla projektu polskiej elektrowni jądrowej.

Zarządzanie projektem, integracja, bezpieczeństwo

W I półroczu 2015 roku kontynuowano współpracę z Doradcą Technicznym („DT”) - firmą AMEC Foster Wheeler Nuclear UK Limited, z którą podpisano umowę w dniu 11 września 2014 roku. DT ma za zadanie wspierać GK PGE w realizacji zadań i wypełnianiu obowiązków inwestora w stosunku do dostawcy technologii / głównego wykonawcy EPC oraz pozostałych wykonawców kluczowych prac. W I półroczu 2015 roku wdrożono procedury Programu Zapewnienia Jakości dla projektu

badan środowiskowych i lokalizacyjnych, dotyczące m.in. komunikacji z wykonawcami, kwalifikacji wykonawców oraz wymiany dokumentacji.

PGE EJ 1 sp. z o.o. rozpoczęła współpracę z zewnętrznym konsultantem w zakresie opracowania i wdrożenia architektury bezpieczeństwa, w tym Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji (spełniających wymogi normy ISO 27001).

Lokalizacja, infrastruktura i środowisko

W związku z rozwiązaniem w dniu 23 grudnia 2014 roku umowy z WorleyParsons, w I półroczu 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. wdrażała nowe założenia organizacyjne badań lokalizacyjnych i środowiskowych oraz uzyskania pozwoleń niezbędnych w procesie inwestycyjnym.

W I półroczu 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. m.in. przygotowała projekt Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia. Rozpoczęto również prace nad wyznaczeniem i uzgodnieniem korytarzy dla infrastruktury towarzyszącej elektrowni jądrowej.

W dniu 5 sierpnia 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. złożyła do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska wnioski o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz o ustalenie zakresu raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. Do wniosku spółka dołączyła Kartę Informacyjną Przedsięwzięcia. Dokumenty stanowią podstawę do wszczęcia procedury oceny oddziaływania na środowisko, niezbędnej w procesie wyboru bezpiecznej lokalizacji elektrowni.

W III kwartale 2015 roku kontynuowane będą prace nad analizą oddziaływania lokalizacji elektrowni jądrowej na obszary Natura 2000.

Postępowanie zintegrowane (w tym technologia i O&M)

W I półroczu 2015 roku kontynuowano prace związane z przygotowaniem dokumentacji oraz procesów niezbędnych do uruchomienia postępowania zintegrowanego.

W okresie od lutego do kwietnia 2015 roku przeprowadzono uzupełniające sesje dialogu wstępnego, poświęcone zagadnieniom inwestycyjnym i finansowym. Zakończenie spotkań dialogu jest podstawą opracowania pełnego podsumowania i podjęcia decyzji odnośnie ostatecznego kształtu, zakresu, podejścia i formuły postępowania zintegrowanego. Prace w zakresie opracowania szczegółowej koncepcji realizacji postępowania zintegrowanego oraz harmonogramu tego postępowania są realizowane we współpracy z DT.

W ścisłej współpracy z DT przygotowywane jest również Zaproszenie do udziału w postępowaniu zintegrowanym, które jest kluczowym dokumentem otwierającym konkurencyjny etap postępowania zintegrowanego. Zaproszenie zawierać będzie warunki brzegowe dla wszystkich elementów zakresu postępowania oraz wymagania i kryteria kwalifikacyjne dla podmiotów wnioskujących o dopuszczenie do udziału w postępowaniu.

W III kwartale 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. planuje pozyskanie deklaracji udziału w postępowaniu zintegrowanym od podmiotów biorących dotychczas udział w dialogu wstępnym, oraz zakończenie prac nad opracowaniem szczegółowej koncepcji i harmonogramu postępowania zintegrowanego, dokumentacji kwalifikacyjnej i Regulaminu postępowania zintegrowanego.

Uruchomienie konkurencyjnego etapu postępowania zintegrowanego planowane jest na koniec IV kwartału 2015 roku.

