

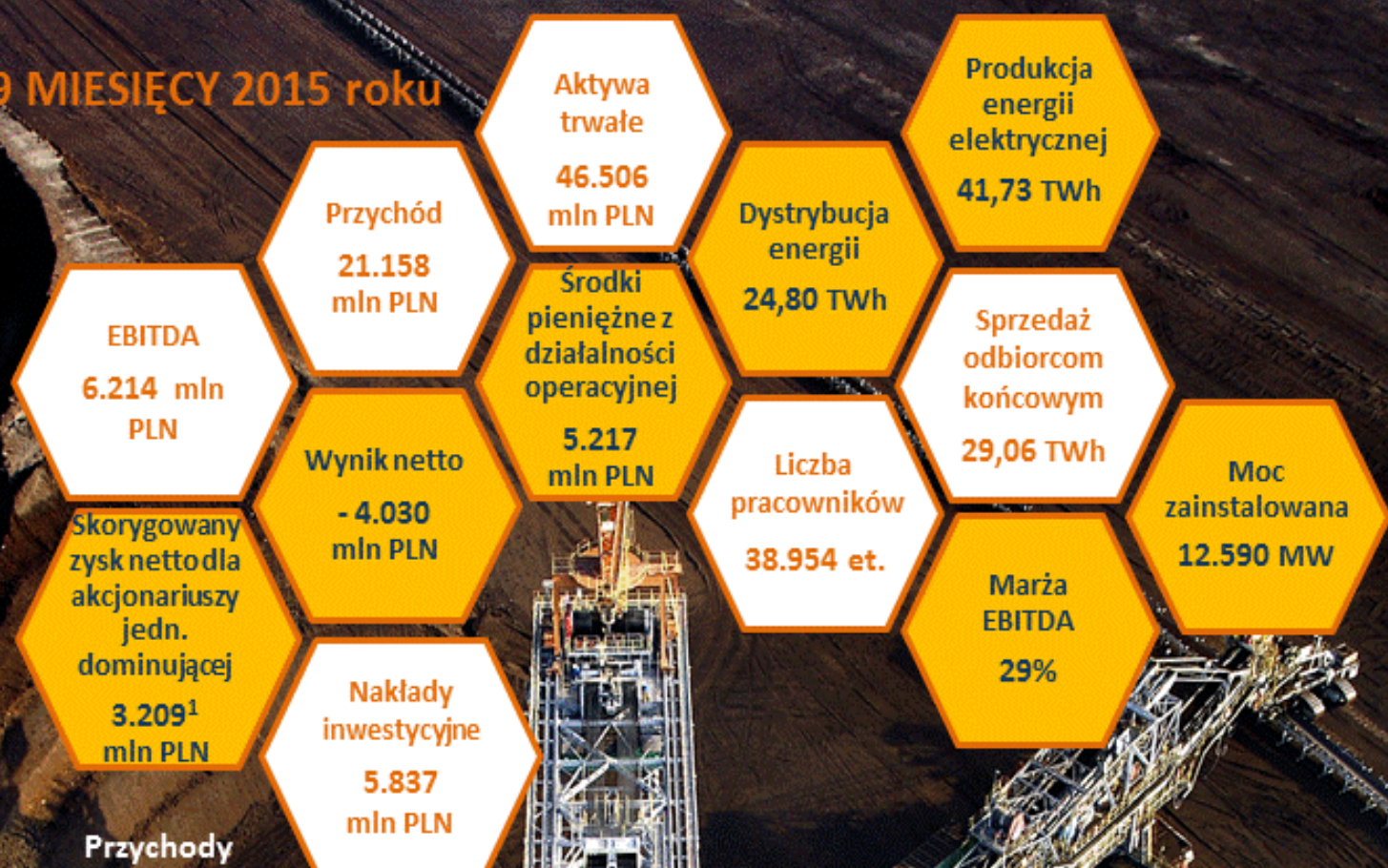
**Sprawozdanie Zarządu z działalności  
Grupy Kapitałowej  
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.  
za okres 3 i 9 miesięcy**

**zakończony dnia 30 września 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 okresie trzech kwartałów 2015 roku	18
3	Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	26
3.1	Wyniki finansowe GK PGE	26
3.2	Wyniki operacyjne GK PGE	31
3.3	Segmenty działalności – dane finansowe	33
3.4	Transakcje z podmiotami powiązаныmi	42
3.5	Publikacja prognoz wyników finansowych	42
3.6	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	43
4	Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE	44
4.1	Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	45
4.2	Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE	48
5	Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	49
5.1	Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych segmentu Energetyka Konwencjonalna	49
5.2	Opis znaczących umów - zawarcie długoterminowej umowy kredytowej z konsorcjum banków	52
5.3	Pozyskanie kredytu o wartości 2 mld PLN od Europejskiego Banku Inwestycyjnego	52
5.4	Zmiana polityki rachunkowości	52
5.5	Zmiana polityki dywidendy	52
5.6	Oddanie do eksploatacji farmy wiatrowej Karwice	52
5.7	Przedłużenie pracy bloku nr 1 w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów	52
5.8	Potwierdzenie ratingu przez Fitch Ratings Ltd. and Moody's Investors Service Limited	53
5.9	Przyznanie ratingu przez Fitch Ratings Ltd. dla planowanej emisji euroobligacji	53
5.10	Działania związane z energetyką jądrową	53
5.11	Kwestie prawne	56
5.12	Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	57
5.13	Podatkowa Grupa Kapitałowa	58
5.14	Zmiany w składzie Rady Nadzorczej	59
5.15	Zmiany w statucie	60
5.16	Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	60
5.17	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	60
5.18	Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	61
6	Oświadczenia Zarządu	61
6.1	Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	61
7	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	62
	Słowniczek	63

# 9 MIESIĘCY 2015 roku



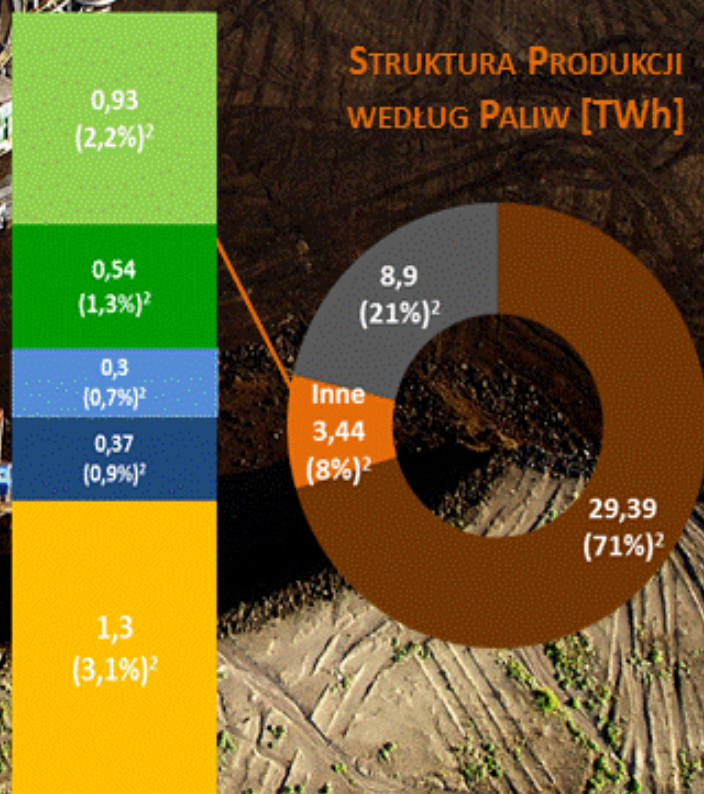
Przychody [mld PLN]



Produkcja Energii Elektrycznej Netto [TWh]



STRUKTURA PRODUKCJI WEDŁUG PALIW [TWh]



<sup>1</sup>zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

<sup>2</sup>udział 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.

11 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, gazu i ciepła 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.

282.975 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 trzech kwartałów 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 trzech kwartałów 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
<b>Popyt</b>	● wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło	1.2.1
	● sezonowość i warunki pogodowe	
<b>Rynek energii</b>	● 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
<b>Rynki powiązane</b>	● ceny praw majątkowych (świadczeń pochodzenia energii elektrycznej, „PM”)	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 CO <sub>2</sub>	1.2.6
<b>Infrastruktura energetyczna</b>	● 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	
<b>Otoczenie makroekonomiczne</b>	● 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	
<b>Otoczenie regulacyjne</b>		
<b>Krajowe</b>	● stopień realizacji oraz ewentualne zmiany polityki energetycznej państwa	
	● zmiany w zakresie usług systemowych takie jak: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy</li> <li>▪ uruchomienie usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej</li> <li>▪ uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania</li> </ul>	
	● 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 CO <sub>2</sub>	
	● 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 między innymi 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 CO<sub>2</sub>, 27% celu udziału odnawialnych źródeł energii, 27% celu poprawy efektywności, możliwość przyznania bezpłatnych pozwoleń do emisji CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>
- proces rewizji BAT („najlepszych dostępnych technik”) – niepewność w zakresie przyszłego poziomu norm emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, 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, który opiera się na łączeniu ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków oraz wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm.

**1.2 Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki**

**1.2.1 Sytuacja makroekonomiczna**

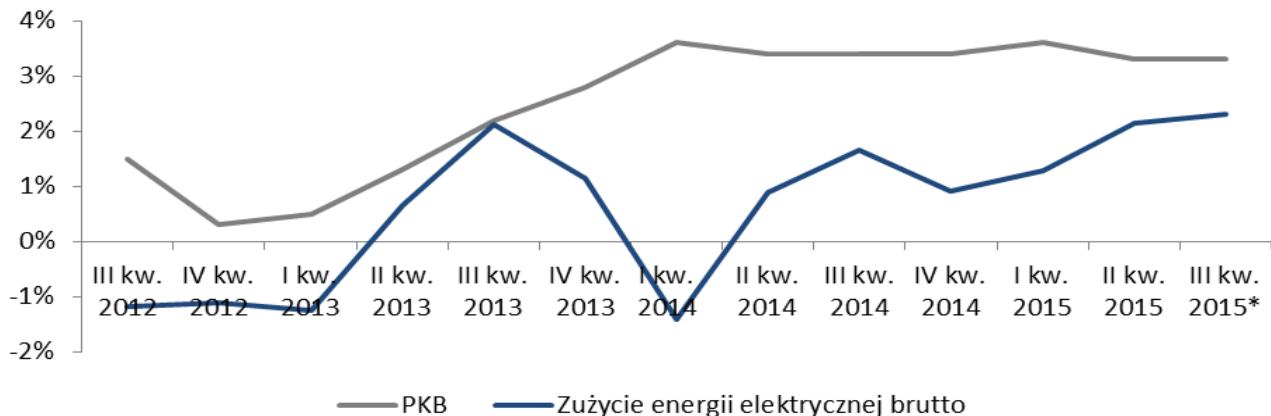
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe 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 III kwartale 2015 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,3% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Od początku roku zużycie energii elektrycznej wzrosło o 2,0% rok do roku („r/r”).

Relatywnie wysoka dynamika zużycia energii elektrycznej wynika zarówno z warunków atmosferycznych jak i z ogólnie pozytywnych tendencji gospodarczych. Analitycy przewidują, że wzrost PKB w III kwartale 2015 roku wyniesie 3,3%, co oznacza utrzymanie dynamiki z II kwartału bieżącego roku. Prognoza Narodowego Banku Polskiego („NBP”) zakłada, że latach 2015-2017 roku dynamika PKB ukształtuje się na średnim poziomie 3,6%.

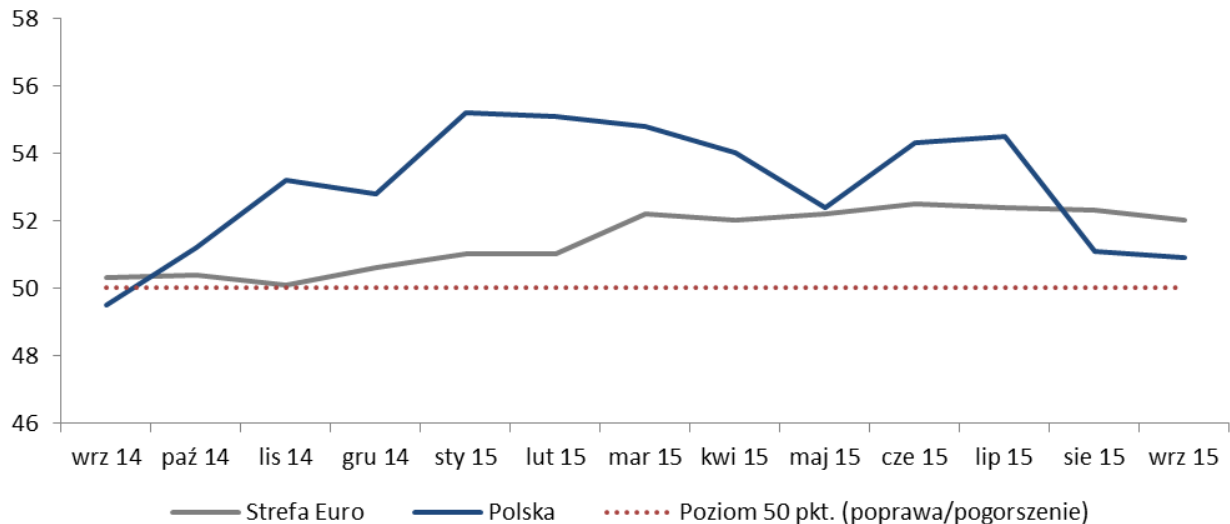
Rysunek: Dynamika PKB i zapotrzebowania na energię brutto.



\*Średnia z prognoz  
Źródło: Główny Urząd Statystyczny

Wzrostowi gospodarstwu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła umiarkowana optymistyczna sytuacja polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za około 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik PMI dla przemysłu spadł w III kwartale do najniższego poziomu w tym roku (50,9 pkt. we wrześniu), ale utrzymywał się ponad granicą 50 punktów, powyżej której ankieterzy oczekują poprawy sytuacji sektora. Spośród pięciu komponentów indeksu, poprawie uległy trzy: nowe zamówienia, produkcja i zatrudnienie, jednocześnie pogorszeniu uległy czas dostaw i zapasy. Wyniki polskiego sektora przemysłowego powinny być wzmacniane przez Strefę Euro, której wskaźnik PMI od dwóch kwartałów utrzymuje się na poziomie ok. 52 pkt., najlepszym od kwietnia 2014 roku.

Rysunek: Wskaźnik PMI dla przemysłu w Polsce i Strefie Euro (w punktach).



Źródło: Markit Economics

Z punktu widzenia GK PGE korzystnym zjawiskiem jest również rosnąca dynamika produkcji przemysłowej ogółem. W III kwartale 2015 roku zanotowano wzrost na poziomie 4,4%, wobec 1,8% w analogicznym okresie roku poprzedniego. Poprawiła się również dynamika produkcji w całym sektorze energetycznym, która po raz pierwszy od 2013 roku odnotowała w III kwartale 2015 roku wzrost (o 0,6% r/r). Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) utrzymuje negatywną dynamikę od ponad roku. W III kwartale 2015 roku PPI spadł o 2,5%, ze względu na niskie ceny m.in. ropy naftowej, gazu ziemnego i produktów pochodnych.

III kwartał 2015 roku był piątym z kolei kwartałem charakteryzującym się ujemnym wskaźnikiem cen konsumenta („CPI”). W ciągu trzech miesięcy CPI spadło o 0,7%, m.in. dzięki spadkom cen żywności i energii. Prognoza NBP z lipca 2015 roku zakłada, że CPI utrzyma ujemną dynamikę do końca 2015 roku ze względu m.in. na niskie ceny ropy naftowej, wysoką podaż produktów rolnych oraz niską presję popytową. W III kwartale 2015 roku 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.

<b>Kluczowe wskaźniki</b> (zmiana % r/r)	<b>III kwartał 2015</b>	<b>III kwartał 2014</b>
Produkt Krajowy Brutto <sup>1</sup>	3,3	3,4
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) <sup>2</sup>	-0,7	-0,3
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) <sup>2</sup>	-2,5	-1,7
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem <sup>2</sup>	4,4	1,8
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe <sup>2</sup>	5,1	2,4
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny <sup>3</sup>	0,6	-2,8
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto <sup>4</sup>	2,3	1,7
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) <sup>4</sup>	39,3	38,4
EUR/PLN <sup>5</sup>	4,19	4,17

Źródło: 1 Wartość za III kwartał 2014 roku – GUS, wartość za III 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 S.A., 5 NBP



### 1.2.2 Koszty zakupu paliw

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

Rodzaj paliwa	III kwartał 2015		III kwartał 2014	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1.414	329	1.575	379
Gaz (tys. m <sup>3</sup> )	75.712	35	69.210	27
Biomasa	236	63	300	87
Olej opałowy (lekki i ciężki)	4	4	9	16
<b>RAZEM</b>		<b>431</b>		<b>509</b>

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w okresie trzech kwartałów 2015 roku oraz 2014 roku.