Licencjonowanie (zezwolenia/ pozwolenia)

W I półroczu 2015 roku prowadzono współpracę z DT w zakresie przygotowania planu uzyskania zezwoleń i pozwoleń wymaganych w procesie inwestycyjnym.

W II kwartale 2015 roku prowadzono prace związane z przygotowaniem do wystąpienia do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska z wnioskiem o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla realizacji przedsięwzięcia.

Zagadnienia prawne i regulacyjne

W I półroczu 2015 roku spółki GK PGE brały udział w konsultacjach społecznych prowadzonych przez Ministerstwo Gospodarki w sprawie Prognozy oddziaływania na środowisko projektu Krajowego planu postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym.

W I półroczu 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. brała udział w konsultacjach m.in. następujących aktów prawnych: (1) poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy prawo ochrony środowiska oraz innych ustaw, (2) projektu ustawy o zmianie ustawy o samorządzie gminnym oraz o zmianie niektórych innych ustaw, (3) projektu ustawy o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz (4) projektu ustawy Kodeks budowlany.

Współpraca z interesariuszami, edukacja i komunikacja

Proces inwestycyjny wspierany jest szeregiem działań komunikacyjnych realizowanych od 2011 roku zarówno na poziomie krajowym (m.in. poprzez portal edukacyjno-informacyjny www.swiadomiooatomie.pl i newsletter), jak i lokalnym (np. Lokalne Punkty Informacyjne).

W I półroczu 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. kontynuowała działania komunikacyjne, zarówno na poziomie krajowym jak i lokalnym.

W styczniu 2015 roku wystartowała II edycja programu Atom dla Nauki, którego celem jest promocja młodych naukowców oraz popularyzacja wiedzy na temat energetyki jądrowej.

PGE EJ 1 sp. z o.o. kontynuuje także realizację cyklicznych badań opinii publicznej na poziomie ogólnopolskim i lokalnym, które mają na celu monitorowanie poziomu poparcia dla projektu budowy elektrowni jądrowej oraz oczekiwań związanych z działaniami komunikacyjnymi. W I półroczu 2015 roku przedstawiono wyniki „rundy jesiennej” badań, które pokazały utrzymujące się na wysokim poziomie (66-78%) poparcie dla budowy w Polsce elektrowni jądrowej w gminach lokalizacyjnych i ich sąsiedztwie.

6.7 Kwestie prawne

Pozwy o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń PGE S.A.

W dniu 1 kwietnia 2014 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego 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.

W dniu 22 czerwca 2015 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok oddalający w całości powództwo akcjonariusza. Wyrok jest nieprawomocny. W dniu 28 lipca 2015 roku przez akcjonariusza została złożona apelacja.

W dniu 17 września 2014 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 4 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 6 czerwca 2014 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozew.

W dniu 13 sierpnia 2015 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok oddalający w całości powództwo akcjonariusza. Wyrok jest nieprawomocny.

W dniu 21 sierpnia 2015 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 uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 24 czerwca 2015 roku.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Byli akcjonariusze PGE Górnictwo i Energetyka S.A. występują do sądów z wnioskami o zavezwanie PGE S.A. do prób ugodowych o zapłatę odszkodowania z tytułu nieprawidłowego ich zdaniem ustalenia parytetu wymiany akcji spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. na akcje PGE S.A. w procesie konsolidacji, jaki miał miejsce w 2010 roku. Łączna wartość dotychczasowych roszczeń wynikających z zavezwań do prób ugodowych skierowanych przez byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A. wynosi prawie 8 mln PLN.

Niezależnie od powyższego 12 listopada 2014 roku spółka Socrates Investment S.A. (nabywca wierzytelności od byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A.) złożył pozew sądowy o zasądzenie odszkodowania w łącznej kwocie ponad 493 mln PLN (plus odsetki) za szkodę poniesioną w związku z nieprawidłowym (jej zdaniem) ustaleniem parytetu wymiany akcji w procesie połączenia spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. z PGE S.A.

Spółka złożyła odpowiedź na pozew w dniu 28 marca 2015 roku.

PGE S.A. nie uznaje żądań Socrates Investment S.A. oraz pozostałych akcjonariuszy występujących z zavezwaniami do prób ugodowych. Roszczenia te są bezzasadne. Zdaniem PGE S.A. cały proces konsolidacji był przeprowadzony rzetelnie i prawidłowo. Sama wartość akcji spółek podlegających połączeniu została określona przez niezależną spółkę PwC Polska sp. z o.o. Dodatkowo 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 stwierdził żadnych nieprawidłowości. Następnie niezawisły sąd zarejestrował połączenie spółek.

Odszkodowania od WorleyParsons

W 2013 roku spółka PGE EJ 1 sp. z o.o. podpisała umowę o badanie środowiska, badanie lokalizacji oraz usługi związane z uzyskaniem pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym związanym z budową elektrowni jądrowej

z konsorcjum WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. oraz WorleyParsons Group Inc. („WorleyParsons”, „Wykonawca”), na kwotę 253 mln PLN netto (w tym zakres podstawowy 167 mln PLN). Z tytułu opóźnienia w realizacji produktu umowy spółka naliczyła WorleyParsons w 2013 roku karę umowną w kwocie 7 mln PLN. Dodatkowo w związku z dalszym nienależytym wykonaniem usług w 2014 roku spółka naliczyła kary umowne w łącznej kwocie 43 mln PLN. W dniu 23 grudnia 2014 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. wypowiedziała umowę z przyczyn leżących po stronie Wykonawcy.

Kary umowne z roku 2013 zostały potrącone z wynagrodzenia należnego WorleyParsons w 2014 roku. Kary z roku 2014 w łącznej wysokości 30 mln PLN zostały potrącone z wynagrodzenia należnego WorleyParsons oraz z gwarancji bankowej. Po dokonaniu wszystkich potrąceń i uzyskaniu przez spółkę kwot z Gwarancji, spółce przysługuje względem WorleyParsons roszczenie o zapłatę 14 mln PLN jako kara umowna tytułem opóźnienia. Kwota ta będzie dochodzona na drodze postępowania sądowego. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie istnieją podstawy do zakwestionowania zasadności wystawionych not obciążeniowych a wszystkie działania podejmowane przez PGE EJ 1 sp. z o.o. są zgodne zapisami umownymi i innymi przepisami prawa.

Wykonawca podważył zasadność naliczenia kar umownych i nie dokonał należnych płatności. W związku z tym nie można wykluczyć, iż WorleyParsons będzie w przyszłości dochodził w postępowaniu sądowym zwrotu równowartości kar, które zostały potrącone lub uzyskane w wyniku realizacji gwarancji bankowej. Dodatkowo Wykonawca zgłosił przeciwko PGE 1 sp. z o.o. własne roszczenie związane z przedmiotem sporu, na łączną kwotę 92 mln PLN. Spółka nie uznaje tych roszczeń i ewentualne zasądzenie przez sąd roszczenia o zapłatę żądanego przez Wykonawcę, uważa za mało prawdopodobne.

6.8 Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Część wytwórców wchodzących obecnie w skład PGE GiEK S.A. otrzymało prawo do środków na pokrycie kosztów osieroconych (tzw. „rekompensat”) w myśl Ustawy KDT. Zapisy Ustawy KDT są w wielu punktach niejednoznaczne i rodzą istotne wątpliwości interpretacyjne. Przeprowadzając obliczenia prognozowanych wyników poszczególnych wytwórców oraz wynikających z nich rekompensat, korekt rocznych kosztów osieroconych, korekt końcowych oraz wynikających z nich wysokości przychodów ujmowanych w sprawozdaniu z całkowitych dochodów, Grupa zastosowała swoją najlepszą wiedzę w tym zakresie, a także korzystała ze wsparcia zewnętrznych ekspertów.