Rodzaj paliwa	I – III kwartał 2015		I – III kwartał 2014	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	3.781	900	4.485	1.107
Gaz (tys. m <sup>3</sup> )	375.894	308	177.304	60
Biomasa	932	261	945	267
Olej opałowy (lekki i ciężki)	18	23	27	52
<b>RAZEM</b>		<b>1.492</b>		<b>1.486</b>

W okresie trzech kwartałów 2015 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 1.492 mln PLN i były na zbliżonym poziomie w porównaniu do wykonania w okresie trzech kwartałów 2014 roku, przy czym koszt zakupu gazu wzrósł o 248 mln PLN, a koszt pozostałych paliw spadł o 242 mln PLN.

#### ■ Gaz

- wyższa średnia cena (+181 mln PLN)

Wzrost średniej ceny zakupu gazu w okresie trzech kwartałów 2015 roku spowodowany był uruchomieniem jednostek zużywających gaz wysokometanowy z sieci przesyłowych w związku z przywróceniem systemu wsparcia dla kogeneracji. Wsparcie obejmuje jednostki wytwórcze wytwarzające energię elektryczną i ciepło w instalacjach opalanych paliwami gazowymi, co poprawia efektywność produkcji tych wytwórców. Cena jednostkowa gazu wysokometanowego jest wyższa w porównaniu z gazem ze źródeł lokalnych, który zużywany był w okresie trzech kwartałów 2014 roku.

- wyższy wolumen zakupu (+67 mln PLN)

Wzrost wolumenu zakupu gazu w okresie trzech kwartałów 2015 roku wynikał również z przywrócenia systemu wsparcia. W okresie trzech kwartałów 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.

#### ■ Węgiel kamienny

- niższy wolumen zakupu o 16% (-174 mln PLN)

Niższy wolumen zakupu węgla kamiennego wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opolo, 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% (-33 mln PLN)

Niższa cena węgla kamiennego wynika głównie z sytuacji na rynku wydobywczym, która związana jest z nadpodażą węgla kamiennego oraz likwidacją zapasów przez spółki węglowe, co wpływa na spadek globalnych cen.

- Olej opałowy
  - niższa o 34% średnia cena (-12 mln PLN)  
Na zmniejszenie średniej ceny zakupu oleju opałowego miała wpływ obniżka cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie.
  - niższy o 33% wolumen zakupu (-17 mln PLN).
- Biomasa
  - niższy wolumen zakupu o 1% (-4 mln PLN)
  - niższa średnia cena o 1% (-2 mln PLN)

W okresie trzech kwartałów 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 trzech kwartałach 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 trzech kwartałach 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 postępowania w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE.

Średnia cena sprzedaży ciepła w PGE wzrosła o ok. 3% w stosunku do cen obowiązujących w trzech kwartałach 2014 roku.

## 1.2.4 Ceny energii elektrycznej

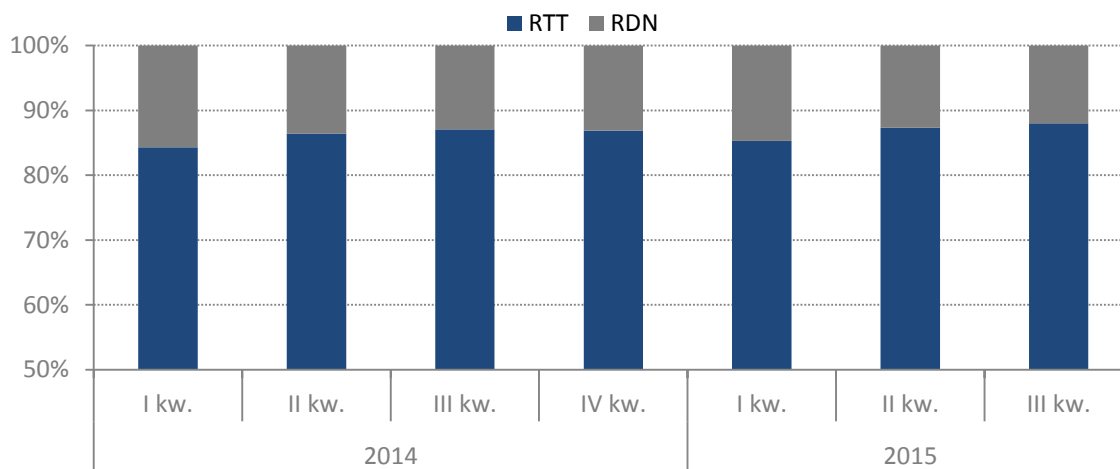
### Rynek krajowy - Obroty

Płynność na Rynku Dnia Następnego („RDN”) prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”) obniżyła się w III kwartale 2015 roku o 2% w stosunku do analogicznego okresu 2014 roku oraz o 8% w stosunku do II kwartału 2015 roku.

Na Rynku Transakcji Terminowych („RTT”) nastąpił wzrost wolumenu obrotu o 7% w stosunku do analogicznego okresu w 2014 roku. Płynność w stosunku do II kwartału 2015 roku była niższa (-1%) i wyniosła 39,5 TWh. 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 o 6% r/r, osiągając w pierwszych III kwartałach 2015 roku poziom 138,55 TWh. Oznacza to, że obrót na TGE przekraczał poziom krajowego zużycia energii elektrycznej, wynoszący wg PSE S.A. 119,19 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

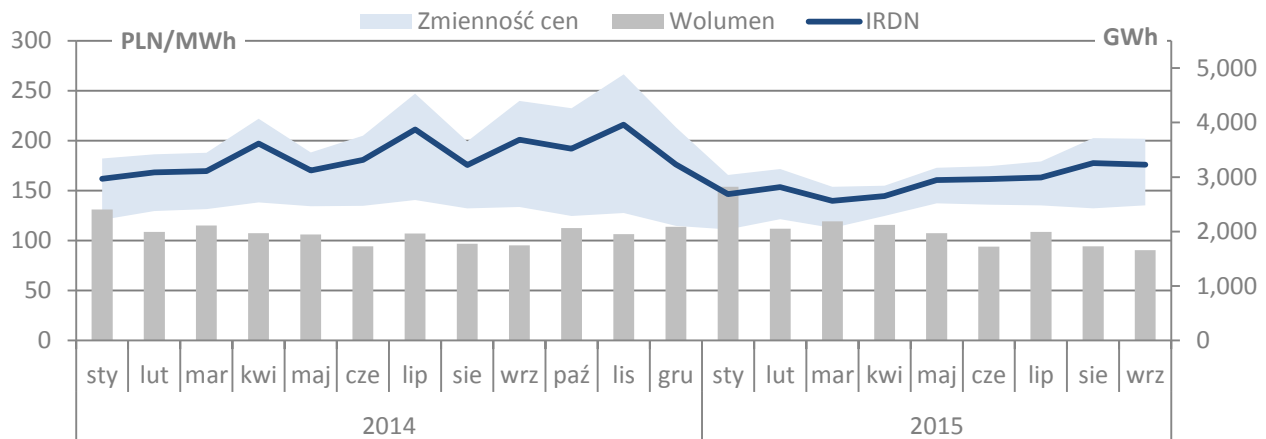
#### Rynek Dnia Następnego

W III kwartale 2015 roku ceny na RDN wykazywały tendencję wzrostową. Średnia cena na RDN („indeks IRDN”) wynosiła 171,72 PLN/MWh wobec 155,26 PLN/MWh odnotowanej w II kwartale 2015 roku. Wolumen obrotu od początku roku sukcesywnie spadał i w III kwartale wyniósł 5,38 TWh. Wzrost cen był spowodowany utrzymującym się niższym poziomem rezerwy mocy niż w pierwszej połowie roku, zwłaszcza w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc. Wyjątkową sytuację z punktu widzenia cen na RDN obserwowano w sierpniu. Utrzymujące się wysokie temperatury oraz niski poziom opadów doprowadziły do wzrostów zapotrzebowania (efekt klimatyzacji i wentylacji) przy ograniczonych możliwościach produkcyjnych (niska generacja ze źródeł wiatrowych oraz ubytki mocy w źródłach konwencjonalnych) co w efekcie spowodowało wzrost cen godzinowych do ponad 1.000 PLN/MWh.

Pomimo nietypowej sytuacji w sierpniu 2015 roku po stronie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego („KSE”) średnia cena w III kwartale 2015 roku była o 13% niższa w ujęciu r/r. Spadek cen energii elektrycznej zarówno w godzinach szczytowych jak i pozaszczytowych w 2015 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku 2014 roku był spowodowany między innymi:

- wyższym poziomem rezerwy mocy
- niższym 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)\*.



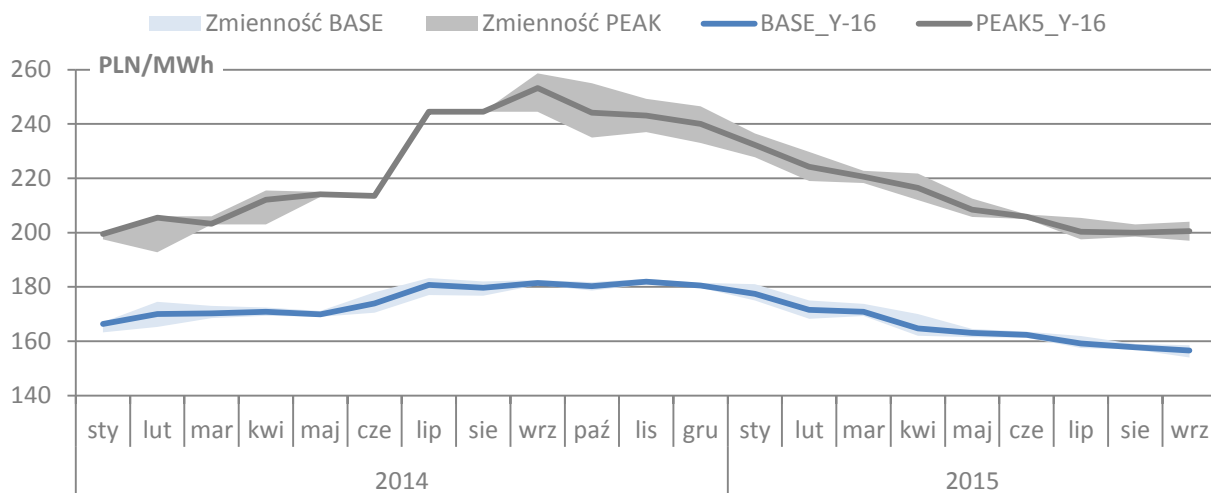
\* średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej (IRDN) oraz rozpiętość cen (sIRDN, offIRDN)

### Rynek Transakcji Terminowych

W III kwartale 2015 roku zaobserwowano niższe ceny zarówno kontraktów BASE, jak i PEAK. Ceny Instrumentów terminowych zawieranych na 2016 rok typu pasmo roczne („BASE\_Y-16”) oraz szczyt roczny („PEAK5\_Y-16”) od początku bieżącego roku wykazywały tendencję spadkową. Od początku roku wspomniane kontrakty terminowe straciły na wartości odpowiednio 11% i 13%. W styczniu produkt BASE\_Y-16 był wyceniany średnio na 177,39 PLN/MWh, natomiast we wrześniu na 156,55 PLN/MWh. Analogiczny trend wykazywał produkt PEAK5\_Y-16, który w styczniu był sprzedawany średnio po 232,25 PLN/MWh, podczas gdy we wrześniu jego minimalna wartość osiągnęła 197,00 PLN/MWh. Ostatni raz tak niskie ceny na RTT były obserwowane w połowie 2013 roku. Na spadek cen na RTT wpływ miały:

- niskie ceny energii elektrycznej na RDN
- spadające ceny węgla kamiennego
- oczekiwany wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii
- uruchomienie połączenia elektroenergetycznego Litwa – Polska („LitPol Link”)

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



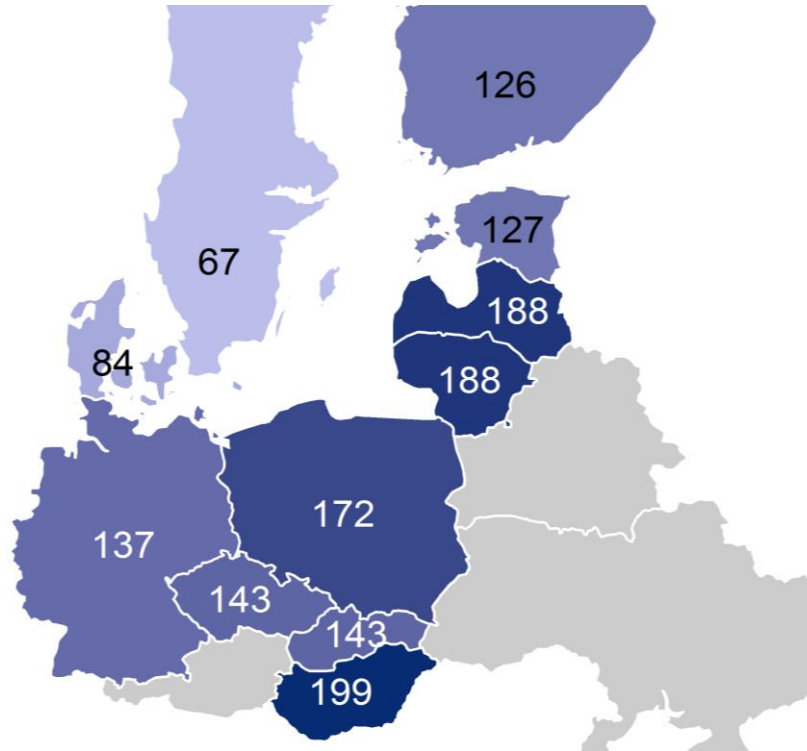
### Rynek międzynarodowy

#### Rynek hurtowy

Ceny hurtowe na rynku polskim znajdowały się powyżej wartości notowanych na rynkach szwedzkim, niemieckim, czeskim i słowackim. Średnia cena na spotowym rynku niemieckim wzrosła w ujęciu r/r o 5%, co było spowodowane wyjątkowo wysokimi temperaturami wpływającymi na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, ograniczeniem produkcji w siłowniach jądrowych oraz wzrostem eksportu dzięki zastosowaniu nowego modelu optymalizacji wymiany handlowej (tzw. flow-based market coupling). Na spotowym rynku szwedzkim odnotowano trend spadkowy cen, spowodowany wyjątkowo korzystną sytuacją hydrologiczną oraz wzrostem generacji wiatrowej, co spowodowało wyznaczenie średniej kwartalnej ceny w wysokości 66,75 PLN/MWh - poziom zbliżony do historycznych minimów. Polski rynek hurtowy był

jednym z najdroższych. Korzystanie z niskich cen na rynkach ościennych jest ograniczone przez przepływy karuzelowe na granicy polsko-niemieckiej. Oznacza to, że energia elektryczna generowana przez farmy wiatrowe na terenie Niemiec przy polskiej granicy dociera także do polskiego systemu, w sposób niepożądany blokując racjonalną wymianę handlową pomiędzy Polską i Niemcami.

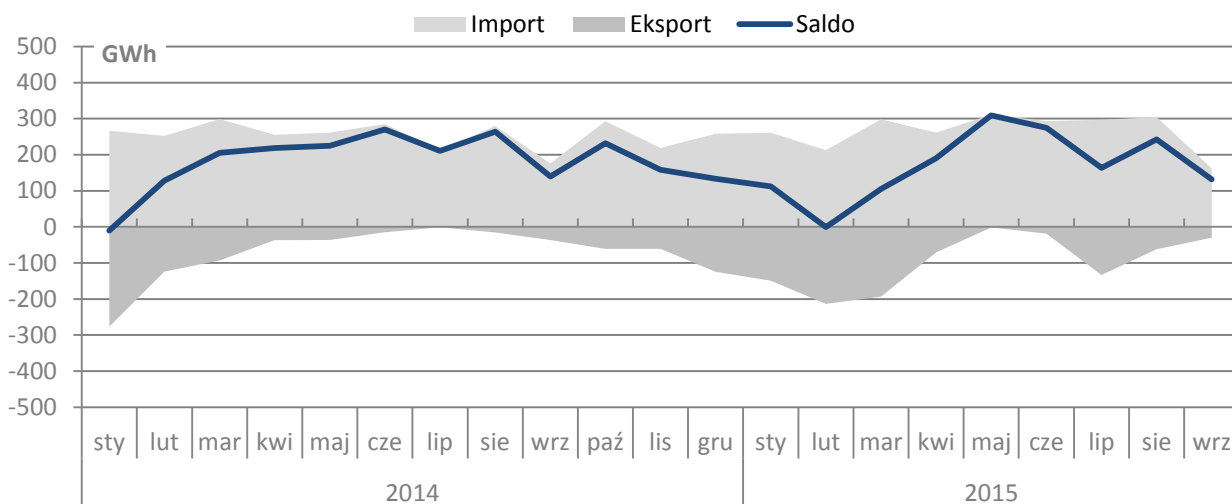
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach europejskich w III kwartale 2015 roku (ceny w PLN/MWh).