W poprzednich latach wytwórcy z Grupy Kapitałowej PGE otrzymali decyzje dotyczące korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2008-2013. W części 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 2015 roku:

- Prezesowi URE bezskutecznie upłynął termin na wniesienie skargi kasacyjnej, dotyczącej wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych należnych PGE GiEK S.A. za 2010 rok oraz PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole za 2009 rok w związku z czym sprawy zostały zakończone. Wartość przedmiotu sporu w tych sprawach wynosiła łącznie 635 mln PLN.
- W dniu 20 lutego 2015 roku – Sąd Najwyższy wydał postanowienie o odroczeniu rozpoznania skargi kasacyjnej sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych należnych dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole (wartość sporu 179 mln PLN); PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra (wartość sporu 42 mln PLN) i dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków za 2008 roku (wartość sporu 27 mln PLN) oraz dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów za rok 2009 (wartość sporu 45 mln PLN) do czasu rozstrzygnięcia sprawy PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra za rok 2009 (wartość sporu 93 mln PLN) przez Trybunał Sprawiedliwości UE.
- zapadł korzystny wyrok SOKiK w sprawie dotyczącej korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów za rok 2012. Wyrok nie jest prawomocny. Prezes URE złożył apelację do Sądu Apelacyjnego. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi 7 mln PLN.
- Prezes URE złożył skargę kasacyjną do Sadu Najwyższego, dotyczącą wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków za 2009 rok. W dniu 22 maja 2015 roku Sąd Najwyższy wydał postanowienie o odroczeniu rozpoznania skargi kasacyjnej do czasu rozstrzygnięcia sprawy PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra za rok 2009 przez Trybunał Sprawiedliwości UE. Wartość przedmiotu sporu wynosi prawie 7 mln PLN.

Ponadto w kwietniu 2015 roku spółka złożyła skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego, dotyczącą wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. za rok 2010. Wartość przedmiotu sporu wynosi 5 mln PLN.

W dniu 6 sierpnia 2015 roku PGE GiEK S.A. otrzymała decyzję administracyjną Prezesa URE dotyczącą ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2014 rok. Wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych powstałych w jednostkach wytwórczych: PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów i PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole za 2014 rok wynosi ok. (+) 559 mln PLN. Spółka uważa tę kwotę za bezsporną. Wysokość zaliczek pobranych za 2014 r. wyniosła 299 mln PLN.

W dniu 7 sierpnia 2015 roku spółka złożyła skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego, dotyczącą wyroku Sądu Apelacyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym należnych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów za rok 2009. Wartość przedmiotu sporu wynosi 4 mln PLN.

Wpływ na sprawozdanie za okres zakończony dnia 30 czerwca 2015 roku

W sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 30 czerwca 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła w przychodach ze sprzedaży przychody z tytułu KDT w wysokości 301 mln PLN.

Wartość przedmiotu sporu we wszystkich sprawach dotyczących lat 2008 - 2012 wynosi 1.660 mln PLN, w tym wartość przedmiotu sporu z tytułu korzystnie rozstrzygniętych dla Grupy Kapitałowej PGE wyroków Sądu Apelacyjnego oraz korzystnego prawomocnego wyroku SOKiK w wysokości 1.429 mln PLN.

Ogółem w okresie 2008 – I półrocze 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła przychody z tytułu rekompensat KDT w wysokości 6.842 mln PLN.

6.9 Podatkowa Grupa Kapitałowa

W dniu 18 września 2014 roku została zawarta na okres 25 lat umowa podatkowej grupy kapitałowej pod nazwą „PGK PGE 2015”, dla której PGE S.A. jest spółką reprezentującą. W skład PGK PGE 2015 oprócz Spółki wchodzi PGE GiEK S.A., PGE Dystrybucja S.A., PGE Obrót S.A., PGE EO S.A., PGE Energia Natury S.A., PGE Dom Maklerski S.A., PGE Systemy S.A., ELBIS sp. z o.o., ELBEST sp. z o.o., ELTUR-SERWIS sp. z o.o., Betrans sp. z o.o., MegaSerwis sp. z o.o., MEGAZEC sp. z o.o., BESTGUM POLSKA sp. z o.o., „ELMEN” sp. z o.o., „TOP SERWIS” sp. z o.o., PGE Obsługa Księgowo-Kadrowa sp. z o.o., ELBEST Security sp. z o.o. oraz trzynaście spółek o nazwach PGE Inwest 2, 4, ..., 15, nie prowadzących w momencie podpisania umowy działalności operacyjnej. Umowa dotyczy okresu po dniu 1 stycznia 2015 roku.

Ustawa o podatku dochodowym od osób prawnych traktuje podatkową grupę kapitałową jako odrębnego podatnika podatku dochodowego (CIT). Oznacza to, że spółki wchodzące w skład PGK PGE 2015 tracą odrębną podmiotowość dla celów podatku CIT a podmiotowość tę zyskuje PGK PGE 2015 jako całość. Przedmiotem opodatkowania w PGK PGE 2015 będzie dochód ustalony od łącznego dochodu grupy, obliczonego jako nadwyżka sumy dochodów wszystkich spółek tworzących grupę nad sumą ich strat. Odrębność podmiotowa PGK PGE 2015 istnieje wyłącznie na gruncie podatku dochodowego od osób prawnych. Nie należy jej utożsamiać z odrębną podmiotowością prawną. Nie przenosi się ona również na grunt innych podatków, w szczególności każda ze spółek tworzących PGK PGE 2015 jest nadal odrębnym podatnikiem podatku VAT, podatku od czynności cywilnoprawnych, a także płatnikiem podatku dochodowego od osób fizycznych.

Zgodnie z zawartymi umowami gdy dana spółka należąca do podatkowej grupy kapitałowej wykazuje zysk podatkowy, przekazuje odpowiednią kwotę podatku dochodowego do PGE S.A., która rozlicza się z urzędem skarbowym jako Spółka reprezentująca. Z kolei gdy spółka należąca do PGK PGE 2015 poniesie stratę podatkową to korzyść podatkowa z tego tytułu przypada spółce reprezentującej, czyli PGE S.A. Oznacza to również, że w przypadku korekt rozliczeń podatkowych spółek ponoszących stratę podatkową, zmiana taka wpływa bezpośrednio na wyniki finansowe PGE S.A.

Przepływy pomiędzy spółkami należącymi do PGK PGE 2015 są realizowane w ciągu roku, w terminach poprzedzających wpłatę zaliczek na podatek dochodowy. Ostateczne rozliczenie pomiędzy spółkami należącymi do PGK następuje po złożeniu przez Spółkę reprezentującą deklaracji rocznej.

Spółki tworzące podatkową grupę kapitałową muszą spełnić szereg wymogów, obejmujących między innymi: odpowiedni poziom kapitałów, udział spółki dominującej w kapitałach spółek tworzących PGK na poziomie minimum 95%, brak powiązań kapitałowych między spółkami zależnymi, brak zaległości podatkowych, osiągnięcie udziału dochodu w przychodach na poziomie przynajmniej 3% (liczonego dla całej PGK) oraz zawieranie transakcji z podmiotami spoza PGK wyłącznie na warunkach rynkowych. Naruszenie powyższych wymogów będzie oznaczać rozwiązanie podatkowej grupy kapitałowej i utratę przez nią statusu podatnika. Od momentu rozwiązania każda ze spółek wchodzących w skład podatkowej grupy kapitałowej staje się samodzielnym podatnikiem dla podatku CIT.

6.10 Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

W dniu 24 czerwca 2015 roku odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie, które podjęło uchwały w przedmiocie powołania członków Rady Nadzorczej X kadencji.

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
Jarosław Gołębiewski	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Małgorzata Molas	Członek Rady Nadzorczej
Krzysztof Trochimiuk	Członek Rady Nadzorczej
Jacek Barylski	Członek Rady Nadzorczej

Zgodnie z uchwałami Rady Nadzorczej z dnia 1 lipca 2015 roku zmienione zostały również składy Komitetów działających w ramach Rady Nadzorczej.