Źródło: TGE, EEX, OTE, NordPool Spot.

Odzwierciedleniem relacji cenowych w III kwartale 2015 roku pomiędzy Polską i krajami ościennymi były wolumeny handlowej wymiany międzysystemowej. Polska utrzymała status importera energii netto. Niezmiennie najwięcej energii kupowano ze Szwecji choć kwartał do kwartału nastąpił 12% spadek importu spowodowany niedostępnością połączenia elektroenergetycznego Szwecja-Polska („SwePol Link”) w drugiej połowie września. Eksport wzrósł w III kwartale 2015 roku dwuipółkrotnie w porównaniu do II kwartału 2015 roku, co było spowodowane większym przepływem sprzedaży do Niemiec, Czech i Słowacji. Eksport na tych przekrojach handlowych następuje głównie w godzinach tuż przed wschodem i po zachodzie słońca, gdy cena na rynku niemieckim osiąga najwyższe poziomy. Wzmóżony eksport następuje także w dniach niskiej generacji wiatrowej w Niemczech, co powoduje znaczny wzrost cen na niemieckim rynku spotowym (przewyższając ceny na rynku polskim).

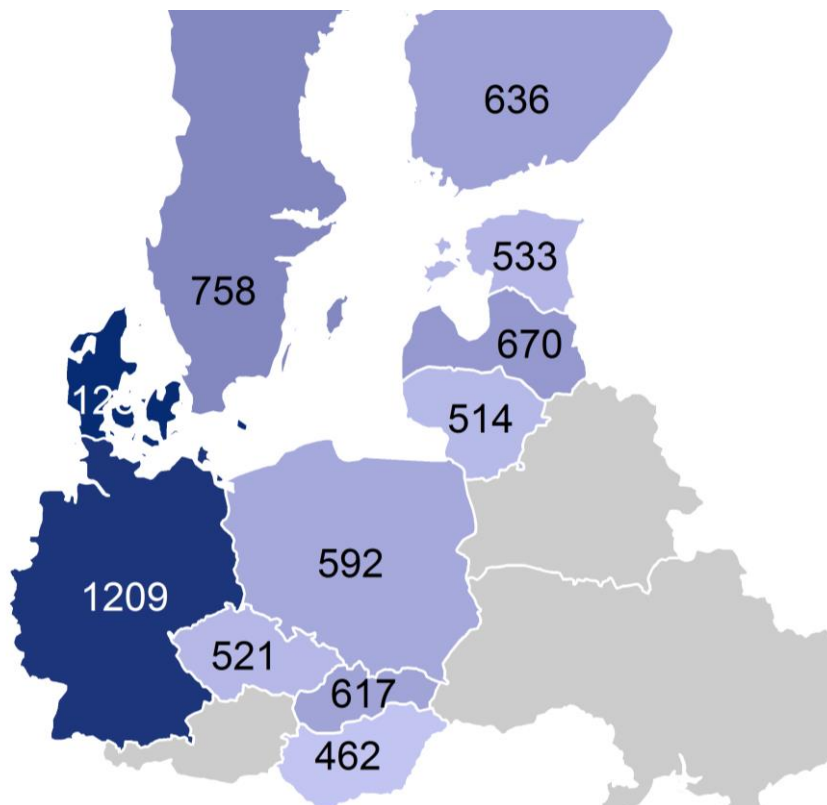
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2014-2015.



### Rynek detaliczny

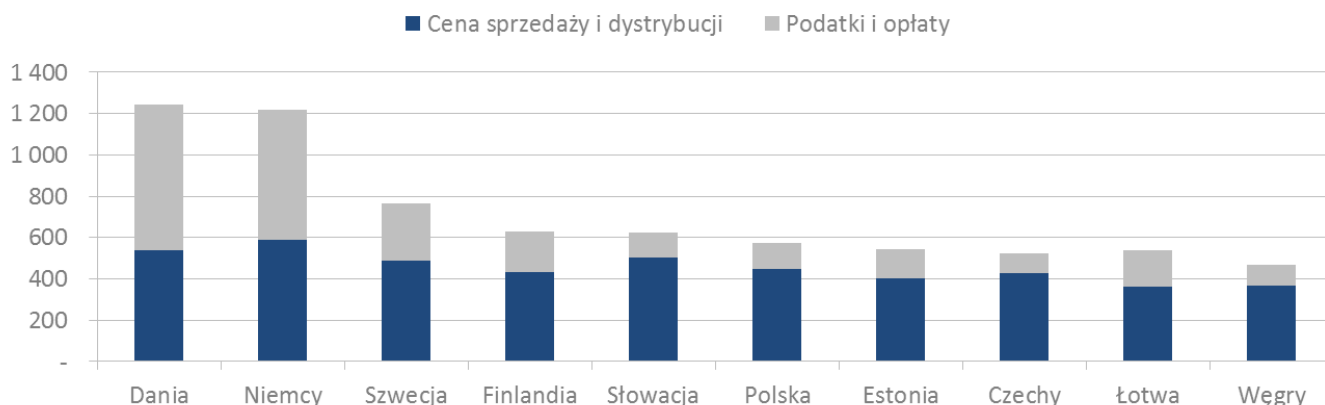
Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w Unii Europejskiej nie zależy tylko od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Istotny wpływ na ostateczną cenę energii elektrycznej ma system fiskalny, mechanizmy regulacji oraz systemy wsparcia w poszczególnych państwach. W Polsce w I półroczu 2015 roku dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego stanowiły 24% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla Unii Europejskiej wynoszącej 30%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych wraz z kosztami dystrybucji energii elektrycznej w wybranych krajach UE w I półroczu 2015 roku (ceny w PLN/MWh).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2015 roku (ceny w PLN/MWh).



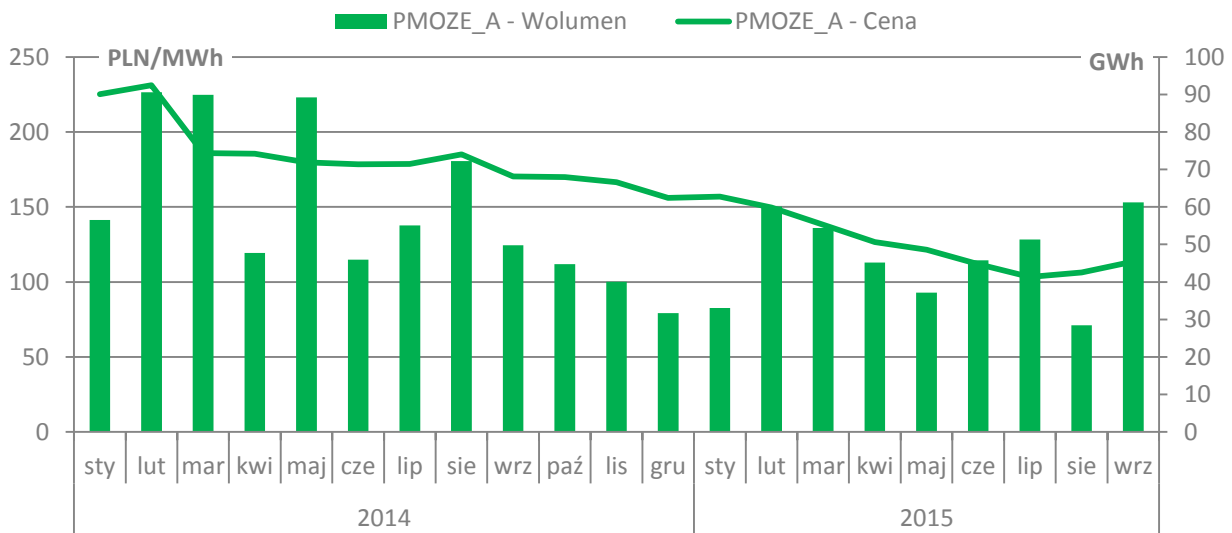
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

### 1.2.5 Ceny praw majątkowych

#### Prawa Majątkowe „zielone” – Odnawialne źródła energii

W pierwszych III kwartałach 2015 roku obserwowano malejącą wartość praw majątkowych pochodzących z odnawialnych źródeł energii („PMOZE\_A”). Trend spadkowy zapoczątkowany w marcu 2014 roku był kontynuowany, w efekcie czego średnia cena praw majątkowych osiągnęła w III kwartale 2015 roku poziom 108,38 PLN/MWh. Oznacza to spadek wartości uprawnień o 10% w porównaniu do poprzedniego kwartału oraz o 39% w ujęciu r/r. Spadek cen był spowodowany utrzymującą się nadwyżką uprawnień na rynku.

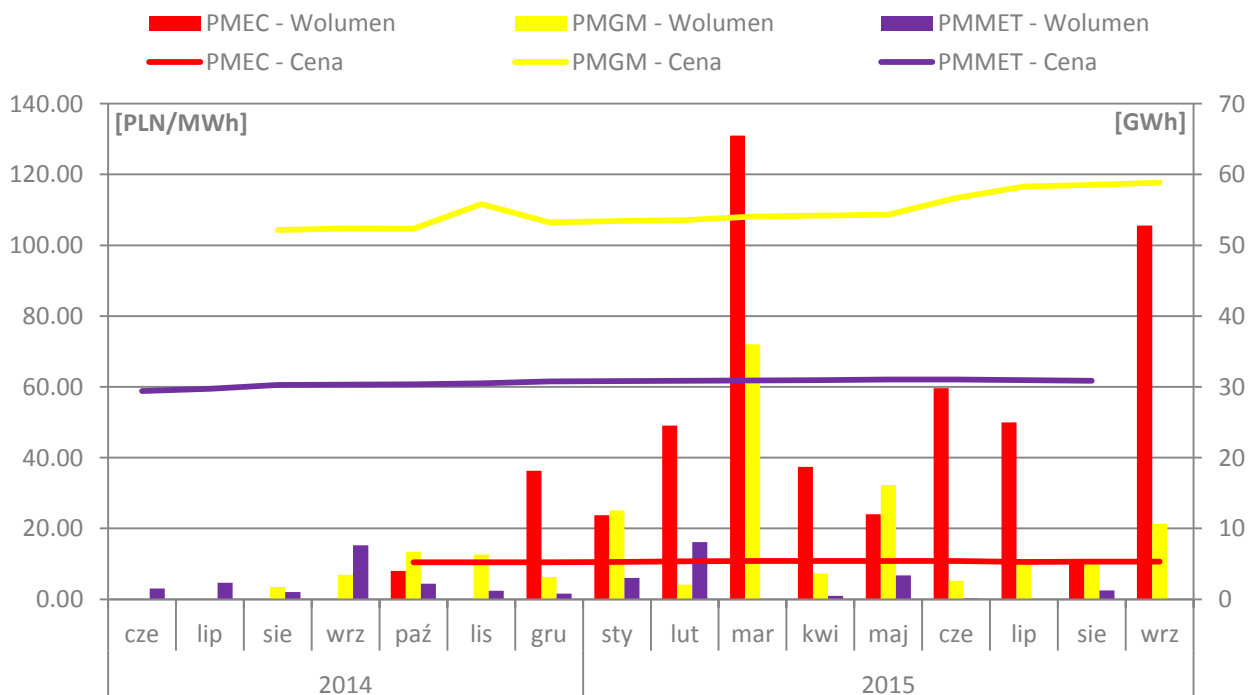
Rysunek: Miesięczne notowania cen oraz wolumen obrotu certyfikatów zielonych w latach 2014-2015.



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

Ceny certyfikatów kogeneracyjnych żółtych („PMGM”), fioletowych („PMMET”) i czerwonych („PMEC”) utrzymywały się na poziomach zbliżonych do jednostkowych opłat zastępczych. Średnia cena certyfikatów żółtych wyniosła w III kwartale 2015 roku 117,25 PLN/MWh (opłata zastępcza 121,63 PLN/MWh), cena certyfikatów fioletowych - 61,70 PLN/MWh (opłata zastępcza 63,26 PLN/MWh), natomiast praw majątkowych czerwonych 10,64 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.



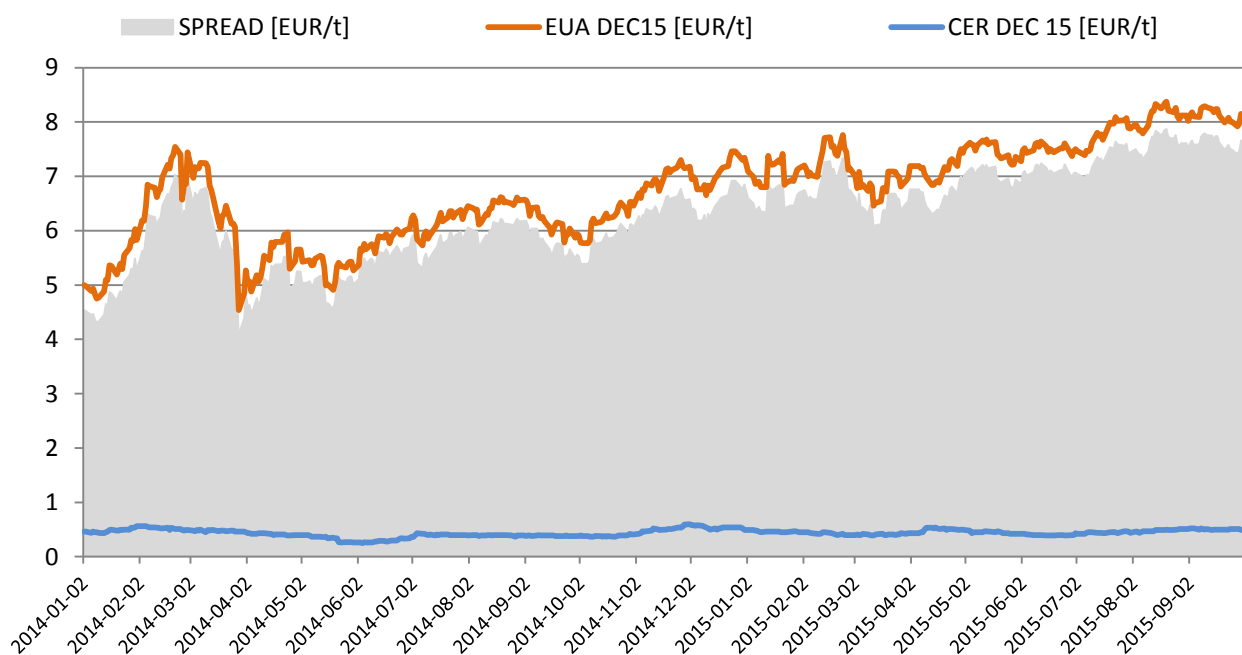
### 1.2.6 Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

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 CO<sub>2</sub> w okresie trzech kwartałów 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.

W lipcu 2015 roku opublikowano propozycję zmian dyrektywy odnośnie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami („EU-ETS”), która ma określać zasady obowiązujące w kolejnym okresie rozliczeniowym 2021-2030. We wrześniu 2015 roku formalnie przyjęto propozycje utworzenia MSR od 2019 roku. W tym czasie weszła w życie nowelizacja ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w 2014 roku oraz w okresie trzech kwartałów 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 okresie styczeń-wrzesień 2015 roku ceny uprawnień do emisji EUA, w kontraktach terminowych na grudzień 2015 roku, kształtowały się w przedziale 6,46-8,37 EUR/t. W tym samym okresie jednostki CER, w kontraktach terminowych na grudzień 2015 roku, wyceniano na poziomie 0,39 - 0,54 EUR/t.

W najbliższym czasie czynnikiem wpływającym na zmienność cen uprawnień EUA będzie dyskusja na temat przyszłości Europejskiego Systemu Handlu Emisjami.

### 1.2.7 Przydział Darmowych Uprawnień do Emisji na lata 2013-2020

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 CO<sub>2</sub> za rok 2014.

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO<sub>2</sub> z głównych instalacji Grupy w III kwartale i okresie trzech kwartałów 2015 roku w porównaniu do przydziału uprawnień.

Tabela: Emisja CO<sub>2</sub> z głównych instalacji Grupy w III kwartale i okresie trzech kwartałów 2015 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 2015 rok (w Mg).

<b>Operator</b>	<b>Emisja CO<sub>2</sub> III kwartał 2015 roku*</b>	<b>Emisja CO<sub>2</sub> I – III kwartał 2015 roku*</b>	<b>Przydział uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 2015 rok**</b>
Elektrownia Bełchatów	9.605.366	28.236.481	13.501.970
Elektrownia Turów	1.949.718	5.731.393	5.431.204
Elektrownia Opole	1.717.026	4.547.348	3.118.922
Zespół Elektrowni Dolna Odra	1.496.745	3.927.167	2.543.421
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	118.579	546.470	608.949
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	22.161	283.125	328.762
Elektrociepłownia Gorzów	69.869	298.851	255.812
Elektrociepłownia Rzeszów	23.362	192.760	141.729
Elektrociepłownia Zgierz	34.882	143.511	40.830
Elektrociepłownia Kielce	12.294	109.805	105.552
<b>RAZEM</b>	<b>15.050.002</b>	<b>44.016.911</b>	<b>26.077.151</b>

\* dane szacunkowe, emisja niezwyfikowana - emisja zostanie rozliczona oraz poświadczona przez uprawnionego weryfikatora emisji CO<sub>2</sub> na podstawie raportów rocznych z wielkości emisji CO<sub>2</sub>

\*\* ilości przydzielonych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> 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.

<b>Wytwórca</b>	<b>Czas obowiązywania KDT</b>	<b>Maksymalna kwota kosztów osieroconych i dodatkowych (w mln PLN)</b>
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
<b>RAZEM</b>		<b>6.317</b>

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. 5.12 niniejszego sprawozdania.

## 2 Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 – 2020 i kluczowe działania podejmowane w okresie trzech kwartałów 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.

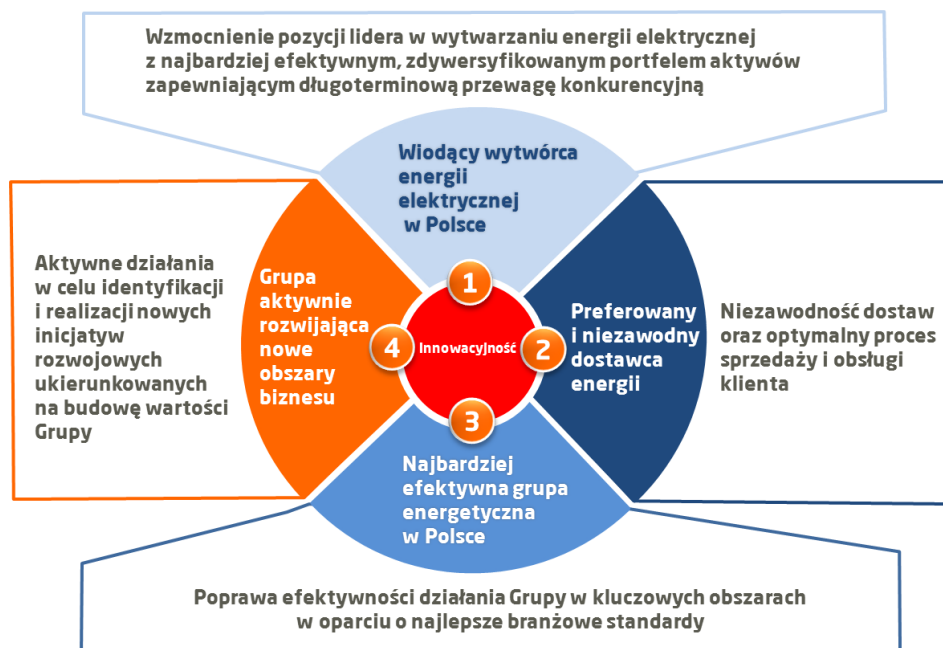
W szczególności, wymagane jest przyśpieszenie inicjatyw restrukturyzacyjnych i poprawy efektywności funkcjonowania całej organizacji, niezbędnych do szybszej dywersyfikacji portfela wytwórczego GK PGE. Spółka analizuje swoje plany rozwojowe w kontekście sytuacji rynkowej oraz maksymalizacji efektywności 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 178 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 trzech kwartałach 2015 roku**

Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole	<ul style="list-style-type: none"> <li>● budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy</li> <li>● budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)</li> <li>● nakłady poniesione: ok. 2,5 mld PLN</li> <li>● <b>paliwo:</b> węgiel kamienny</li> <li>● <b>sprawność:</b> 45,5%</li> <li>● <b>wykonawca:</b> konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa; główny podwykonawca: Alstom</li> <li>● przekazanie gotowych bloków do eksploatacji: blok 5 – III kwartał 2018 roku, blok 6 – II półrocze 2019 roku</li> <li>● 31 stycznia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót</li> <li>● status: montaż konstrukcji stalowej kotła i maszynowni bloku nr 5; kontynuacja prac fundamentowych w obrębie kotłowni i maszynowni bloku nr 6; wznoszenie płaszcza chłodni kominowej nr 5; prace ziemne i żelbetowe w obrębie chłodni kominowej nr 6 i innych obiektów pomocniczych zgodnie z harmonogramem</li> </ul>
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów	<ul style="list-style-type: none"> <li>● budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW</li> <li>● budżet: ok. 3,65 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)</li> <li>● nakłady poniesione: ok. 0,09 mld PLN</li> <li>● <b>paliwo:</b> węgiel brunatny</li> <li>● <b>sprawność:</b> 43,4%</li> <li>● <b>wykonawca:</b> konsorcjum firm: Mitsubishi-Hitachi Power Systems Europe, Budimex i Tecnicas Reunidas</li> <li>● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: II półrocze 2019 roku</li> <li>● 1 grudnia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót</li> <li>● status: etap opracowywania dokumentacji projektowej; zakończono prace wyburzeniowe mis chłodni kominowych oraz podziemnej infrastruktury wody chłodzącej na terenie budowy; rozpoczęto prace ziemne pod obiekty główne bloku; trwają uzgodnienia z Generalnym Wykonawcą w zakresie zmiany podstawowych parametrów bloku 11, tak by spełniał nowe wymogi (konkluzje BAT), które mają zacząć obowiązywać po roku 2021</li> </ul>
Budowa nowego bloku w Elektrociepłowni Gorzów	<ul style="list-style-type: none"> <li>● budowa kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 138 MWe i ciepłej 88 MWt</li> <li>● budżet: ok. 625 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)</li> <li>● nakłady poniesione: ok. 140 mln PLN</li> <li>● <b>paliwo:</b> lokalny gaz zaazotowany lub gaz sieciowy wysokometanowy (Grupa E)</li> <li>● <b>sprawność ogólna:</b> 84%</li> <li>● <b>wykonawca:</b> Siemens</li> <li>● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: I półrocze 2016 roku</li> <li>● 3 października 2013 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót</li> <li>● status: projekt zaawansowany; kontynuacja prac montażowych i elektrycznych; trwa wykańczanie wszystkich budynków nowego bloku</li> </ul>

---

Inwestycje w odnawialne źródła energii	<p><b>Farma wiatrowa Karwice</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>● budżet: ok. 256 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)</li><li>● moc: 40 MW (16 turbin o mocy 2,5 MW)</li><li>● maj 2014 roku - umowa na budowę farmy wiatrowej w formule „pod klucz” (Aldesa)</li><li>● status: oddano do eksploatacji w lipcu 2015 roku</li></ul> <p><b>Farma wiatrowa Gniewino Lotnisko</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>● budżet: ok. 530 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)</li><li>● moc: 90 MW (30 turbin o mocy 3 MW)</li><li>● czerwiec 2014 roku - umowa na dostawę turbin wiatrowych (Alstom)</li><li>● sierpień 2014 roku - umowa na roboty budowlane (CJR)</li><li>● IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie</li><li>● status: status: zakończono montaż wszystkich wież i turbin wiatrowych oraz budowę stacji abonenckiej, linii przyłączeniowej wysokiego napięcia; rozpoczęto testy turbin wiatrowych</li></ul> <p><b>Farma wiatrowa Resko II</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>● budżet: ok. 386 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)</li><li>● moc: 76 MW (38 turbin o mocy 2 MW)</li><li>● październik 2014 roku - umowa na dostawę turbin wiatrowych (Vestas)</li><li>● listopad 2014 roku - umowa na roboty budowlane (Mega, Elektrobudowa)</li><li>● IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie</li><li>● status: dokonano odbioru stacji abonenckiej, zakończono montaż i rozruch technologiczny turbin wiatrowych na obszarze gminy Łobez (16 sztuk) oraz gminy Brzezno (15 sztuk), montaż kolejnych 7 turbin jest na ukończeniu, wystąpiono o pozwolenie na użytkowanie dla linii przyłączeniowej średniego napięcia i stacji zasilającej</li></ul> <p><b>Farma wiatrowa Kisielice II</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>● budżet: ok. 87 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)</li><li>● moc: 12 MW (6 turbin o mocy 2 MW)</li><li>● styczeń 2015 roku – umowa na budowę farmy wiatrowej w formule „pod klucz” (Mega)</li><li>● IV kwartał 2015 roku - planowany termin uzyskania pozwolenia na użytkowanie</li><li>● status: dostarczono turbiny oraz zakończono ich montaż; prowadzone są prace odbiorowe</li></ul>
--	---

---

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 p.p.
- 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 i 10 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 SO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> na blokach nr 1, 2 i 4 w Elektrowni Opole**

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji NO<sub>x</sub> 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 SO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> oraz SO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub> 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 trzech kwartałach 2015 roku

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

### 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 trzech kwartałach 2015 roku

Model Operacyjny

- **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 września 2015 roku wdrożono 43 projekty.

Strategia Zarządzania Kapitałem Ludzkim („Strategia ZKL”)

- **celem projektu** jest: wsparcie strategii biznesowej w efektywnym realizowaniu jej celów poprzez:
  - **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 trzech kwartałach 2015 roku trwały działania związane z szeroką komunikacją Strategii ZKL w GK PGE oraz rozpoczęły się prace przygotowawcze związane z wdrożeniem inicjatyw strategicznych. Prowadzone były również działania związane z opracowaniem rozwiązań obszaru ZKL zawartych w I grupie inicjatyw strategicznych. Kluczowe w pierwszym okresie są 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 trzech kwartałach 2015 roku kontynuowano proces wdrażania obszarów Rachunkowość i Logistyka, Zarządzanie Kapitałem Ludzkim oraz Zarządzanie Majątkiem. W Zakresie Zarządzania Zakupami ze względu na niedostarczenie produktów umowy przez Wykonawcę Komitet Sterujący podjął decyzję o zamknięciu Projektu. Rozpoczęto prace z zakresu wdrożenia SAP Fiori (oprogramowanie umożliwiające dostęp mobilny do narzędzi SAP). W kolejnym kwartale planowana jest kontynuacja prac wdrożeniowych.

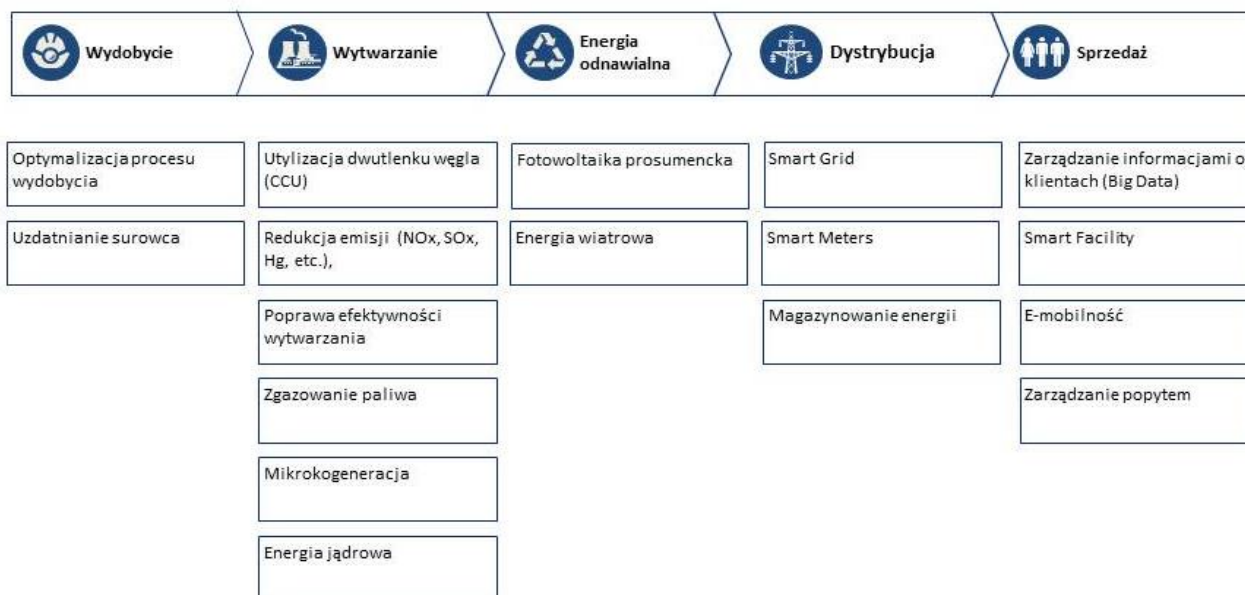
**Konsolidacja OZE**

- **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 marcu 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 Kieselice 40,5MW)
  - nastąpiło połączenie PGE EO S.A. z PGE Energia Natury S.A. oraz Eolica Wojciechowo sp. z o.o. (FW Wojciechowo 28MW oraz 6 spółek zależnych)
  - PGE S.A. wniosła do PGE EO S.A. aportem 100% udziałów w spółce PGE EN sp. z o.o.
  - Nadzwyczajna Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGE EO S.A. wydało zgodę na inkorporację do PGE EO S.A. spółek zależnych: PGE Energia Natury Kappa sp. z o.o., PGE Energia Natury Bukowo sp z o.o., PGE Energia Natury Karnice sp. z o.o., PGE Energia Natury Olecko sp. z o.o.

**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 trzech kwartałach 2015 roku zainicjowano 20 projektów w ramach tych obszarów. Dodatkowo realizowanych jest 27 projektów B&R, uruchomionych w poprzednich okresach.

### Kluczowe projekty realizowane w trzech kwartałach 2015 roku

Koncepcja „Power-to-Gas”	<ul style="list-style-type: none"><li>● <b>celem projektu</b> 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.</li></ul>
Współpraca z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”)	<ul style="list-style-type: none"><li>● jednym z <b>głównych założeń</b> jest wykorzystanie przez GK PGE funduszy publicznych dostępnych w Programie Operacyjnym Inteligentny Rozwój („POIR”), którego NCBiR jest instytucją wdrażającą</li><li>● <b>główne działania:</b><ul style="list-style-type: none"><li>▪ 1 lipca 2015 roku podpisano porozumienie w sprawie realizacji Wspólnego Przedsięwzięcia. Trwają prace nad podpisaniem Umowy w sprawie Wspólnego Przedsięwzięcia, która reguluje wszelkie kwestie formalno-prawne dotyczące realizacji programu. Celem Wspólnego Przedsięwzięcia jest zwiększenie poziomu innowacyjności polskiej energetyki poprzez realizację agendy badawczej, nieuwzględnionej w Programie Sektorowym dla elektroenergetyki. Agenda opracowana jest na podstawie zaproponowanych przez PGE S.A. obszarów tematycznych wpisujących się w obszar SOBIR&amp;NB.</li><li>▪ 14 lipca 2015 roku zostało złożone w NCBiR Studium Wykonalności Programu Sektorowego dla elektroenergetyki. Studium przygotowane zostało pod auspicjami Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej. Jest to spójny plan agendy badawczej dla całego zakresu elektroenergetycznego łańcucha wartości, której realizacja ma odpowiedzieć na kluczowe wyzwania stojące przed branżą. Studium Programu Sektorowego jest pierwszym tego typu planem przygotowanym oraz zaakceptowanym przez wszystkich głównych uczestników rynku elektroenergetycznego. Obecnie oczekiwane jest podjęcie przez NCBiR decyzji w zakresie przyjęcia do realizacji Programu Sektorowego dla elektroenergetyki.</li><li>▪ 21 października 2015 roku NCBiR zakończyło pełną procedurę oceny studium wykonalności programu sektorowego pt. PBSE Program Badawczy Sektora Elektroenergetycznego („PBSE”), w wyniku której PBSE uzyskał pozytywną rekomendację do podjęcia prac nad jego ustanowieniem.</li><li>▪ Zainicjowano współpracę 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.</li></ul></li></ul>

### 3 Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

#### 3.1 Wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	III kwartał 2015	III kwartał 2014*	zmiana %	I-III kwartał 2015	I-III kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	6.914	6.649	4%	21.158	20.857	1%
<b>Zysk/Strata z działalności operacyjnej (EBIT)</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>1.312</b>	<b>937</b>	<b>40%</b>	<b>-4.862</b>	<b>4.463</b>	<b>-</b>
<b>Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)**</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>1.995</b>	<b>1.740</b>	<b>15%</b>	<b>6.214</b>	<b>6.813</b>	<b>-9%</b>
Zysk/Strata netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	mIn PLN	1.029	378	172%	-4.026	3.199	-%
Skorygowany zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej***	mIn PLN	1.065	401	266%	3.209	3.265	-2%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	142	192	-26%	443	1.600	-72%
<b>Nakłady inwestycyjne</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>2.505</b>	<b>1.627</b>	<b>54%</b>	<b>5.837</b>	<b>3.859</b>	<b>51%</b>
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	2.255	2.849	-21%	5.217	4.433	18%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-1.953	415	-	-6.105	-4.635	-
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-26	-1.904	-	-299	189	-
Zysk netto na akcję	PLN	0,56	0,20	180%	-2,15	1,71	-
Skorygowany zysk netto na akcję	PLN	0,57	0,21	171%	1,72	1,75	-2%
<b>Marża EBITDA</b>	<b>%</b>	<b>29%</b>	<b>26%</b>		<b>29%</b>	<b>33%</b>	

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Stan na dzień		Zmiana %
		30 września 2015	31 grudnia 2014	
Kapitał obrotowy	mIn PLN	4.981	6.753	-26%
<b>Zadłużenie netto/LTM EBITDA****</b>	<b>x</b>	<b>0,01x</b>	<b>-0,11x</b>	

\*dane przekształcone

\*\*metodyka wyliczenia EBITDA za I półrocze 2015 została skorygowana ze względu na konieczność dostosowania sposobu prezentacji za III kwartał 2015 roku do zastosowanego za okres trzech kwartałów 2015 roku (bez uwzględnienia amortyzacji, która jest aktywowana w rzeczowych aktywach trwałych)

\*\*\*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 III kwartale 2015 roku Grupa Kapitałowa wykazała **przychody ze sprzedaży** na poziomie 6.914 mln PLN w porównaniu do 6.649 mln PLN w III kwartale 2014 roku.

---

#### Przychody ze sprzedaży - wzrost o 265 mln PLN

Dodatni wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none"><li>● wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 307 mln PLN</li><li>● wzrost przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych z działalności podstawowej wpływający na wynik EBITDA o 49 mln PLN</li><li>● wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 35 mln PLN</li><li>● wzrost przychodów z tytułu regulacyjnych usług systemowych o 22 mln PLN</li></ul>
Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none"><li>● spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych pochodzenia energii o 80 mln PLN</li><li>● spadek przychodów z tytułu rekompensat KDT o 50 mln PLN</li></ul>

---

**Koszt własny sprzedaży** w III kwartale 2015 roku wyniósł 5.123 mln PLN w porównaniu do 5.142 w III kwartale 2014 roku.

---

#### Koszt własny sprzedaży – spadek o 19 mln PLN

Dodatni wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none"><li>● niższe koszty amortyzacji oraz odpisów aktualizujących o 75 mln PLN</li><li>● niższe koszty zużycia materiałów oraz usług remontowo-eksploatacyjnych o 47 mln PLN</li><li>● niższe koszty osobowe o 38 mln PLN</li></ul>
Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none"><li>● wyższe wartości sprzedanych towarów i materiałów (w tym energii zakupionej celem odsprzedaży) o 81 mln PLN</li><li>● wyższe koszty paliwa produkcyjnego i usług transportowych o 30 mln PLN</li></ul>

---

**Zysk brutto ze sprzedaży** w III kwartale 2015 roku wyniósł 1.791 mln PLN w porównaniu do 1.507 mln PLN w III kwartale 2014 roku, co oznacza wzrost o 284 mln PLN.

W III kwartale 2015 roku **koszty sprzedaży i dystrybucji** Grupy PGE wyniosły 322 mln PLN i były niższe o około 16% w porównaniu do III kwartału 2014 roku. Spadek kosztów sprzedaży i dystrybucji wynikał głównie z niższych kosztów umorzenia praw majątkowych w segmencie Obrót.

W III kwartale 2015 roku **koszty ogólnego zarządu** wyniosły 181 mln PLN, co oznacza spadek o około 6% w porównaniu do III kwartału 2014 roku.

Wynik na pozostałej działalności operacyjnej w III kwartale 2015 roku był dodatni i wyniósł 24 mln PLN w porównaniu do dodatniego wyniku w wysokości 5 mln PLN w III kwartale 2014 roku.

**Pozostałe przychody operacyjne** Grupy w III kwartale 2015 roku wyniosły 73 mln PLN, co oznacza spadek o około 11% w stosunku do kwoty 82 mln PLN osiągniętej w porównywalnym okresie. Głównym powodem spadku przychodów jest niższy poziom rozwiązanych rezerw o 6 mln PLN.

**Pozostałe koszty operacyjne** Grupy w okresie lipiec – wrzesień 2015 roku wyniosły 49 mln PLN w porównaniu do 77 mln PLN w III kwartale 2014 roku, co oznacza spadek o około 36%. Spadek pozostałych kosztów operacyjnych o 28 mln PLN spowodowany był głównie utworzeniem niższych odpisów aktualizujących należności.

W III kwartale 2015 roku wynik na działalności finansowej był ujemny i wyniósł (-) 49 mln PLN, w porównaniu do ujemnego wyniku w wysokości (-) 452 mln PLN w okresie porównywalnym 2014 roku.

**Przychody finansowe** Grupy w III kwartale 2015 roku wyniosły 24 mln PLN, co oznacza spadek o około 77% w stosunku do kwoty 106 mln PLN osiągniętej w III kwartale 2014 roku.

---

#### Przychody finansowe - spadek o 82 mln PLN

Ujemny wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none"><li>● niższy poziom dodatnich różnic kursowych o 35 mln PLN</li><li>● niższy poziom odsetek z tytułu pożyczek i należności o 25 mln PLN</li><li>● ujęcie aktualizacji wyceny transakcji zabezpieczających CCIRS o 14 mln PLN</li></ul>
-----------------------	--

---

**Koszty finansowe** Grupy w okresie lipiec – wrzesień 2015 roku wyniosły 73 mln PLN, co oznacza spadek o 87% w porównaniu do wartości osiągniętej w okresie porównywalnym 2014 roku w wysokości 558 mln PLN.

---

### **Koszty finansowe - spadek o 485 mln PLN**

Dodatni wpływ na wynik	<ul style="list-style-type: none"><li>● niższy poziom odpisu aktualizującego z tytułu utraty wartości o 385 mln PLN (w okresie porównywalnym ujęty został koszt z tytułu szacowanej utraty wartości obligacji wyemitowanych przez spółkę Autostrada Wielkopolska S.A.)</li><li>● niższy poziom ujemnych różnic kursowych o 28 mln PLN</li></ul>
------------------------	---

---

W efekcie powyższych zdarzeń zysk brutto Grupy w III kwartale 2015 roku ukształtował się na poziomie 1.263 mln PLN, w porównaniu do 485 mln PLN w III kwartale 2014 roku.

Zysk netto GK PGE w okresie lipiec – wrzesień 2015 roku wyniósł 1.029 mln PLN w porównaniu do zysku netto w wysokości 380 mln PLN w okresie porównywalnym 2014 roku.

Zysk netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej w III kwartale 2015 roku wyniósł 1.029 mln PLN, co oznacza wzrost o 651 mln PLN w porównaniu do III kwartału 2014 roku.

Łączne całkowite dochody Grupy w III kwartale 2015 roku wyniosły 1.028 mln PLN, w porównaniu do 347 mln PLN w III kwartale 2014 roku.

### **3.1.2 Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej**

Aktywa trwałe Grupy według stanu na dzień 30 września 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 46.506 mln PLN oraz 52.182 mln PLN.

---

### **Aktywa trwałe - spadek o 5.676 mln PLN**

Spadek	<ul style="list-style-type: none"><li>● ujęcie odpisów aktualizujących i amortyzacji rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych i nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 11.228 mln PLN</li></ul>
Wzrost	<ul style="list-style-type: none"><li>● poniesione nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne w kwocie 5.837 mln PLN, z czego:<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Energetyka Konwencjonalna – 4.014 mln PLN</li><li>▪ Dystrybucja – 1.138 mln PLN</li><li>▪ Energetyka Odnawialna - 565 mln PLN</li></ul></li><li>● zaliczki na rzeczowe aktywa trwałe w budowie o 80 mln PLN</li></ul>

---

Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 30 września 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 13.351 mln PLN oraz 14.019 mln PLN.

---

### **Aktywa obrotowe - spadek o 668 mln PLN**

Spadek	<ul style="list-style-type: none"><li>● wartości środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 1.198 mln PLN</li><li>● uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> o 258 mln PLN</li></ul>
Wzrost	<ul style="list-style-type: none"><li>● zapasów o 541 mln PLN</li><li>● pozostałych pożyczek i należności finansowych o 99 mln PLN</li><li>● pozostałych aktywów krótkoterminowych o 82 mln PLN</li></ul>

---

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

Niższa wartość pozycji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na potrzeby własne Grupy PGE wynika głównie z dokonania umorzenia uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> za 2014 rok.

Wzrost zapasów wynika głównie z wyższej wartości świadectw pochodzenia energii o 436 mln PLN oraz wzrostu wartości uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przeznaczonych do obrotu o 121 mln PLN, przy spadku wartości węgla kamiennego o 93 mln PLN.

Zmiana pozostałych pożyczek i należności finansowych wynika ze wzrostu wartości lokat i depozytów powyżej 3 miesięcy o 97 mln PLN, zwiększenia należności z tytułu KDT o 37 mln PLN oraz spadku pozostałych należności o 35 mln PLN.

Wzrost pozostałych aktywów krótkoterminowych wynika m.in. ze wzrostu należności z tytułu akcyzy i z tytułu naliczonego VAT, 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 września 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku ogółem wyniósł odpowiednio 39.554 mln PLN oraz 44.884 mln PLN, co oznacza spadek o 5.330 mln PLN.

Ujemnie na poziom kapitału własnego Grupy w okresie styczeń-wrzesień 2015 roku wpłynęło ujęcie straty netto w wysokości (-) 4.030 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 września 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniósł odpowiednio 99 mln PLN oraz 116 mln PLN.

Zobowiązania długoterminowe według stanu na dzień 30 września 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 11.933 mln PLN oraz 14.051 mln PLN.

---

#### **Zobowiązania długoterminowe - spadek o 2.118 mln PLN**

---

Spadek	<ul style="list-style-type: none"><li>● rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 1.429 mln PLN</li><li>● poziomu rezerw o 620 mln PLN</li><li>● pozycji oprocentowane kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing o 103 mln PLN</li></ul>
--------	--

---

Spadek rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynika głównie ze zwiększenia aktywa na podatek odroczone z tytułu różnicy pomiędzy podatkową a bilansową wartością rzeczowych aktywów trwałych (szczegółowy opis znajduje się w nocie B.4.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

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 września 2015 roku oraz na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły odpowiednio 8.370 mln PLN oraz 7.266 mln PLN.

---

#### **Zobowiązania krótkoterminowe - wzrost o 1.104 mln PLN**

---

Wzrost	<ul style="list-style-type: none"><li>● pozostałych zobowiązań niefinansowych o 1.234 mln PLN</li><li>● zobowiązań z tytułu podatku dochodowego o 190 mln PLN</li><li>● poziomu rezerw o 123 mln PLN</li></ul>
Spadek	<ul style="list-style-type: none"><li>● zobowiązań z tytułu dostaw i usług o 424 mln PLN</li><li>● kredytów bankowych w rachunku bieżącym o 134 mln PLN</li></ul>

---

Wzrost pozycji pozostałe zobowiązania niefinansowe wynika głównie ze wzrostu zobowiązania z tytułu dywidendy o 1.458 mln PLN oraz zobowiązań z tytułu podatku VAT o 110 mln PLN, przy jednoczesnym spadku zobowiązań z tytułu świadczeń pracowniczych o 243 mln PLN oraz zobowiązań z tytułu opłat za korzystanie ze środowiska o 76 mln PLN.

Wzrost zobowiązań z tytułu podatku dochodowego nastąpił głównie w PGE S.A. w związku z pełnieniem funkcji płatnika w Podatkowej Grupie Kapitałowej („PGK”).

Wzrost rezerw krótkoterminowych wynika głównie z wyższego poziomu rezerwy na koszty zakupu świadectw pochodzenia energii.

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

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

### **3.1.3 Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych**

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za III kwartał 2015 roku wyniosły 2.255 mln PLN w porównaniu do 2.849 mln PLN w III kwartale 2014 roku.

Niższy poziom środków pieniężnych z działalności operacyjnej związany jest głównie z niższymi wpływami z tytułu KDT, wyższymi wydatkami na zakup paliw produkcyjnych oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, co jest częściowo skompensowane przez wyższe wpływy ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za III kwartał 2015 roku wyniosły 1.953 mln PLN w porównaniu do dodatnich przepływów pieniężnych netto w wysokości 415 mln PLN w analogicznym okresie 2014 roku.


---

#### **Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej**

---

Ujemny wpływ	<ul style="list-style-type: none"><li>● niższa różnica stanu lokat powyżej 3 miesięcy (w III kwartale 2014 rozwiązano lokaty w wysokości 1.985 mln PLN związane w II kwartale 2014 roku)</li><li>● wydatkowanie środków na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych o 325 mln PLN</li></ul>
--------------	---

---



Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za III kwartał 2015 roku wyniosły 26 mln PLN w porównaniu ujemnych przepływów pieniężnych netto w wysokości 1.904 mln PLN w III kwartale 2014 roku.

Na zmianę poziomu środków pieniężnych z działalności finansowej w III kwartale 2015 roku w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego główny wpływ miało przesunięcie na 15 października 2015 roku wypłaty dywidendy akcjonariuszom, co częściowo zostało skompensowane niższym poziomem spłat pożyczek, kredytów, obligacji i leasingu finansowego.

### 3.2 Wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	III kwartał 2015	III kwartał 2014	zmiana %	I-III kwartał 2015	I-III kwartał 2014	zmiana %
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	12,54	12,96	-3%	37,56	37,09	1%
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	14,11	13,80	2%	41,73	40,42	3%
Sprzedaż ciepła	mln GJ	1,44	1,32	9%	12,04	11,38	6%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	9,77	9,81	0%	29,03	29,37	-1%
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	8,35	8,11	3%	24,80	24,06	3%

\*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	III kwartał 2015	III kwartał 2014	zmiana %	I-III kwartał 2015	I-III kwartał 2014	zmiana %
<b>SPRZEDAŻ W TWh, z czego:</b>	<b>25,66</b>	<b>24,83</b>	<b>3%</b>	<b>75,88</b>	<b>73,97</b>	<b>3%</b>
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	9,79	9,81	0%	29,06	29,34	-1%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	15,43	14,74	5%	45,58	43,79	4%
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	14,70	13,93	6%	43,27	41,07	5%
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	0,69	0,77	-10%	2,23	2,38	-6%
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	0,04	0,04	0%	0,08	0,34	-76%
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,44	0,28	57%	1,24	0,84	48%

\* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej przez GK PGE na rynku hurtowym – giełda w trzech kwartałach 2015 roku wynika przede wszystkim z realizacji większej sprzedaży na giełdzie przez segment Energetyka Konwencyjna 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	III kwartał 2015	III kwartał 2014	zmiana %	I-III kwartał 2015	I-III kwartał 2014	zmiana %
<b>ZAKUP W TWh, z czego:</b>	<b>12,59</b>	<b>11,97</b>	<b>5%</b>	<b>37,55</b>	<b>37,07</b>	<b>1%</b>
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	10,29	9,19	12%	30,21	27,49	10%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostałym	0,66	1,28	-48%	2,62	3,94	-34%
Zakupy poza granicami kraju	0,01	0,04	-75%	0,03	0,29	-90%
Zakupy na rynku bilansującym	1,63	1,46	12%	4,69	5,35	-12%

Wzrost zakupów na krajowym rynku hurtowym – giełda w trzech kwartałach 2015 roku wynika z transakcji odkupu zawartych kontraktów terminowych dokonanych przez segment Energetyka Konwencyjna oraz zwiększonych zakupów na giełdzie realizowanych przez segment Obrót.

Zmniejszenie w zakupach na krajowym rynku hurtowym – pozostałym w trzech kwartałach 2015 roku 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	III kwartał 2015	III kwartał 2014	zmiana %	I-III kwartał 2015	I-III kwartał 2014	zmiana %
<b>PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:</b>	<b>14,11</b>	<b>13,80</b>	<b>2%</b>	<b>41,73</b>	<b>40,42</b>	<b>3%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,03	10,44	-4%	29,64	29,15	2%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,04	0,10	-60%	0,25	0,28	-11%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,18	2,59	23%	8,32	8,54	-3%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,12	0,09	33%	0,34	0,32	6%
Elektrociepłownie węglowe	0,25	0,14	79%	0,92	0,78	18%
Elektrociepłownie gazowe	0,20	0,18	11%	1,30	0,40	225%
Elektrociepłownie biomasowe	0,11	0,11	0%	0,34	0,35	-3%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,15	0,11	36%	0,37	0,39	-5%
Elektrownie wodne	0,04	0,10	-60%	0,30	0,34	-12%
Elektrownie wiatrowe	0,15	0,13	15%	0,54	0,47	15%

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2015 roku w porównaniu do 2014 roku miało **wznowienie produkcji w elektrociepłowniach gazowych**: (i) w Elektrociepłowni Rzeszów od września 2014 roku oraz (ii) 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 energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym wynika głównie z **wyższej produkcji w Elektrowni Bełchatów**, co jest następstwem postoju bloku nr 11 w modernizacji od grudnia 2013 roku do września 2014 roku.

**Wzrost produkcji w elektrociepłowniach węglowych** jest głównie następstwem oddania do użytkowania turbozespołu upustowo-kondensacyjnego wraz z kotłem rezerwowo-szczytowym w Elektrociepłowni Zgierz w grudniu 2014 roku. Dodatkowo wyższa produkcja została osiągnięta na bloku nr 2 w Elektrociepłowni Pomorzany, który w III kwartale 2014 roku pozostawał w remoncie planowanym oraz w Zespole Elektrociepłowni Bydgoszcz na skutek większego wykorzystania elektrociepłowni przez PSE S.A.

**Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych wynika głównie z korzystnych warunków wietrzności**, jak również oddania do eksploatacji Farmy Wiatrowej Karwice w lipcu 2015 roku, a tym samym ze zwiększenia mocy zainstalowanej o 40 MW.

**Spadek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym** wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest następstwem postoju bloku nr 4 remoncie nieplanowanym od października 2014 roku do 5 lutego 2015 roku oraz niższego wykorzystania Elektrowni Opole przez PSE S.A. w 2015 roku.

**Spadek produkcji w elektrowniach wodnych** jest następstwem niekorzystnych warunków hydrologicznych.

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

### 3.2.2 Sprzedaż ciepła

W okresie trzech kwartałów 2015 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 12,04 mln GJ i był wyższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w analogicznym okresie 2014 roku o 0,66 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 III kwartale 2015 i 2014 roku.

w mln PLN	Przychody ogółem		
	III kwartał 2015	III kwartał 2014*	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	3.052	2.909	5%
Energetyka Odnawialna	168	178	-6%
Obrót	3.801	3.543	7%
Dystrybucja	1.477	1.405	5%
Pozostała Działalność	172	469	-63%
<b>RAZEM</b>	<b>8.670</b>	<b>8.504</b>	<b>2%</b>
<b>Korekty konsolidacyjne</b>	<b>-1.756</b>	<b>-1.855</b>	<b>-</b>
<b>RAZEM PO KOREKTACH</b>	<b>6.914</b>	<b>6.649</b>	<b>4%</b>

\*dane przekształcone

Tabela: Kluczowe wielkości w segmentach w III kwartale 2015 roku (po dokonaniu wyłączeń konsolidacyjnych).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	1.126	789	1.656	28.843
Energetyka Odnawialna	76	17	346	4.588
Obrót	144	138	9	4.372
Dystrybucja	622	360	450	16.050
Pozostała działalność	25	-5	61	994
<b>RAZEM</b>	<b>1.993</b>	<b>1.299</b>	<b>2.522</b>	<b>54.847</b>
<b>Korekty konsolidacyjne</b>	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>-17</b>	<b>-1.908</b>
<b>RAZEM PO KOREKTACH</b>	<b>1.995</b>	<b>1.312</b>	<b>2.505</b>	<b>52.939</b>

\* por. nota B.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Tabela: Kluczowe wielkości w segmentach w III kwartale 2014 roku (po dokonaniu wyłączeń konsolidacyjnych).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	956	495	1.219	34.015
Energetyka Odnawialna	90	34	87	3.849
Obrót	40	36	3	3.411
Dystrybucja	606	344	318	15.197
Pozostała działalność	43	12	32	1.371
<b>RAZEM</b>	<b>1.735</b>	<b>921</b>	<b>1.659</b>	<b>57.843</b>
<b>Korekty konsolidacyjne</b>	<b>5</b>	<b>16</b>	<b>-32</b>	<b>-1.553</b>
<b>RAZEM PO KOREKTACH</b>	<b>1.740</b>	<b>937</b>	<b>1.627</b>	<b>56.290</b>

\* por. nota B.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

\*\* dane przekształcone

### 3.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mln PLN	III kwartał 2015	III kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.052	2.909	5%
EBIT	789	495	59%
EBITDA	1.126	956	18%
Nakłady inwestycyjne	1.656	1.219	36%

\* dane przekształcone

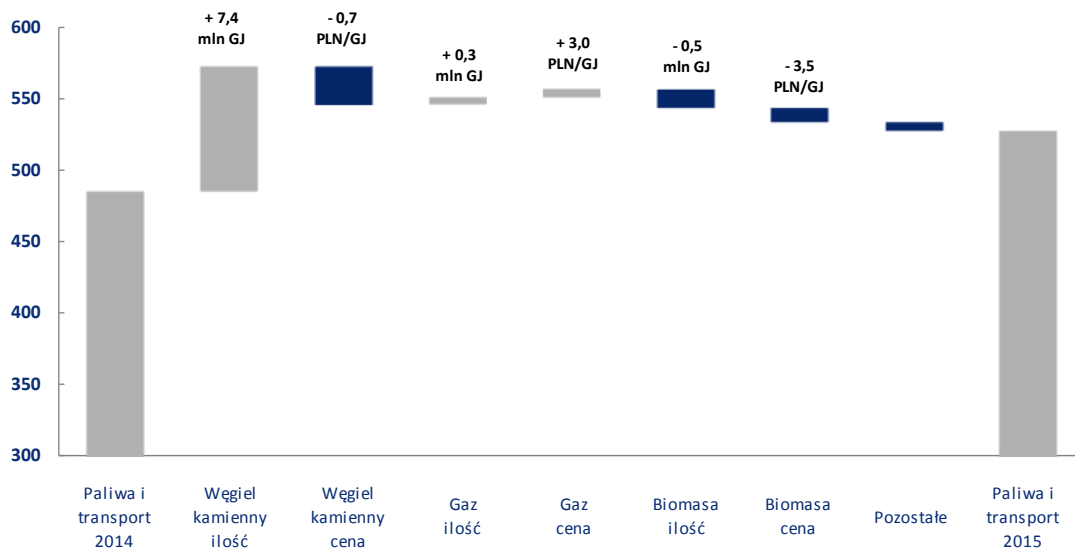
Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Konwencjonalna [w mln PLN].



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

- **Wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej („ee”)** z produkcji własnej 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 III kwartale 2015 roku ukształtowała się na poziomie 174,04 PLN/MWh, natomiast w III kwartale 2014 roku wyniosła 166,18 PLN/MWh.
- **Wyższy wynik na odsprzedaży energii elektrycznej** - odchylenie z tytułu wolumenu 10,7 mln PLN, odchylenie z tytułu ceny 24,7 mln PLN.
- **Wyższy poziom kosztów aktywowanych**, m. in. z uwagi na wyższe koszty usuwania nadkładu w kopalniach, które zostały ujęte jako składnik aktywów.
- **Niższe przychody z praw majątkowych** – głównie na skutek niższej o 55 GWh produkcji PM zielonych oraz niższej ceny o 41,72 PLN/MWh.
- **Wyższe koszty CO<sub>2</sub>** - na skutek otrzymania mniejszej ilości darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz wyższego wolumenu produkcji energii elektrycznej.
- **Wyższe koszty osobowe** - wynikające z uwzględnienia w 2015 roku kosztów spółek świadczących usługi pomocnicze, przeniesionych z segmentu Pozostała Działalność.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, w tym głównie węgla kamiennego (wraz z transportem) na skutek wyższej produkcji opartej na tym paliwie (wyższy wolumen zużycia o 7,4 mln GJ). Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na poniższym wykresie.

Rysunek: Koszty zużycia paliw (wraz z transportem) w segmencie Energetyka Konwencjonalna [w mln PLN].



Odchylenie	87	-26	4	6	-13	-10	-6	
Paliwa i transport III kw. 2014	485	333		27		86		
Paliwa i transport III kw. 2015		394		37		63		527

## Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	III kwartał 2015	III kwartał 2014	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1.424	868	64%
▪ Rozwojowe	808	274	195%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	616	594	4%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	17	13	31%
Środki transportu	5	0	-
Pozostałe	23	214	-89%
<b>RAZEM</b>	<b>1.469</b>	<b>1.095</b>	<b>34%</b>
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	187	124	51%
<b>RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu</b>	<b>1.656</b>	<b>1.219</b>	<b>36%</b>

W III kwartale 2015 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 708 mln PLN;
- kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7 - 12 w Elektrowni Bełchatów 240 mln PLN;
- budowa instalacji odsiarczania spalin na blokach 4 - 6 w Elektrowni Turów 94 mln PLN;
- budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów 38 mln PLN;
- budowa bloku 11 w Elektrowni Turów 35 mln PLN.

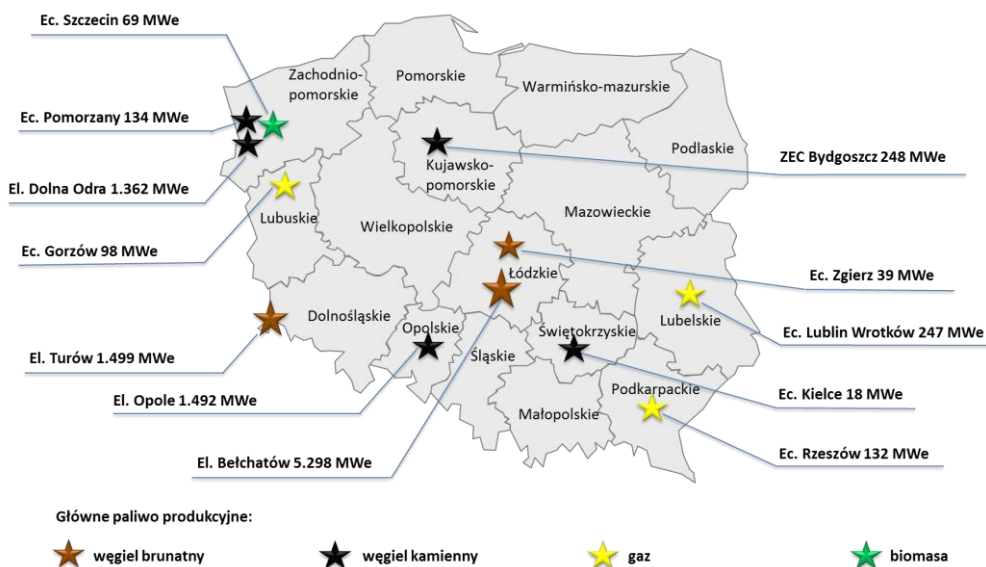
Kluczowe zdarzenia w III kwartale 2015 roku w segmencie Energetyka Konwencjonalna:

- w sierpniu 2015 roku odstawiono do kompleksowej modernizacji blok nr 10 w Elektrowni Bełchatów
- w sierpniu 2015 roku ukończono modernizację instalacji redukcji tlenków azotu na blokach 5-8 Elektrowni Dolna Odra, która trwała trzy lata;
- we wrześniu 2015 roku odstawiono do planowanego Remontu Średniego blok nr 2 w Elektrowni Opole.

W danych za III kwartał 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	III kwartał 2015	III kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	168	178	-6%
EBIT	17	34	-50%
EBITDA	76	90	-16%
Nakłady inwestycyjne	346	87	298%

\* dane przekształcone

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



	EBITDA 2014	Sprzedaż ee -wiatr	Sprzedaż PM -wiatr	Sprzedaż ee -woda	Sprzedaż PM -woda	Sprzedaż RUS	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA 2015
<b>Odchylenie*</b>		<b>3</b>	<b>0</b>	<b>-12</b>	<b>-14</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	
EBITDA III kw. 2014	90	23	26	19	20	59	19	37	
EBITDA III kw. 2015		26	26	7	6	64	19	33	76

\* z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB nie mających wpływu na wynik EBITDA

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna w III kwartale 2015 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2014 roku były:

- **Spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych**, który wynika z niższej zrealizowanej średniej ceny sprzedaży w III kwartale 2015 roku w stosunku do III kwartału 2014 o około 43,7 zł/MWh. Istotny wpływ miał również niższy wolumen produkcji energii elektrycznej z elektrowni wodnych (o ok. 60 %) i powiązany z nim wolumen produkcji praw majątkowych w związku z niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi.
- **Wzrost sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych** wynika ze wzrostu wolumenu produkcji, co związane jest z (i) wyższą dyspozycyjnością jednostek wytwórczych, (ii) korzystnymi warunkami wietrzności oraz (iii) oddaniem do eksploatacji farmy wiatrowej Karwice w lipcu 2015 roku o łącznej mocy zainstalowanej 40MW. Wynik EBITDA wygenerowany przez farmę wiatrową Karwice w III kwartale 2015 roku wyniósł około 3 mln PLN.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikają głównie z wyższej stawki za usługę rezerwy interwencyjnej mocy czynnej.

## Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w III kwartale 2015 oraz 2014 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	III kwartał 2015	III kwartał 2014	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	345	86	301%
▪ Rozwojowe	340	74	359%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	5	12	-58%
Pozostałe	1	1	0%
<b>RAZEM</b>	<b>346</b>	<b>87</b>	<b>298%</b>

W III kwartale 2015 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

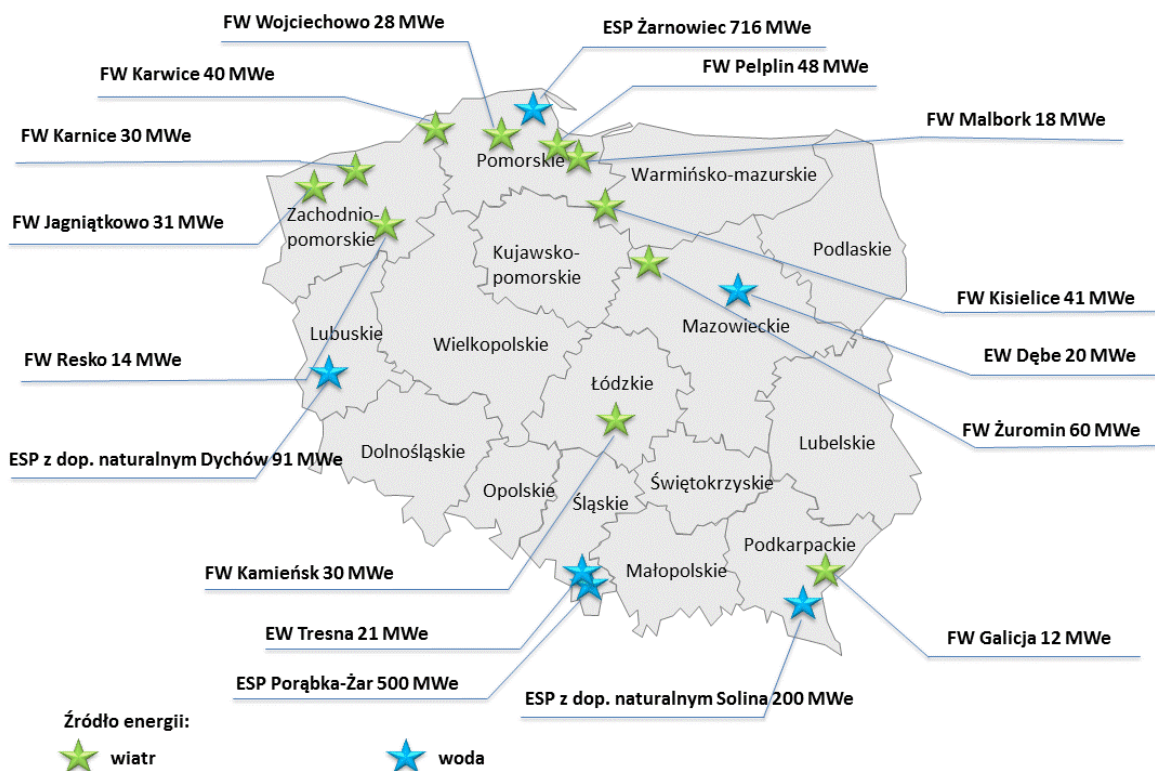
- Budowa farmy wiatrowej Resko II o mocy 76 MW 157 mln PLN;
- Budowa farmy wiatrowej Lotnisko o mocy 90 MW 137 mln PLN;
- Budowa farmy wiatrowej Kisielice II o mocy 12 MW 34 mln PLN;
- Budowa farmy wiatrowej Karwice o mocy 40 MW 12 mln PLN.

Kluczowe zdarzenia w III kwartale 2015 roku w segmencie Energetyki Odnawialnej:

- w lipcu 2015 roku oddano do eksploatacji farmę wiatrową Karwice 40 MW;
- zakończono prace związane z budową fundamentów i prowadzono montaż wież i turbin wiatrowych na projektach farm wiatrowych Lotnisko 90 MW, Resko II 76 MW oraz Kisielice 12 MW;
- uruchomiono pierwszą elektrownię fotowoltaiczną o mocy 0,6 MW zlokalizowaną na Górze Żar w Międzybrodziu Żywieckim.

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



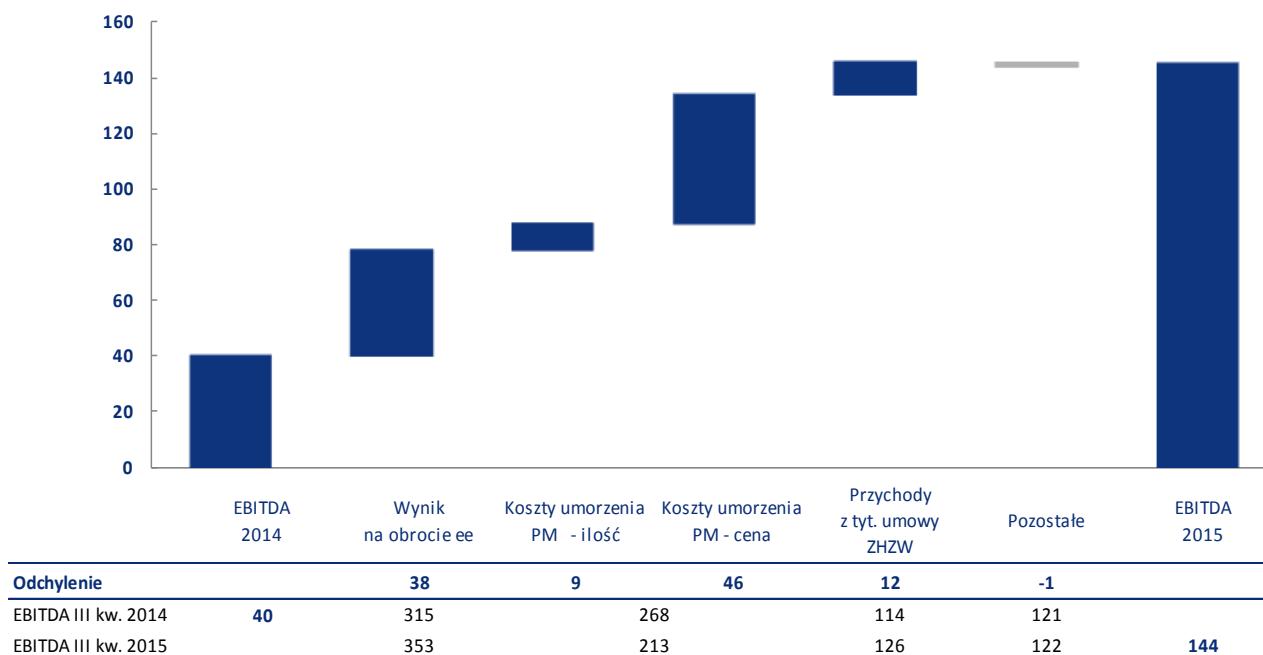
### 3.3.3 Segment Obrót

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mIn PLN	III kwartał 2015	III kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.801	3.543	7%
EBIT	138	36	283%
EBITDA	144	40	260%
Nakłady inwestycyjne	9	3	200%

\* dane przekształcone

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



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Obrót w III kwartale 2015 roku w porównaniu do wyników III kwartału 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 Wytórczymi („ZHZW”)** wynikające z wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem oraz uzyskania wyższych cen rynkowych sprzedaży w ramach tzw. obligo giełdowego. Począwszy od kwietnia 2015 roku umową ZHZW objęta została spółka PGE EO S.A., co w III kwartale 2015 roku dało dodatkowy przychód dla PGE S.A. w wysokości 1 mln PLN. Wzrost przychodów od PGE GiEK S.A. wyniósł 11 mln PLN. Skutkuje to odpowiednim wzrostem kosztów w segmencie Energetyka Konwencjonalna oraz Energetyka Odnawialna.
- **Spadek kosztów umorzenia praw majątkowych** głównie w wyniku spadku cen na rynku PM zielonych oraz obniżenia podstawy naliczania obowiązku umorzeniowego PM zielonych spowodowanego wycofaniem obowiązku umarzenia PM zielonych dla dużych odbiorców przemysłowych.

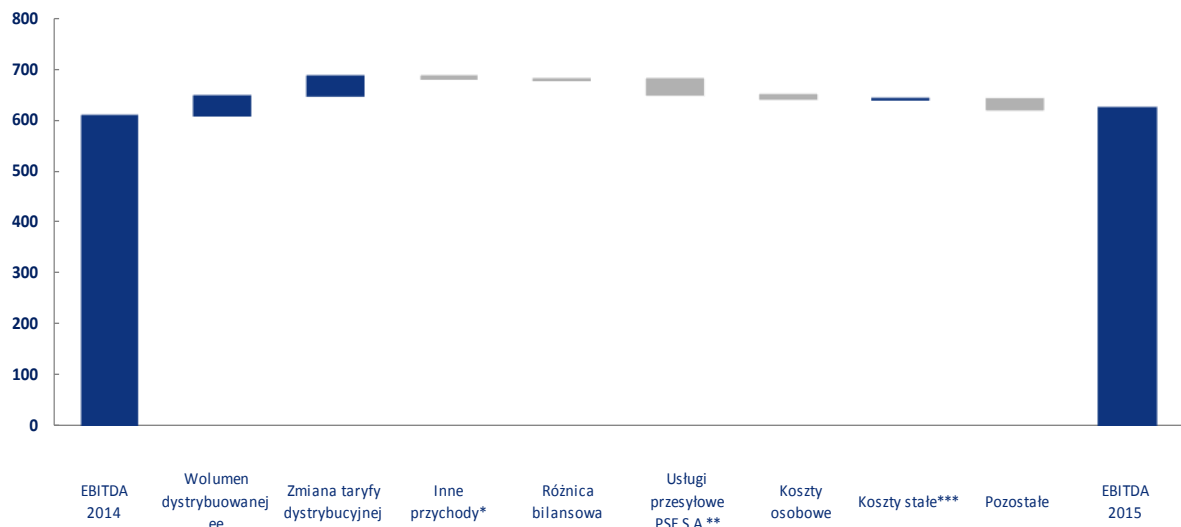
### 3.3.4 Segment Dystrybucja

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

mln PLN	III kwartał 2015	III kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1.477	1.405	5%
EBIT	360	344	5%
EBITDA	622	606	3%
Nakłady inwestycyjne	450	318	42%

\* dane przekształcone

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



	EBITDA 2014	Wolumen dystrybuowanej ee	Zmiana taryfy dystrybucyjnej	Inne przychody*	Różnica bilansowa	Usługi przesyłowe PSE S.A.**	Koszty osobowe	Koszty stałe***	Pozostałe	EBITDA 2015
Odchylenie		39	40	-7	0	-28	-9	1	-20	
EBITDA III kw. 2014	606									
EBITDA III kw. 2015										622

\* Inne przychody (energia bierna, przekroczenia mocy, usl. dodatkowe), przychody z opłaty przyłączeniowej, sprzedaż usług tranzytowych

\*\*Bez wpływu na wynik, zrównoważone wzrostem przychodu

\*\*\* Koszty stałe (pomniejszone o koszt własny zużycia ee, koszty stałe przesyłu PSE S.A. oraz koszty osobowe)

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja w III kwartale 2015 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2014 roku były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 245,6 GWh, wynikający między innymi z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o około 2,24 tys.) w porównaniu do III kwartału 2014 roku.
- **Spadek pozostałych przychodów z usługi dystrybucji** wynika głównie z niższych przychodów z energii biernej i przekroczenia mocy w związku ze: (i) spadkiem cen oraz (ii) optymalizacją zachowań odbiorców w tym obszarze, w szczególności trafniejszymi prognozami zamawiania mocy w stosunku do mocy pobranej.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z: (i) wyższych kosztów likwidacji szkód powstałych w wyniku uszkodzeń sieci przez silne wichury i nawałnice, które miały miejsce w lipcu 2015 roku oraz (ii) wyższego poziomu utworzonych odpisów aktualizujących wartość należności.



## Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w III kwartale 2015 oraz 2014 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	III kwartał 2015	III kwartał 2014	zmiana %
Sieci SN i nN	131	92	42%
Stacje 110/SN i SN/SN	45	16	181%
Linie 110 kV	7	7	0%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	144	126	14%
Zakup transformatorów i liczników	70	45	56%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	38	15	153%
Pozostałe	15	17	-12%
<b>RAZEM</b>	<b>450</b>	<b>318</b>	<b>42%</b>

W III kwartale 2015 roku w segmencie Dystrybucja kontynuowano działania związane z realizacją inwestycji prowadzonych w poprzednich okresach sprawozdawczych.

### 3.3.5 Pozostała Działalność

w mln PLN	III kwartał 2015	III kwartał 2014*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	172	469	-63%
EBIT	-5	12	-142%
EBITDA	25	43	-42%
Nakłady inwestycyjne	61	32	91%

\* dane przekształcone

Niższy wynik EBITDA o 18 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 III kwartale 2014 roku do segmentu Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2015 roku (-) 18 mln PLN
- **Niższym wynikiem spółki Exatel**, głównie w skutek wzrostu kosztów usług telekomunikacyjnych, które wynikają z nowych kontraktów z sektora publicznego realizowanych z wykorzystaniem dzierżawionej infrastruktury (-) 3 mln PLN.

Spadek wyniku został częściowo zniwelowany:

- **Wyższym wynikiem spółek Elbest sp. z o.o. i ELBEST Security sp. z o.o.** głównie z tytułu wyższych przychodów ze sprzedaży usług (+) 2 mln PLN.

#### Nakłady inwestycyjne

Największe nakłady inwestycyjne poniesione zostały przez następujące spółki:

- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 29 mln PLN;
- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 18 mln PLN;
- Exatel S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 14 mln PLN.

### 3.4 Transakcje z podmiotami powiązanymi

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

### 3.5 Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

### 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 półrocze 2015 roku posiadały następującą liczbę akcji:

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

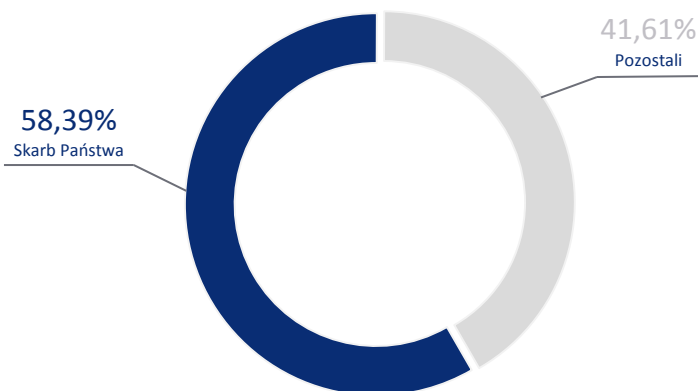
Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I półrocze (tj. 31.08.2015 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu za III kwartał (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu za III kwartał (PLN)
<b>Zarząd</b>	<b>350</b>	<b>bez zmian</b>	<b>350</b>	<b>3.500</b>
Grzegorz Krystek	350	bez zmian	350	3.500

Pozostali członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej nie posiadali akcji PGE S.A., poza odwołanym w dniu 14 września 2015 roku Panem Krzysztofem Trochimiuk, który na dzień publikacji skonsolidowanego raportu za I półrocze 2015 roku posiadał 873 akcje 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 kwartalnego.

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%
<b>Razem</b>	<b>1.869.760.829</b>	<b>1.869.760.829</b>	<b>100,00%</b>

#### 4 Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE

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

Segment	Spółka
<b>ENERGETYKA KONWENCJONALNA</b>	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.
<b>ENERGETYKA ODNAWIALNA</b>	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.
<b>OBRÓT</b>	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.
<b>DYSTRYBUCJA</b>	30. PGE Dystrybucja S.A.

## **4.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej**

### **4.1.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w trzech kwartałach 2015 roku**

W trzech kwartałach 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 trzech kwartałach 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 99,96% 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 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 29 lipca 2015 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 205.860.000 PLN do kwoty 275.859.450 PLN, tj. o kwotę 69.999.450 PLN, poprzez utworzenie 496.450 nowych udziałów o wartości nominalnej 141 PLN jeden udział. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało objęte w zamian za wkład pieniężny przez wszystkich wspólników Spółki, tj. PGE S.A., KGHM, TAURON oraz ENEA proporcjonalnie do posiadanych udziałów w spółce. W dniu 16 października 2015 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 19 sierpnia 2015 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki PGE EO S.A. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 825.000.310 PLN do kwoty 929.218.930 PLN, tj. o kwotę 104.218.620 PLN, poprzez emisję 10.421.862 nowych akcji imiennych spółki o wartości nominalnej 10 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład niepieniężny w postaci 99.576 udziałów o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział, o łącznej wartości nominalnej 99.576.000 PLN, w kapitale zakładowym spółki PGE Energia Natury sp. z o.o., co stanowi 100% udziałów w kapitale zakładowym tej spółki, o wartości 104.218.620 PLN. W dniu 8 października 2015 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W okresie od 1 stycznia do 30 września 2015 roku PGE S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych spółki PGE GiEK S.A., w wyniku przymusowego wykupu zgodnie z art. 418 KSH, łącznie 2.476.819 akcji spółki PGE GiEK S.A. (stanowiące 0,357 % udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.). Aktualnie PGE S.A. posiada akcje stanowiące łącznie 99,96% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

W trzech kwartałach 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. uchwałę o połączeniu z PGE GiEK S.A. podjęło 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.
- 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.

#### **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 „Kisielice/Malbork” z siedzibą w Malborku.

W związku ze zmianami w segmencie Energetyka Odnawialna oddział „Kisielice/Malbork” z siedzibą w Malborku został przeniesiony jako ZPC na rzecz PGE EO S.A.

- 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 pierwszych trzech kwartałach 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała działalności w żadnym istotnym obszarze.

## 4.2 Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE

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

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

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



## 5 Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

### 5.1 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 I półrocza GK PGE zidentyfikowała szereg czynników, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów.

W III kwartale 2015 roku Grupa dokonała ponownej weryfikacji przesłanek i nie stwierdziła istotnych zmian w stosunku do poprzedniej analizy.

Do najważniejszych czynników zmieniających wartość odzyskiwalną aktywów w ocenie Grupy należą:

- 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 CO<sub>2</sub> na rynku. Spowodowało to wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ciągu I półrocza 2015 roku o 10% z 7,0 EUR/t do ponad 7,7 EUR/t. Trend wzrostowy jest utrzymany i we wrześniu 2015 roku uprawnienia były handlowane średnio za 8,4 EUR/t. Zmiany te sprawiają, że długoterminowo Grupa Kapitałowa PGE spodziewa się silniejszej presji na wprowadzanie kolejnych modyfikacji w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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. 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, co znajduje potwierdzenie w utrzymujących się niskich kwotowaniach produktów terminowych („API2”) na rynku światowym i niskich obserwowanych cenach transakcyjnych („PSCMI1”) na rynku polskim. Nadpodaż węgla kamiennego 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 trzech kwartałach 2015 roku odpowiednio o 12% i 14%. Niższe ceny na rynkach spotowych w Niemczech i Skandynawii powodują utrzymującą się wysoką konkurencyjność importu energii do Polski. W pierwszych trzech kwartałach 2015 roku cena na rodzimym rynku spotowym była wyższa od średnich cen na EEX i Nordpool o odpowiednio 28 i 63 PLN/MWh.

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 na dzień 30 czerwca 2015 roku 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 CO<sub>2</sub> na lata 2015-2030, zakładające ponad dwupółkrotny 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> na ciepło na lata 2013-2020 opublikowanych przez Ministerstwo Środowiska,
- uwzględnienie przydziału darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> 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, wynikającej m.in. z aktualnych planów etatyzacji,
- utrzymanie zdolności produkcyjnych w wyniku prowadzenia inwestycji o charakterze odtworzeniowym,
- uwzględnienie inwestycji rozwojowych, dla których prace zostały rozpoczęte,
- 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 CO<sub>2</sub>, 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 roku 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
<b>Jednostki wytwórcze segmentu Energetyka Konwencjonalna</b>			
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
<b>RAZEM</b>	<b>29.329</b>	<b>-8.842</b>	<b>20.487</b>

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 września 2015 roku Grupa utworzyła odpisy aktualizujące w wartości 90 mln PLN. Odpis aktualizujący w łącznej wysokości 8.932 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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 <sub>2</sub> w całym okresie prognozy	+ 1%	0,4	-
	- 1%	-	0,4
Założenie dotyczące tzw. rynku mocy	brak rynku mocy po 2023 roku	5,2	-

## **5.2 Opis znaczących umów - zawarcie długoterminowej umowy kredytowej z konsorcjum banków**

W dniu 7 września 2015 roku PGE zawarła długoterminową umowę kredytową z konsorcjum banków w składzie: BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, Société Générale S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A., ING Bank Śląski S.A., Bank Zachodni WBK S.A., mBank S.A., Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. oraz Bank Polska Kasa Opieki S.A. (Organizatorzy i Kredytodawcy) oraz Bank Handlowy w Warszawie S.A. (jako Agent Kredytu).

Przedmiot umowy obejmuje udzielenie kredytu w dwóch częściach tj. kredytu terminowego do kwoty 3.630 mln PLN i kredytu odnawialnego do kwoty 1.870 mln PLN. Data wygaśnięcia umowy przypada na dzień 30 września 2023 roku, przy czym ostateczny dzień spłaty kredytu odnawialnego przypada na dzień 30 kwietnia 2019 roku a ostateczny dzień spłaty kredytu terminowego na dzień 30 września 2023 roku. Oprocentowanie kredytów oparte będzie na zmiennej stopie, w oparciu o odpowiednie stopy WIBOR (stawka referencyjna), powiększonej o marżę. Umowa nie przewiduje kar umownych.

Wartość Umowy spełnia kryterium umowy znaczącej, ponieważ przekracza 10% kapitałów własnych PGE. Łączna wartość wszystkich innych umów zawartych przez PGE oraz jej jednostki zależne z bankami uczestniczącymi w konsorcjum w ciągu 12 miesięcy poprzedzających zawarcie Umowy wyniosła ok. 3,2 mld PLN.

## **5.3 Pozyskanie kredytu o wartości 2 mld PLN od Europejskiego Banku Inwestycyjnego**

W dniu 27 października 2015 roku PGE S.A. zawarła z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym dwie umowy kredytowe na łączną kwotę prawie 2 mld PLN.

Kwota 1,5 mld zł, pozyskana na podstawie pierwszej z umów, przeznaczona zostanie na projekty związane z modernizacją i rozbudową sieci dystrybucyjnych. Środki pochodzące z drugiej umowy, czyli pozostałe 0,5 mld PLN, przeznaczone zostaną na finansowanie i refinansowanie budowy bloków kogeneracyjnych PGE GiEK Elektrociepłownia Gorzów i PGE GiEK Elektrociepłownia Rzeszów. Europejski Bank Inwestycyjny udostępni kredyty do 22 miesięcy od daty podpisania umów. Zgodnie z ustalonymi warunkami środki powinny zostać spłacone w terminie do 15 lat od przekazania ostatniej transzy.

## **5.4 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.

## **5.5 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.

## **5.6 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.

## **5.7 Przedłużenie pracy bloku nr 1 w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów**

W dniu 27 października 2015 roku Zarząd PGE GiEK S.A. wyraził zgodę na przedłużenie pracy bloku nr 1 w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów po 31 grudnia 2015 roku w trybie pracy jako źródło „szczytowo-rezerwowe”. Liczba godzin pracy bloku w roku wynosi maksymalnie 1.500.

## **5.8 Potwierdzenie ratingu przez Fitch Ratings Ltd. and Moody's Investors Service Limited**

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 CO<sub>2</sub> 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.

## **5.9 Przyznanie ratingu przez Fitch Ratings Ltd. dla planowanej emisji euroobligacji**

Agencja Fitch Ratings w dniu 10 września 2015 roku nadała oczekiwany rating niezabezpieczonego zadłużenia w walucie obcej na poziomie BBB+ (EXP) planowanej emisji euroobligacji średnioterminowych w ramach programu emisji obligacji do kwoty 2 mld euro spółki PGE Sweden AB (publ) ustanowionego 22 maja 2014 roku.

## **5.10 Działania związane z energetyką 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 trzech kwartałach 2015 roku prowadzono prace nad wstępną strukturą finansowania Projektu na bazie dokonanej aktualizacji założeń nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji elektrowni jądrowej oraz rewizji modelu finansowego inwestycji. Prace były prowadzone ze wsparciem zewnętrznego konsultanta.

W 2015 roku miały również miejsce kolejne spotkania w ramach dialogu wstępnego z konsorcjami zainteresowanymi udziałem w Projekcie w celu bliższego określenia przyszłych relacji biznesowo-kapitałowych.

W trzech kwartałach 2015 roku PGE S.A. prowadziła wstępne rozmowy z instytucjami finansowymi zainteresowanymi uczestnictwem w projektach jądrowych.

Na potrzeby postępowania zintegrowanego prowadzone są prace nad kryteriami kwalifikacji i oczekiwań wobec instytucji finansowych.

### **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.

W III kwartale 2015 roku PGE S.A. przekazała do Ministerstwa Gospodarki raport pt. "Kontrakt różnicowy (CfD) jako rekomendowany mechanizm zapewnienia ekonomicznej przewidywalności i opłacalności wdrożenia polskiego projektu jądrowego - Uzasadnienie rekomendacji z analizy wariantowej alternatywnych opcji ekonomicznych, finansowych oraz prawnych dla struktury i warunków CfD w kontekście projektu polskiej elektrowni jądrowej".

### **Zarządzanie projektem, integracja, bezpieczeństwo**

W trzech kwartałach 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 ramach współpracy z Doradcą Technicznym odebrano pierwsze produkty, niezbędne do właściwego zaplanowania, prowadzenia przygotowania i budowy elektrowni jądrowej.

PGE EJ 1 sp. z o.o. rozpoczęła współpracę z zewnętrznym konsultantem w zakresie opracowania i wdrożenia architektury bezpieczeństwa zgodnej z metodyką SABSA oraz 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 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. przygotowała projekt Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia oraz rozpoczęła 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 („GDOŚ”) 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.

Opracowano raport opisujący wyniki przeprowadzonej wielokryterialnej analizy lokalizacji Lubiatowo-Kopalino oraz kontynuowano prace nad analizą oddziaływania lokalizacji elektrowni jądrowej na obszary Natura 2000. W IV kwartale 2015 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. planuje uzyskać postanowienie GDOŚ określające zakres wymaganego Raportu o oddziaływaniu na środowisko. W kolejnym okresie sprawozdawczym kluczowa będzie kontynuacja mobilizacji badań lokalizacyjnych i środowiskowych na potrzeby uzyskania Decyzji lokalizacyjnej i Decyzji środowiskowej.

#### **Postępowanie zintegrowane (w tym technologia i O&M)**

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

W trzech kwartałach 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. We wrześniu zakończono prace nad uzgodnieniem finalnej wersji treści deklaracji udziału w postępowaniu zintegrowanym, która została następnie rozesłana do podmiotów uczestniczących w dialogu wstępnym.

W IV kwartale planowane jest zakończenie prac nad opracowaniem szczegółowej koncepcji i harmonogramu postępowania zintegrowanego, dokumentacji kwalifikacyjnej, regulaminu postępowania zintegrowanego i regulaminu Komisji Przetargowej. Uruchomienie konkurencyjnego etapu postępowania zintegrowanego planowane jest na koniec IV kwartału 2015 roku.

#### **Licencjonowanie (zezwolenia/ pozwolenia)**

W trzech kwartałach 2015 roku prowadzono współpracę z DT w zakresie przygotowania i odbioru planu uzyskania zezwoleń i pozwoleń wymaganych w procesie inwestycyjnym.

Na podstawie złożonego wniosku przez PGE EJ 1 Sp. z o.o. do GDOŚ zostały wszczęte procedury administracyjne w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej oraz w zakresie przeprowadzenia postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko tego przedsięwzięcia. Przeprowadzono spotkania z urzędami dozorowymi: Urząd Dozoru Technicznego („UDT”), Główny Urząd Nadzoru Budowlanego („GUNB”), których przedmiotem były zagadnienia związane m. in. z normami i standardami mającymi zastosowanie w procesie projektowania, budowy, rozruchu i eksploatacji elektrowni jądrowej.

W związku z toczącym się postępowaniem administracyjnym w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej oraz postępowaniem w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko tego przedsięwzięcia, w IV kwartale 2015 roku planowane jest zaangażowanie w proces udzielania pytań i wyjaśnień w tym zakresie. Planowane są również działania mające na celu ustalenie z Polską Agencją Atomistyki („PAA”) ścieżki postępowania w związku z uzyskiwaniem ogólnej opinii Prezesa PAA na potrzeby Decyzji Zasadniczej dla elektrowni jądrowej.

#### **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 trzech kwartałach 2015 roku prowadzono także konsultacje m.in. następujących aktów prawnych:

- poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy prawo ochrony środowiska oraz innych ustaw;
- projektu ustawy o zmianie ustawy o samorządzie gminnym oraz o zmianie niektórych innych ustaw;
- projektu ustawy o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko;
- projektu ustawy Kodeks budowlany;
- projektu Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej;
- projektu Polityki energetycznej Polski do 2050 roku.

## **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](http://www.swiadomiooatomie.pl) i newsletter), jak i lokalnym (np. Lokalne Punkty Informacyjne).

W trzech kwartałach 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. Przedstawiono wyniki badań, które pokazały utrzymujące się na wysokim poziomie (66-78%) poparcie dla budowy w Polsce elektrowni jądrowej w gminach lokalizacyjnych i ich sąsiedztwie.

## **5.11 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. W dniu 28 lipca 2015 roku przez akcjonariusza została złożona apelacja. Spółka złożyła odpowiedź na apelację.
- 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. W dniu 21 września 2015 roku Spółka wniosła odpowiedź na pozew.
- W dniu 23 października 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 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 14 września 2015 roku w przedmiocie wyboru Przewodniczącego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia. Spółka zamierza wnieść odpowiedź na pozew.

### **Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji**

Byli akcjonariusze PGE Górnictwo i Energetyka S.A. występują do sądów z wnioskami o zawiązanie PGE S.A. do prób ugodowych o zapłatę odszkodowania z tytułu nieprawidłowego ich zdaniem ustalenia parytetu wymiany akcji 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 zawiązań do prób ugodowych skierowanych przez byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A. wynosi prawie 9 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. We wrześniu 2015 roku Socrates Investment S.A. przedstawił pismo stanowiące odpowiedź na odpowiedź na pozew.

PGE S.A. nie uznaje żądań Socrates Investment S.A. oraz pozostałych akcjonariuszy występujących z zawiązaniami 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 PGE EJ 1 sp. z o.o. 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 bankowej, spółce przysługuje względem WorleyParsons roszczenie o zapłatę 14 mln PLN jako kara umowna tytułem opóźnienia.

W dniu 7 sierpnia 2015 roku spółka PGE EJ 1 sp. z o.o. wniosła do Sądu Okręgowego w Warszawie, Wydział Gospodarczy pozew przeciwko WorleyParsons o zapłatę kwoty prawie 15 mln PLN powiększonej o odsetki ustawowe z tytułu opóźnienia w zapłacie należnej kwoty. Na żądaną kwotę składa się kwota zaległych kar umownych i kwota odsetek za opóźnienie skapitalizowanych na dzień wniesienia pozwu.

### **5.12 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”), Sądem Apelacyjnym oraz Sądem Najwyższym. Postępowania te znajdują się na różnym etapie zaawansowania.

W trzech kwartałach 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.

- zapadł niekorzystny wyrok Sądu Apelacyjnego w sprawie dotyczącej korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów za rok 2011. Wyrok jest prawomocny. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi blisko 6 mln PLN.
- 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 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.

W dniu 30 lipca 2015 roku PGE GiEK S.A. wystosowała do Skarbu Państwa - Prezesa URE wniosek o zawezwanie do próby ugodowej skierowane w sprawie zapłaty na rzecz Spółki kwoty 0,5 mln PLN tytułem odszkodowania za utracone korzyści dla Spółki, w związku z wydaniem niekorzystnej decyzji za rok 2011. W dniu 23 października 2015 roku na posiedzeniu pojednawczym nie doszło do zawarcia ugody.

W dniu 31 lipca 2015 roku został nadany pozew do Sądu Okręgowego w Warszawie w sprawie z powództwa PGE GiEK S.A. przeciwko Skarbowi Państwa - Prezesowi URE o odszkodowanie w wysokości około 58 mln PLN za utracone korzyści dla Spółki, wskutek wydania przez Prezesa URE niekorzystnych decyzji dot. kosztów osieroconych za rok 2008.

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 559 mln PLN. Spółka uważa tę kwotę za bezsporną. Wysokość zaliczek pobranych za 2014 rok wyniosła 299 mln PLN.

W dniu 24 sierpnia 2015 roku Zarząd PGE GiEK S.A. złożył do Prezesa URE wniosek o zaliczkę dla jednostek wytwórczych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów i PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole na kwotę 229 mln PLN. Wartość ta jest równa maksymalnej kwocie kosztów osieroconych dla PGE GiEK S.A. na rok 2016, która została zaktualizowana Decyzją Prezesa URE z dnia 21 lipca 2015 roku.

#### **Wpływ na sprawozdanie za okres zakończony dnia 30 września 2015 roku**

W sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 30 września 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła w przychodach ze sprzedaży przychody z tytułu KDT w wysokości 443 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 od 2008 roku do 30 września 2015 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła przychody z tytułu rekompensat KDT w wysokości 6.984 mln PLN.

### **5.13 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.

#### **5.14 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.

W dniu 14 września 2015 roku odbyło się Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie, które podjęło uchwały w przedmiocie zmian w składzie Rady Nadzorczej. W wyniku podjętych uchwał odwołano Barbarę Dybek (Przewodnicząca Rady Nadzorczej) oraz Krzysztofa Trochimiuka. Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonuje w następującym składzie:

<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Pełniona funkcja</b>
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Jacek Barylski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Małgorzata Molas	Sekretarz Rady Nadzorczej
Małgorzata Mika – Bryska	Członek Rady Nadzorczej
Jarosław Gołębiowski	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Piotr Machnikowski	Członek Rady Nadzorczej- członek niezależny
Jacek Fotek	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Marek Ściążko	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

Zgodnie z uchwałami Rady Nadzorczej z dnia 9 października 2015 roku zmienione zostały również składy Komitetów działających w ramach Rady Nadzorczej.

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 31/X/2015, Komitet Audytu funkcjonuje w następującym składzie:

<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Pełniona funkcja</b>
Jarosław Gołębiowski*	Przewodniczący Komitetu
Anna Kowalik	Członek Komitetu
Jacek Fotek	Członek Komitetu

\*22 października 2015 roku Pan Jarosław Gołębiowski objął stanowisko Przewodniczącego Komitetu Audytu

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 32/X/2015, Komitet Ładu Korporacyjnego funkcjonuje w następującym składzie:

<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Pełniona funkcja</b>
Piotr Machnikowski	Członek Komitetu
Małgorzata Mika – Bryska	Członek Komitetu
Jacek Barylski	Członek Komitetu

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 34/X/2015, Komitet Strategii i Rozwoju funkcjonuje w następującym składzie:

<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Pełniona funkcja</b>
Małgorzata Mika – Bryska*	Przewodnicząca Komitetu
Jarosław Gołębiowski	Członek Komitetu
Marek Ściążko	Członek Komitetu
Małgorzata Molas	Członek Komitetu

\*13 października 2015 roku Pani Małgorzata Mika-Bryska objęła stanowisko Przewodniczącego Komitetu Strategii i Rozwoju

Zgodnie z uchwałą Rady Nadzorczej nr 33/X/2015, Komitet Nominacji i Wynagrodzeń funkcjonuje w następującym składzie:

<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Pełniona funkcja</b>
Jacek Barylski	Członek Komitetu
Małgorzata Molas	Członek Komitetu
Piotr Machnikowski	Członek Komitetu
Anna Kowalik	Członek Komitetu

### **5.15 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.

### **5.16 Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji**

W ramach Grupy w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 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.

### **5.17 Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej**

Na dzień 30 września 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 notcie nr B.12.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

### **5.18 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 oraz w punkcie 4.1. niniejszego sprawozdania.

## **6 Oświadczenia Zarządu**

### **6.1 Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego**

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., okresowe 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 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 9 listopada 2015 roku.

Warszawa, 9 listopada 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> ; jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO <sub>2</sub>
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 <sup>9</sup> 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 <sub>2</sub> )
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm <sup>3</sup>	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m <sup>3</sup> przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO <sub>x</sub>	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 3 I 9 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 WRZEŚNIA 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 (PM)	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 rzeczywistością 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 <sub>2</sub>
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 <sup>9</sup> 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 <sup>2</sup> ) / (A x s <sup>3</sup> )
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m <sup>2</sup> x s <sup>-3</sup>
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