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 4/X/2015, Komitet Audytu funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Jarosław Gołębiewski	Przewodniczący Komitetu, od dnia 15 lipca 2015 roku
Barbara Dybek	Członek Komitetu
Krzysztof Trochimiuk	Członek Komitetu
Anna Kowalik	Członek Komitetu

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 5/X/2015, Komitet Ładu Korporacyjnego funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Piotr Machnikowski	Członek Komitetu
Małgorzata Mika – Bryska	Członek Komitetu
Jacek Barylski	Członek Komitetu
Barbara Dybek	Członek Komitetu

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 7/X/2015, Komitet Strategii i Rozwoju funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Małgorzata Mika – Bryska	Członek Komitetu
Jarosław Gołębiewski	Członek Komitetu
Barbara Dybek	Członek Komitetu
Małgorzata Molas	Członek Komitetu

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 6/X/2015, Komitet Nominacji i Wynagrodzeń funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Jacek Barylski	Przewodniczący Komitetu, od dnia 16 lipca 2015 roku
Małgorzata Molas	Członek Komitetu
Krzysztof Trochimiuk	Członek Komitetu
Anna Kowalik	Członek Komitetu

6.11 Zmiany w statucie

W dniu 12 sierpnia 2015 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego dokonał rejestracji zmian Statutu PGE S.A., wprowadzonych na podstawie uchwały nr 32 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 24 czerwca 2015 roku.

Zmiany te dotyczyły głównie:

- zmian o charakterze redakcyjno-legislacyjnym i porządkowym
- wprowadzenia otwartego katalogu najczęściej występujących czynności przekraczających zwykły zarząd, jako czynności wymagających uchwały Zarządu, mające na celu sprecyzowanie zasad wewnętrznego prowadzenia spraw Spółki
- zmiana minimalnej liczebności Zarządu (wcześniej określona na 2 osoby, obecnie 1 osoba)
- rozszerzenia kompetencji Rady Nadzorczej oraz doprecyzowania i uzupełnienia kompetencji Rady Nadzorczej w zakresie oceny sprawozdań Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE oraz wyboru biegłego rewidenta
- wprowadzenia dla akcjonariusza Spółki obowiązku dostarczenia pisemnego oświadczenia o spełnianiu przez kandydata kryteriów niezależności
- dodania zapisu dotyczącego odbywania przez Radę Nadzorczą posiedzeń bez formalnego zwołania
- doprecyzowania zasad wynagradzania członka Rady Nadzorczej oddelegowanego do czasowego wykonywania czynności członka Zarządu
- wprowadzenia wytycznych w zakresie liczenia wartości zobowiązań wynikających z umów i innych zobowiązań.

Rada Nadzorcza sporządziła tekst jednolity Statutu Spółki i przyjęła go podejmując uchwałę w dniu 26 sierpnia 2015 roku.

6.12 Opis znaczących umów

W I półroczu 2015 roku nie wystąpiły umowy, które spełniły kryterium umowy znaczącej.

6.13 Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji

W ramach Grupy w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2015 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

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

Na dzień 30 czerwca 2015 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.

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie nr B.12.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

6.15 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 B.13.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego w punkcie 5.1. niniejszego sprawozdania.

7 Oświadczenia Zarządu

7.1 Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., półroczne 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 Grupy Kapitałowej PGE oraz jej wynik finansowy.

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

7.2 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.

8 Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 31 sierpnia 2015 roku.

Warszawa, 31 sierpnia 2015 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu

Marek Woszczyk

Wiceprezes Zarządu

Jacek Drozd

Wiceprezes Zarządu

Grzegorz Krystek

Wiceprezes Zarządu

Dariusz Marzec

SŁOWNICZEK

Biomasa	stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
CAPEX	nakłady inwestycyjne
CCS	Carbon Capture and Storage, zespół technologii służących do wychwytywania i podziemnego magazynowania CO ₂ ze spalin powstających w wyniku spalania paliw kopalnych
CDM	Mechanizm Czystego Rozwoju (Clean Development Mechanisms); jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 12 Protokołu z Kioto
CER	Certified Emission Reductions, jednostki poświadczonej redukcji emisji
Dobre Praktyki	Dokument "Dobre praktyki stosowane na GPW" został przyjęty uchwałą Rady Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („GPW”) nr 12/1170/2007 z dnia 4 lipca 2007 roku, a następnie zmienione uchwałą Rady GPW nr 17/1249/2010 z dnia 19 maja 2010 roku, która weszła w życie w dniu 1 lipca 2010 roku oraz uchwałą Rady GPW nr 15/1282/2011 z dnia 31 sierpnia 2011 roku i uchwałą Rady GPW nr 20/1287/2011 z dnia 19 października 2011 roku, które weszły w życie w dniu 1 stycznia 2012 roku. W dniu 21 listopada 2012 roku Rada GPW uchwałą nr 19/1307/2012 przyjęła kolejne zmiany, które weszły w życie w dniu 1 stycznia 2013 roku i powinny być stosowane przez emitenta od tego dnia.
Dystrybucja	transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	specjalny typ elektrowni wodnych. Dla swojej działalności oprócz wody pochodzącej z rzeki i różnicy poziomów zwierciadła wody potrzebują dwa zbiorniki wodne połączone ze sobą kanałem lub rurociągami. Przy dolnym zbiorniku lub przy zaporze górnego zbiornika zlokalizowana jest elektrownia. Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Funkcja ich jest realizowana poprzez zapewnienie jego stabilności, dostarczanie energii biernej, magazynowanie nadmiaru mocy w systemie i dostarczanie mocy do systemu w momencie zapotrzebowania. Elektrownie szczytowo-pompowe posiadające dopływ naturalny wód rzeki do górnego zbiornika generują również energię z odnawialnych źródeł energii. Głównym odbiorcą energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie szczytowo-pompowe jak i świadczonych przez nie usług jest PSE S.A.
Energia czarna	umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
ERU	Emission Reduction Unit, jednostki redukcji emisji
EUA	European Union Allowances, zbywalne prawa do emisji CO ₂ ; jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63—87)
EW	Elektrownia Wodna
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = około 278 kWh
GPZ	główny punkt zasilania, rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
Gwe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej

inflacja HICP	(ang. <i>Harmonised Index of Consumer Prices</i>) - zharmonizowany indeks cen konsumpcyjnych wprowadzony przez Komisję Europejską. Zgodnie z traktatem z Maastricht, wskaźnik HICP jest podstawą do oceny wzrostu cen w krajach Unii.
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JI	Joint Implementation, Wspólne Wdrożenia; jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 6 Protokołu z Kioto
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A. (IRiESP)
KDT	Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych
Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ
PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A. ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2015 ROKU**

Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 2 lipca 2014 do dnia 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została spółka PSE S.A.
OPEX	wydatki operacyjne
Pasmo	podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Prawa majątkowe	zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji (zielone, żółte, czerwone, fioletowe i białe)
Protokół z Kioto	protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu z dnia 11 grudnia 1997 roku (Dz.U. z 2005 roku, Nr 203, poz. 1684), wszedł w życie 16 lutego 2005 roku
Przesył	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
Purchasing Managers Index (PMI)	złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt oznacza poprawę sytuacji w sektorze
Regulacyjne Usługi Systemowe (RUS)	usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych
Regulator	Prezes URE wypełniający zadania przypisane mu w prawie energetycznym. Zajmuje się m.in. wydawaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla energii, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.
Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/ odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz OSP, jako przedsiębiorstwo bilansujące.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - utracone minuty; nieplanowane przerwy w dostawach prądu (wyłączając zdarzenia katastroficzne)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
Szczyt	szczyt (Peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą

TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa 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.)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V= 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³)
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m ² x s ⁻³
WRA	wartość regulacyjna aktywów
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
Wysokosprawna kogeneracja	wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: (i) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego; lub (ii) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego