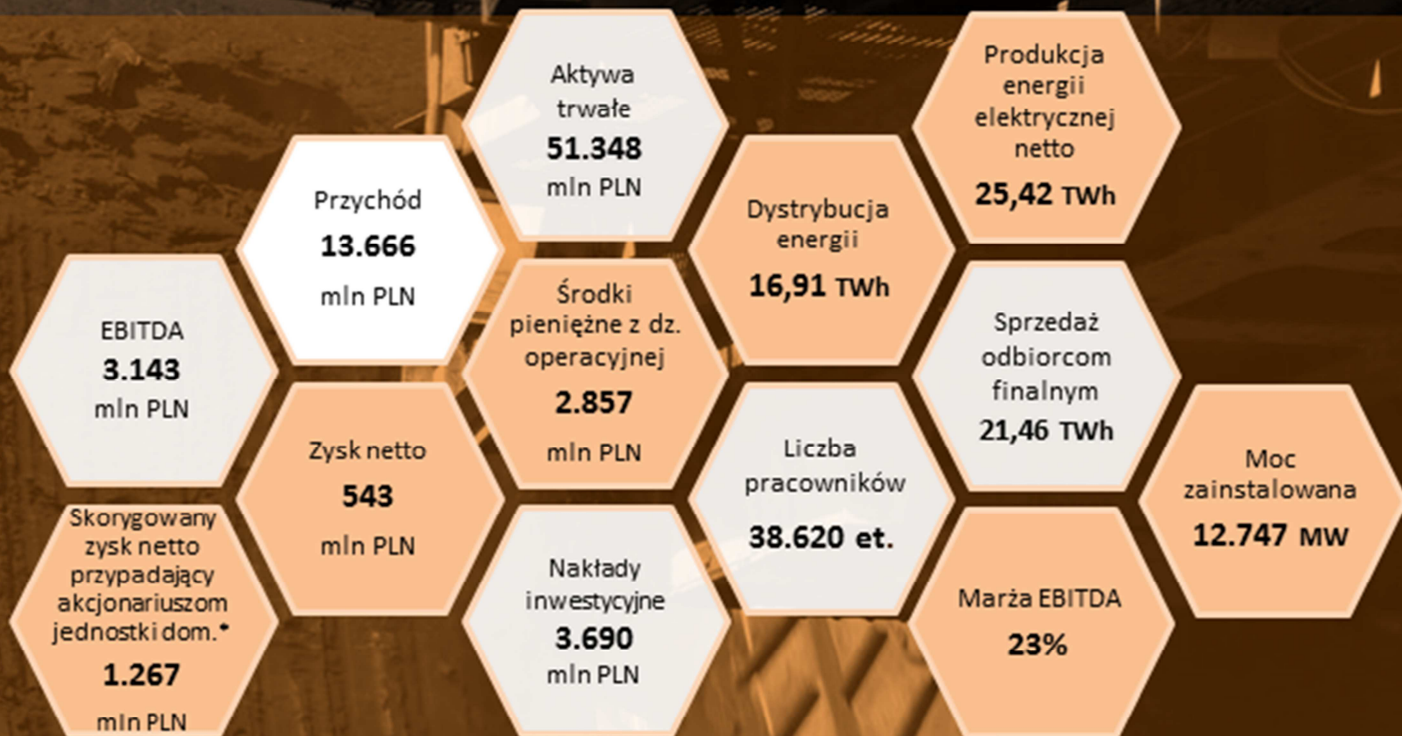


**Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za okres 6 miesięcy**

zakończony dnia 30 czerwca 2016 roku

Spis treści

1	Działalność Grupy Kapitałowej	6
1.1	Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej PGE	7
1.2	Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki	8
2	Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 – 2020 i kluczowe działania podejmowane w I półroczu 2016 roku	23
3	Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	33
3.1	Wyniki finansowe GK PGE	33
3.2	Wyniki operacyjne GK PGE	39
3.3	Segmenty działalności – dane finansowe	42
3.4	Transakcje z podmiotami powiązanymi	51
3.5	Publikacja prognoz wyników finansowych	51
3.6	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	52
4	Ryzyka i zagrożenia Grupy Kapitałowej PGE	53
5	Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE	58
5.1	Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	59
5.2	Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE	61
6	Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	62
6.1	Umowa Inwestycyjna w sprawie inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o.	62
6.2	Zmiany w składzie Zarządu	62
6.3	Zmiany w składzie Rady Nadzorczej	63
6.4	Działania związane z energetyką jądrową	65
6.5	Kwestie prawne	66
6.6	Opis znaczących umów	68
6.7	Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	68
6.8	Utrata wartości majątku wytwórczego segmentu Energetyka Odnawialna	68
6.9	Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	69
6.10	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	70
6.11	Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	71
6.12	Informacja dotycząca wypłaty dywidendy za 2015 rok	71
6.13	Informacja dotycząca potencjalnego zbycia przez PGE S.A. na rzecz Polskiej Grupy Zbrojeniowej udziałów Exatel S.A.	71
6.14	Informacja na temat sporu pomiędzy Exatel S.A. a Taifun Real sp. z o.o.	71
6.15	Rating	71
6.16	Korekta raportu półrocznego opublikowanego w dniu 9 sierpnia 2016 roku	72
7	Oświadczenia Zarządu	73
7.1	Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	73
7.2	Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego	73
8	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	73
	Słowniczek	74

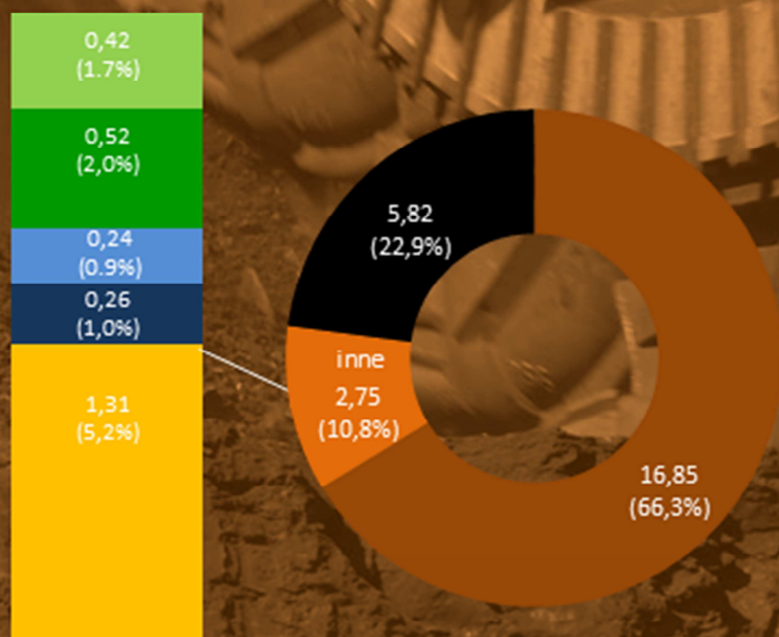


PRZYCHODY [MLD PLN]



STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO [TWh]



* Zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

ENERGETYKA KONWENCJONALNA



ENERGETYKA ODNAWIALNA



Działalność

Wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych, przesyłanie i dystrybucja ciepła oraz działalność pomocnicza w powyższym zakresie

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

Kluczowe aktywa segmentu

4 elektrownie konwencjonalne
8 elektrociepłowni
2 kopalnie węgla brunatnego

14 farm wiatrowych
1 elektrownia fotowoltaiczna
29 elektrowni wodnych przepływowych
4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym
2 z dopływem naturalnym

Wolumeny energii

Produkcja energii elektrycznej netto w I półroczu 2016 roku
24,4 TWh

Produkcja energii elektrycznej netto w I półroczu 2016 roku
1,02 TWh

Pozycja Rynkowa

PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego

PGE jest największym producentem energii ze źródeł odnawialnych

Przychody [mln PLN]

5.652

370

EBITDA [mln PLN]

1.568

205

Udział w EBITDA grupy

50%

7%

Nakłady inwestycyjne [mln PLN]

2.855

95

Aktywa [mln PLN]

33.603

3.849

Moc zainstalowana [MW]

10.613

2.134

OBRÓT



DYSTRYBUCJA



Działalność

Obrót hurtowy i detaliczny energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym oraz produktami powiązаныmi, paliwami i pozwoleniami do emisji (CO₂)

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

Kluczowe aktywa segmentu

-

284.603 km linii dystrybucyjnych

Wolumeny energii

Sprzedaż energii do odbiorców finalnych w I półroczu 2016
21,43 TWh

Dystrybuowana energia w I półroczu 2016
16,91 TWh

Pozycja Rynkowa

Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii

Przychody [mln PLN]

8.047

2.922

EBITDA [mln PLN]

208

1.117

Udział w EBITDA grupy

7%

36%

Nakłady inwestycyjne [mln PLN]

7

713

Aktywa [mln PLN]

4.651

16.814

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 następujących segmentach:

- Energetyka Konwencjonalna obejmuje poszukiwanie i wydobycie węgla brunatnego oraz produkcję energii w elektrowniach oraz elektrociepłowniach a także działalność pomocniczą w powyższym zakresie.
- Energetyka Odnawialna obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz ze źródeł odnawialnych.
- Obrót obejmuje sprzedaż i zakup energii elektrycznej oraz gazu na rynku hurtowym, obrót uprawnieniami do emisji CO₂ oraz prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii oraz zakup i dostawy paliw, a także sprzedaż energii elektrycznej oraz świadczenie usług odbiorcom końcowym.
- Dystrybucja obejmuje zarządzanie lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi oraz przesyłanie energii elektrycznej.
- Pozostała Działalność obejmuje świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej np. organizacja pozyskiwania finansowania, świadczenie usług informatycznych, telekomunikacyjnych, księgowo-kadrowych. Dodatkowo segment Pozostała Działalność obejmuje działalność spółki zależnej, której głównym przedmiotem działalności jest przygotowanie i realizacja projektu budowy elektrowni jądrowej.

1.1 Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej PGE

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

Otoczenie rynkowe	Opis punkt
Popyt	<ul style="list-style-type: none"> ● wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło 1.2.1 ● sezonowość i warunki pogodowe
Rynek energii	<ul style="list-style-type: none"> ● ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym 1.2.4 ● ceny i taryfy energii elektrycznej i ciepłej na rynku detalicznym 1.2.3 ● taryfy na przesył i dystrybucję ciepła oraz taryfy na dystrybucję energii elektrycznej 1.2.3
Rynki powiązane	<ul style="list-style-type: none"> ● ceny praw majątkowych (świadczeń pochodzenia energii elektrycznej, „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 CO₂ 1.2.6
Infrastruktura energetyczna	<ul style="list-style-type: none"> ● dostępność transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych 1.2.4 ● przyrost mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym w obszarze odnawialnych źródeł energii („OZE”) oraz kogeneracji 1.2.4 ● rozwój i modernizacja sieci energetycznych
Otoczenie makroekonomiczne	<ul style="list-style-type: none"> ● dynamika PKB, a w szczególności produkcji przemysłowej 1.2.1 ● stopy procentowe oraz kursy walutowe, których wysokość ma wpływ na wycenę wykazywanych przez Grupę aktywów i zobowiązań
Otoczenie regulacyjne	
Krajowe	<ul style="list-style-type: none"> ● ewentualne zmiany polityki energetycznej państwa w wyniku powstania nowej Polityki Energetycznej Polski do roku 2050 („PEP 2050”) ● zmiany w zakresie usług systemowych takie jak: <ul style="list-style-type: none"> ▪ modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy ▪ modyfikacja usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej ▪ uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania ● wdrożenie rynku mocy ● kolejne nowelizacje ustawy o odnawialnych źródłach energii, określające system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych ● poziom obowiązku umorzeń świadectw pochodzenia na kolejne lata ● parametry i harmonogram aukcji dla instalacji OZE ● wyniki prowadzonego przez Komisję Europejską postępowania w sprawie notyfikacji systemów wsparcia kogeneracji i odnawialnych źródeł energii ● wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) oraz sprawy sądowe w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”) ● kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego jest uzależniony między innymi od wskaźników SAIDI i SAIFI oraz czasu przyłączenia ● możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego ● projekt ustawy – Prawo wodne zmieniający sposób poboru opłat za wodę
Zagraniczne	<ul style="list-style-type: none"> ● regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego 2030 – ustalenia szczytu klimatycznego z października 2014 roku, w szczególności: ustalenie co najmniej 40% celu redukcji emisji CO₂, 27% celu udziału źródeł odnawialnych w zużyciu energii ogółem, 27% celu poprawy efektywności, w tym: <ul style="list-style-type: none"> ▪ projekt rewizji dyrektywy o systemie handlu uprawnieniami do emisji („EU ETS”) formuła mechanizmów kompensacyjnych – Funduszu Modernizacyjnego oraz darmowego przydziału uprawnień do emisji CO₂ ▪ zaskarżenie przez Polskę przed Trybunałem Sprawiedliwości decyzji o wprowadzeniu

- Rezerwy Stabilizacyjnej Rynku („MSR”) na rynku uprawnień do emisji CO₂ – możliwy wpływ na ceny CO₂ i procedurę ustalania polityki klimatycznej
- projekt rewizji dyrektywy o odnawialnych źródłach energii („REDII”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do 27% udziału źródeł odnawialnych w miksie energetycznym na poziomie UE do 2030 roku
- projekt rewizji dyrektywy o efektywności energetycznej („EED”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do 27% poprawy efektywności energetycznej na poziomie UE do 2030 roku
- regulacje związane z ograniczeniem emisji innych zanieczyszczeń, w tym:
 - proces rewizji najlepszych dostępnych technik („BAT”) – niepewność co do ostatecznego terminu publikacji konkluzji BAT, a co się z tym wiąże – daty dostosowania do nowych wymogów floty wytwórczej. Preferencyjny termin dostosowania do wymogów konkluzji BAT to 2024 rok, co oznacza konieczność opóźnienia publikacji konkluzji BAT do końca 2019 roku
 - projekt dyrektywy National Emission Ceilings („NEC”) w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza i jego wpływ na sektor elektroenergetyczny, w tym ustalenie ostatecznej treści przepisów wyznaczających pułapy emisji oraz sposób ich realizacji przez władze krajowe
- realizacja koncepcji Unii Energetycznej, w tym:
 - 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
 - nowa dyrektywa mająca na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, która może przewidywać wiążący prawnie obowiązek rozbudowy interkonektorów do 10% w 2020 roku oraz 15% w 2030 roku
 - proces harmonizacji mechanizmów mocowych w UE

1.2 Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki

1.2.1 Sytuacja makroekonomiczna

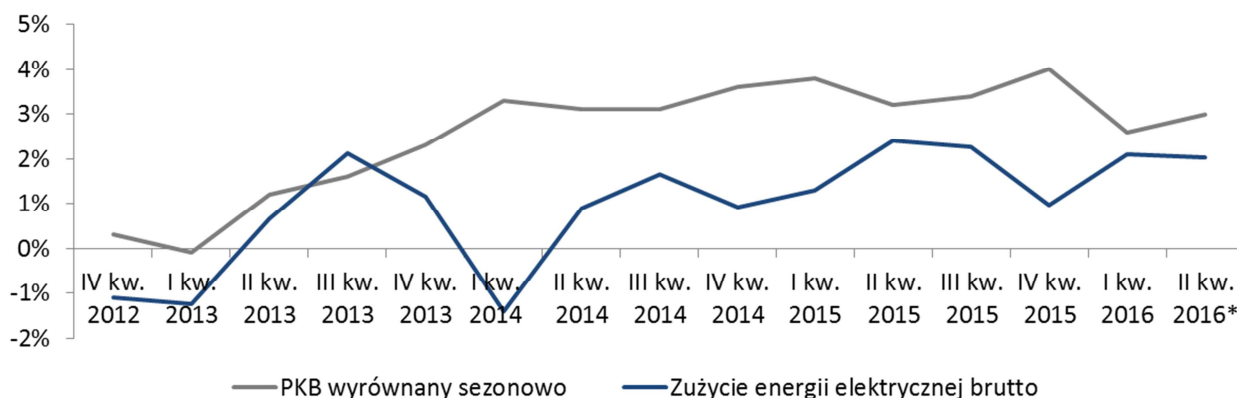
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe 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. Z danych historycznych w długim okresie wynika jednak, że związek ten ulega osłabieniu w związku z malejącą ogólną energochłonnością gospodarki. W ciągu ostatnich 10 lat realny Produkt Krajowy Brutto Polski wzrósł około czterokrotnie silniej niż zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania, a także istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W I półroczu 2016 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,1% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wzrost był wyższy niż przed rokiem, kiedy to zużycie energii wzrosło w I półroczu o 1,8% w porównaniu z analogicznym okresem w 2014 roku.

Tendencje gospodarcze w I półroczu 2016 roku pozostały ogólnie pozytywne. Zgodnie z dostępnymi na dzień publikacji prognozami rynkowymi PKB wyrównany sezonowo w II kwartale 2016 roku był realnie wyższy o 3,0%* niż w poprzednim roku.

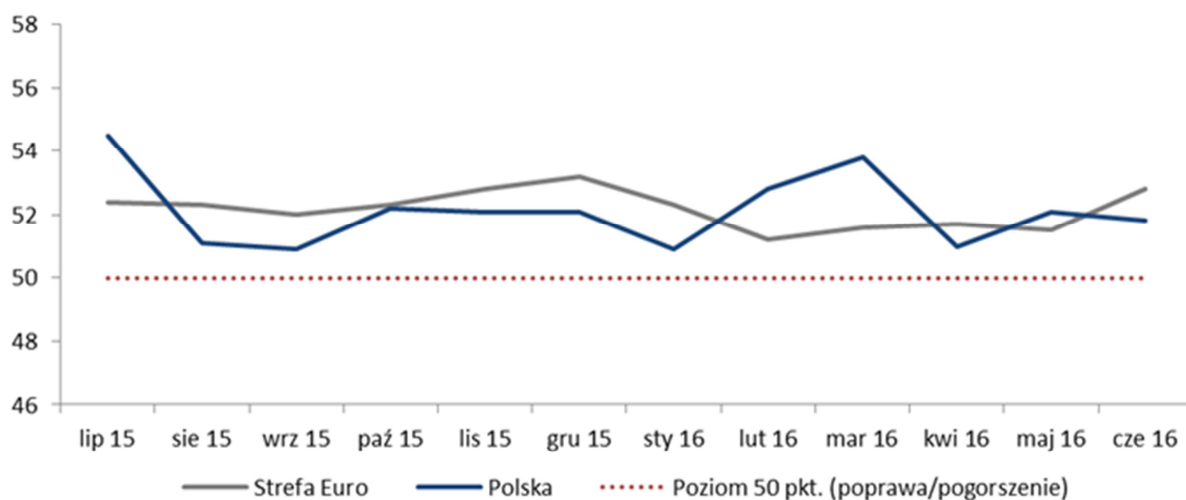
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



*Wartość PKB za II kwartał 2016 roku oszacowana w oparciu o prognozy analityków, wzrost zużycia energii elektrycznej brutto zgodnie z PSE
Źródło: Główny Urząd Statystyczny, PSE

Wzrostowi gospodarstwu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła umiarkowana optymistyczna sytuacja polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za około 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu wynosił w I połowie 2015 roku średnio 54,3 pkt, a dla I półrocza 2016 roku średnio 52,1 pkt. Oznacza to pozycję ponad granicą 50 punktów, powyżej której ankietowani menedżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora. Pozytywny wynik to efekt przede wszystkim rosnącej produkcji i zatrudnienia. Wyniki polskiego sektora przemysłowego powinny być wzmacniane przez strefę euro, której wskaźnik PMI w I półroczu 2015 roku utrzymywał się średnio na poziomie 51,8 pkt, a w I półroczu 2016 roku średnio na poziomie 51,9 pkt.

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 I półroczu 2016 roku zanotowano średni wzrost na poziomie 5,7% r/r wobec 3,9% w analogicznym okresie poprzedniego roku. Zmiana była spowodowana znaczącą dynamiką wzrostu przetwórstwa przemysłowego (7,3% r/r w I półroczu 2016 roku wobec 4,5% w I półroczu 2015 roku). Ponownie spadła natomiast wartość produkcji w całym sektorze energetycznym (-3,8% r/r w I półroczu 2016 roku wobec -5,5% w I półroczu 2015 roku). Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) utrzymuje negatywną dynamikę od ponad trzech lat. W I półroczu 2016 roku PPI spadł o 1,1%, ze względu na niższe ceny paliw kopalnych, w szczególności ropy naftowej i węgla.

Od lipca 2014 roku wskaźnik cen konsumenta („CPI”) odnotowuje ujemne wartości. Wskaźnik CPI w analizowanym okresie wyniósł -0,8% r/r.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	I półrocze 2016 I półrocze 2015	
Produkt Krajowy Brutto ¹	3,0	3,2
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	-0,8	-0,8
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ²	-1,1	-2,4
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ²	5,7	3,9
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ²	7,3	4,5
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	-3,8	-5,5
Dynamika krajowego zużycia energii elektrycznej brutto ⁴	2,1	1,8
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	81,6	79,9
EUR/PLN ⁵	4,37	4,14

Źródło: ¹ GUS, wartość PKB wyrównana sezonowo za II kwartał 2016 oszacowana w oparciu o prognozy analityków, ² GUS – dane za II kwartał 2016 roku szacowane w oparciu o dane miesięczne, ³ GUS - 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 na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych w I półroczu 2016 oraz 2015 roku.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2016		I półrocze 2015	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	2.338	504	2.367	571
Gaz (tys. m ³)	353.887	256	300.182	273
Biomasa	501	111	696	198
Olej opałowy (lekki i ciężki)	20	18	14	19
RAZEM		889		1.061

W I półroczu 2016 roku koszty zakupu głównych paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców spoza Grupy wyniosły 889 mln PLN i były niższe o 172 mln PLN w porównaniu do wykonania I półrocza 2015 roku.

Największy wpływ na zmianę kosztów zakupu głównych paliw w GK PGE miały przede wszystkim:

Biomasa

- niższy wolumen zakupu o 28% (-55 mln PLN)
Niższy wolumen zakupu biomasy jest efektem niższej produkcji energii elektrycznej we współspalaniu z biomasą na skutek spadku opłacalności produkcji energii elektrycznej w tej technologii (wpływ nowych uregulowań ustawy OZE oraz niskich cen zielonych certyfikatów).
- niższa średnia cena o 22% (-32 mln PLN)

Węgiel kamienny

- niższy wolumen zakupu o 1% (-7 mln PLN)
Niższy wolumen zakupu węgla kamiennego wynika przede wszystkim z niższego wolumenu zakupu przez Elektrownię Dolna Odra, która w większym stopniu wykorzystywała węgiel z zapasów.
- niższa średnia cena o 11% (-60 mln PLN)
Niższa cena węgla kamiennego wynika głównie z sytuacji na krajowym i międzynarodowym rynku wydobywczym. Pozwoliło to na wynegocjowanie umownych cen węgla na poziomie niższym niż w roku 2015.

Gaz

- wyższy wolumen zakupu o 18% (+49 mln PLN)
Wzrost wolumenu zakupu gazu w I półroczu 2016 roku w stosunku do I półrocza 2015 roku wynika ze zwiększonego zapotrzebowania na paliwo gazowe oddziałów PGE GiEK S.A.
- niższa średnia cena o 20% (-66 mln PLN)
Niższa średnia cena zakupu gazu ziemnego związana jest z prowadzoną liberalizacją polskiego rynku gazu oraz spadkiem cen tego paliwa na giełdach.

Olej opałowy

- wyższy wolumen zakupu o 43% (+8 mln PLN)
Wyższy wolumen zakupu wynika z większego zużycia mazutu na potrzeby rozruchu bloków po remontach i modernizacjach w Elektrowni Bełchatów.
- niższa średnia cena o 34% (-9 mln PLN)
Na zmniejszenie średniej ceny zakupu oleju opałowego ma wpływ obniżka cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie.

W I półroczu 2016 roku około 66% energii elektrycznej w PGE 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:

- taryfy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym (grupa taryfowa G);
- taryfy spółek dystrybucyjnych;
- taryfy dla ciepła.

Sprzedaż energii elektrycznej

W 2016 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 2016 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 do 31 grudnia 2016 roku. W porównaniu z okresem analogicznym 2015 roku stawki opłat w grupie taryfowej G spadły o ok. 0,8%.

Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2016”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE.

W dniu 17 grudnia 2015 roku Prezes URE zatwierdził Taryfę PGE Dystrybucja S.A. dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres do dnia 31 grudnia 2016 roku.

Taryfa została wprowadzona do stosowania z dniem 1 stycznia 2016 roku.

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2016 rok spowodowały zmiany średnich stawek w poszczególnych grupach taryfowych (liczonych dla przychodów i wolumenu w danym roku taryfowym) w porównaniu z rokiem 2015:

- grupa taryfowa A – spadek o 1,31%;
- grupa taryfowa B – spadek o 1,96%;
- grupa taryfowa C+R – spadek o 5,90%;
- grupa taryfowa G – spadek o 1,96%.

Spadek stawek usług dystrybucyjnych uwzględnia 12% wzrost opłaty jakościowej przenoszanej z taryfy Operatora Systemu Przesyłowego, która wpływa na wzrost przychodu regulowanego, a nie wpływa na wynik segmentu Dystrybucja.

Najważniejszą zmianą jest wprowadzenie w taryfie na 2016 rok elementów regulacji jakościowej. Ustalono, że wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany będą następujące kluczowe wskaźniki efektywności:

- SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy;
- SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw;
- Czas Realizacji Przyłączenia;
- Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych, który zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej od 2018 roku.

Niedotrzymanie wyznaczonych przez Prezesa URE wielkości ww. wskaźników skutkować będzie karą polegającą na obniżeniu przychodu regulowanego poprzez zmniejszenie kwoty zwrotu z kapitału w roku t+2. W początkowym okresie nie przewiduje się nagród za uzyskanie lepszych wskaźników niż wymagane.

Wpływ wykonania wskaźników regulacji jakościowej z 2016 roku będzie uwzględniony w taryfie na 2018 rok. Zgodnie z przyjętymi przez URE założeniami, kara nie może przekroczyć 2% przychodu regulowanego i wielkości 15% kwoty zwrotu z kapitału w danym roku.

Po raz pierwszy zgodnie z wytycznymi URE możliwe stało się uwzględnienie w taryfie kosztów związanych z posadowieniem infrastruktury energetycznej w pasie drogowym, czy kosztów z tytułu trwałego wyłączenia gruntów z produkcji rolnej i leśnej.

W taryfie dla PGE Dystrybucja S.A. wprowadzono ponadto opłatę OZE. Opłata ta z uwagi na zmiany w ustawie OZE obowiązuje od 1 lipca 2016 roku.

Taryfa dla ciepła

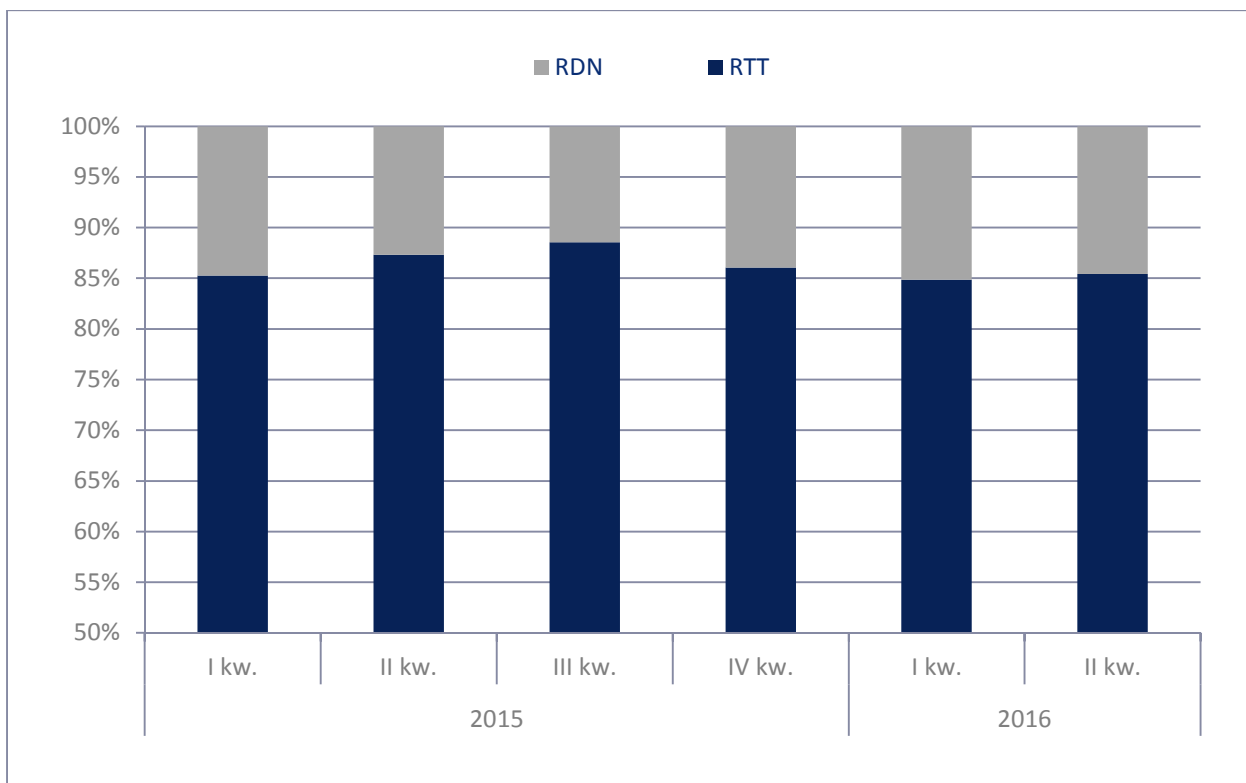
Stosownie do ustawy - Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla ciepła oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedłożona taryfa podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE, o ile jest zgodna z zasadami i przepisami. Szczegółowe zasady ustalania taryf są określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Prowadzenie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE.

1.2.4 Ceny energii elektrycznej

Rynek krajowy - Obroty

Obroty Energią Elektryczną na Rynku Dnia Następnego („RDN”) prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”) w I półroczu 2016 roku wzrosły o 10% w ujęciu r/r. Na Rynku Transakcji Terminowych („RTT”) wolumen obrotu był większy o 0,5% w stosunku do I półroczu 2015 roku. Łączny wolumen obrotu na RDN oraz RTT zwiększył się o 2% względem I półroczu 2015 roku, osiągając wartość 95,5 TWh. Oznacza to, że obrót na TGE przekraczał poziom krajowego zużycia energii elektrycznej, wynoszącego 81,6 TWh wg PSE S.A.

Rysunek: Kwartalna relacja obrotu na RDN do obrotu na RTT w latach 2015-2016.



Źródło: TGE

Rynek krajowy - Ceny

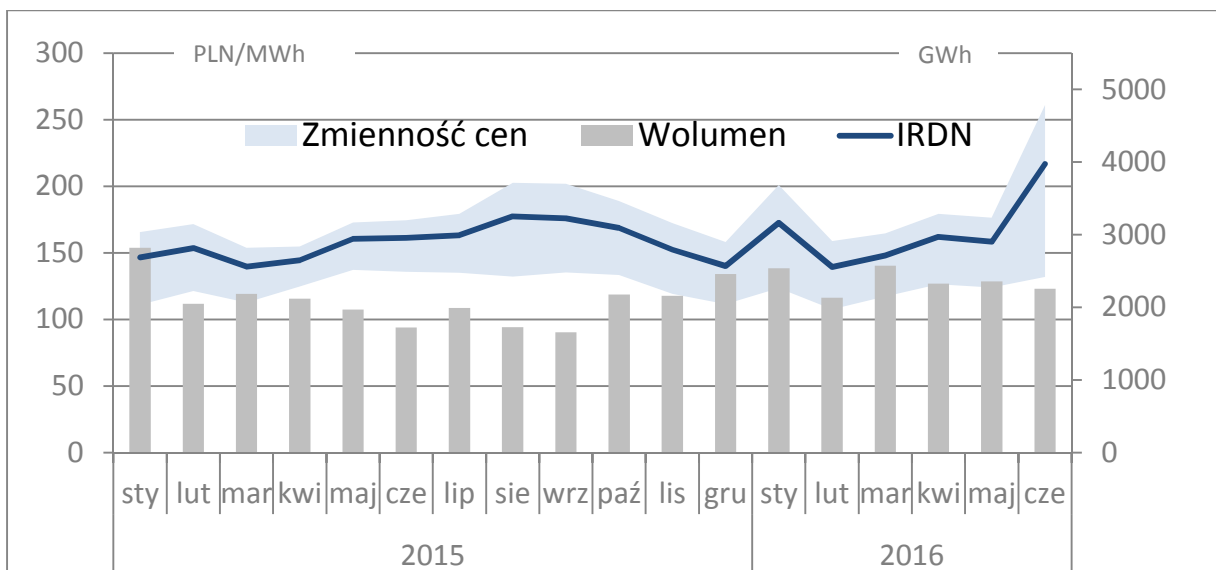
Rynek Dnia Następnego

W I półroczu 2016 roku ceny na RDN wykazywały tendencję wzrostową. Średnia cena w I półroczu 2016 roku na RDN („indeks IRDN”) wynosiła 166 PLN/MWh wobec 150 PLN/MWh odnotowanej rok wcześniej. Wyższa średnia cena dla całego półroczu była spowodowana przede wszystkim :

- zmianami w strukturze podaży wynikającymi z mniejszej dyspozycyjności jednostek opalanych węglem brunatnym, co skutkowało wzrostem produkcji w jednostkach o wyższym koszcie zmiennym, a tym samym ustaleniem się ceny rynkowej na wyższym poziomie.
- wzrostem krajowego zużycia energii, które w I półroczu 2016 roku zwiększyło się o 2,1% r/r.

Obserwowany na przestrzeni I półroczu 2016 roku trend wzrostowy cen energii elektrycznej na RDN wynikał także z czynnika sezonowego – mniejszej generacji wiatrowej w miesiącach wiosennych w porównaniu do miesięcy zimowych.

Rysunek: Miesięczne notowania oraz zmienność cen na RDN w latach 2015–2016 (TGE)*.

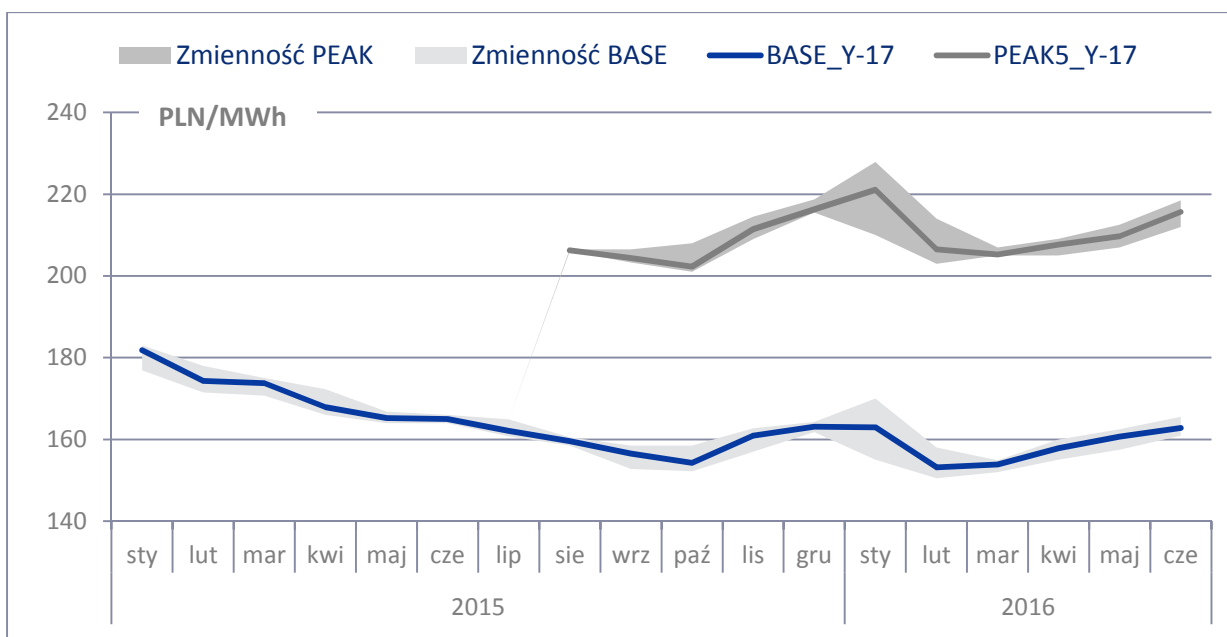


* średnia miesięczna cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej (IRDN) oraz rozpiętość (porównanie średniej miesięcznej ceny kontraktów szczytowych sIRDN oraz pozaszczytowych offIRDN).

Rynek Transakcji Terminowych

Średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE Y-17”) wyniosła w I półroczu 2016 roku 159 PLN/MWh i był to poziom o 6% niższy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego. Od lutego do czerwca 2016 roku, na rynku terminowym obserwowany był trend wzrostowy, który był skorelowany ze wzrostami indeksów cen paliw kopalnych na globalnych rynkach – w szczególności wzrostami indeksów cen węgla ARA. Średnia cena kontraktu „BASE Y-17” w II kwartale 2016 roku wyniosła 161 PLN/MWh, wobec 157 PLN/MWh w I kwartale 2016 roku. W ujęciu r/r średnia cena w II kwartale 2016 roku była niższa o 3%. Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK Y 17”) w I półroczu 2016 roku wyniosła 210 PLN/MWh i była o 2% niższa względem I półrocza 2015 roku.

Rysunek: Miesięczne notowania oraz zmienność cen na RTT w latach 2015–2016 (TGE)*.



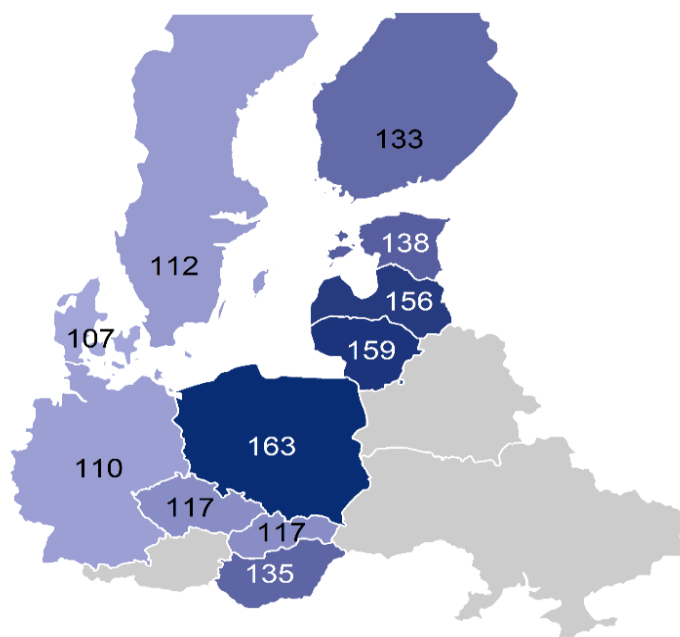
*średnia miesięczna cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji (zmienność PEAK – różnica między maksymalną a minimalną ceną w danym miesiącu kontraktach szczytowych, zmienność BASE – różnica między maksymalną a minimalną ceną w danym miesiącu w kontraktach pasmowych).

Rynek międzynarodowy

Rynek hurtowy

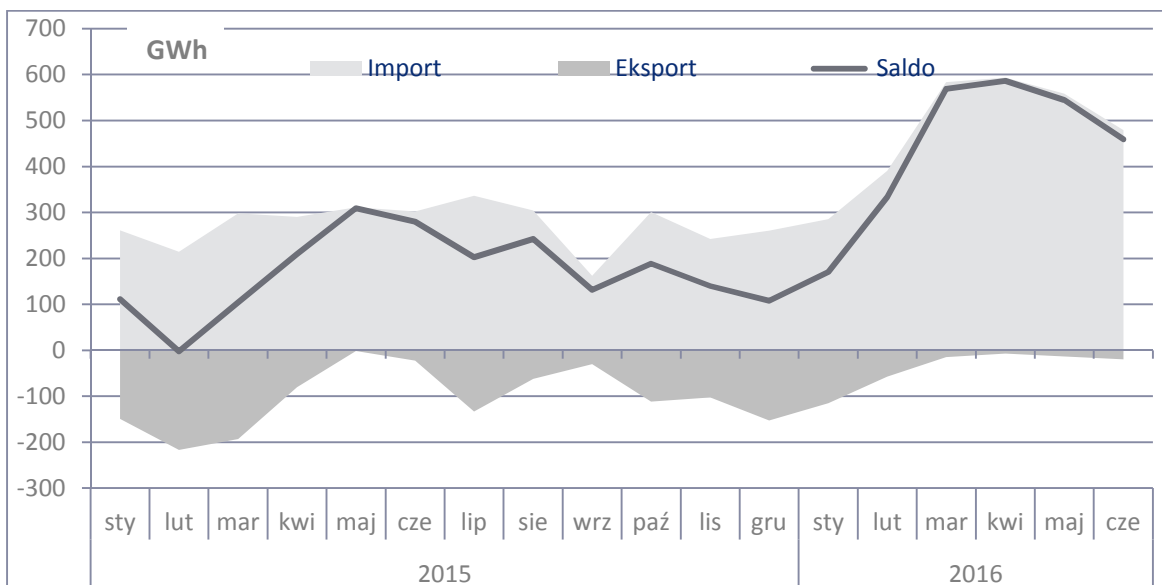
W I półroczu 2016 roku ceny energii na rynku hurtowym w Polsce były jednymi z najwyższych w regionie, rezultatem czego była istotna nadwyżka importu nad eksportem.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2016 roku (ceny w PLN/MWh).



Źródło: TGE, EEX, EPEX, Nordpool, OTE a.s., PXE

Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2015-2016.

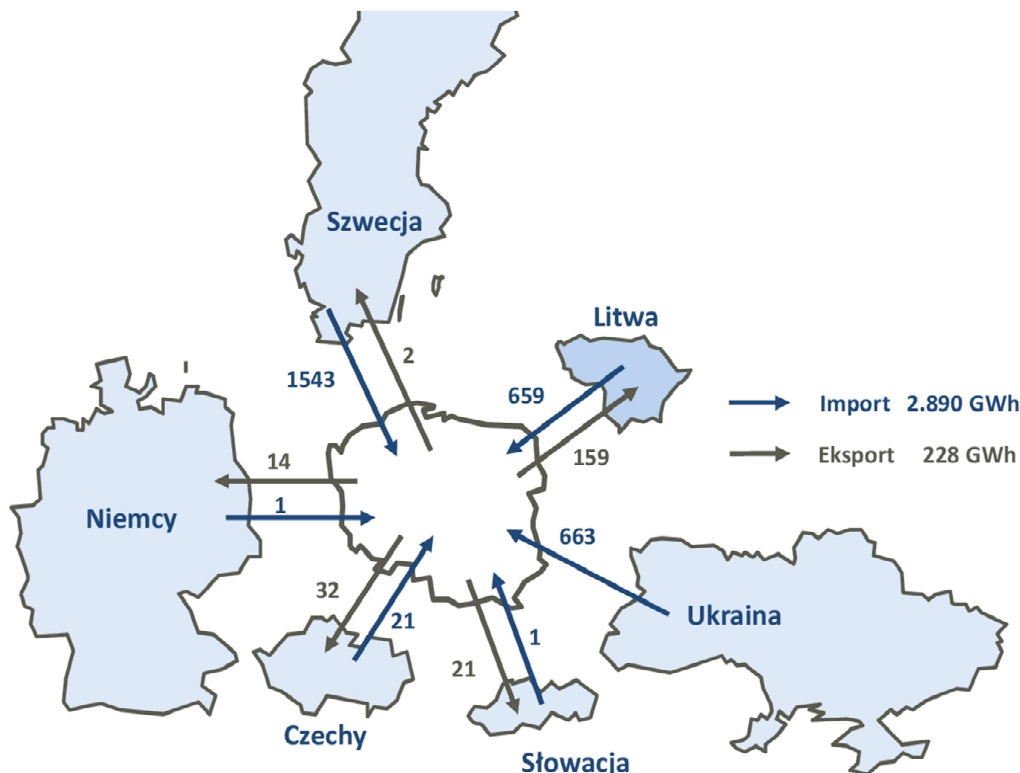


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Saldo transgranicznej wymiany handlowej w I półroczu 2016 roku wyniosło 2,66 TWh, co oznacza wzrost o 163% względem analogicznego okresu roku poprzedniego. W tym okresie import netto pokrył 3,3% krajowego zużycia energii. Łączny wolumen importu w I półroczu 2016 roku wyniósł 2,89 TWh i był blisko 13-krotnie większy niż wolumen eksportu,

który wyniósł 0,23 TWh. Główny wpływ na odnotowane przez Polskę saldo przepływów handlowych w I półroczu 2016 roku miały połączenia z trzema krajami, będącymi źródłem importu netto: Szwecją 1,54 TWh, Ukrainą 0,66 TWh i Litwą 0,50 TWh. Napływ energii z kierunku wschodniego i północno-wschodniego miał kluczowy wpływ na dynamikę r/r (w I półroczu 2015 roku napływ energii z Ukrainy i Litwy nie występował, natomiast import netto ze Szwecji był na zbliżonym poziomie i wyniósł wówczas 1,65 TWh). Eksport netto energii do Niemiec, Czech i na Słowację wyniósł w I półroczu 2016 roku w sumie 0,04 TWh, wobec 0,64 TWh w analogicznym okresie roku bazowego – spadek r/r wynikał z utraty przewagi cenowej w godzinach porannych i wieczornych, jaką charakteryzował się polski rynek w I półroczu ubiegłego roku.

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w I półroczu 2016 roku (GWh).

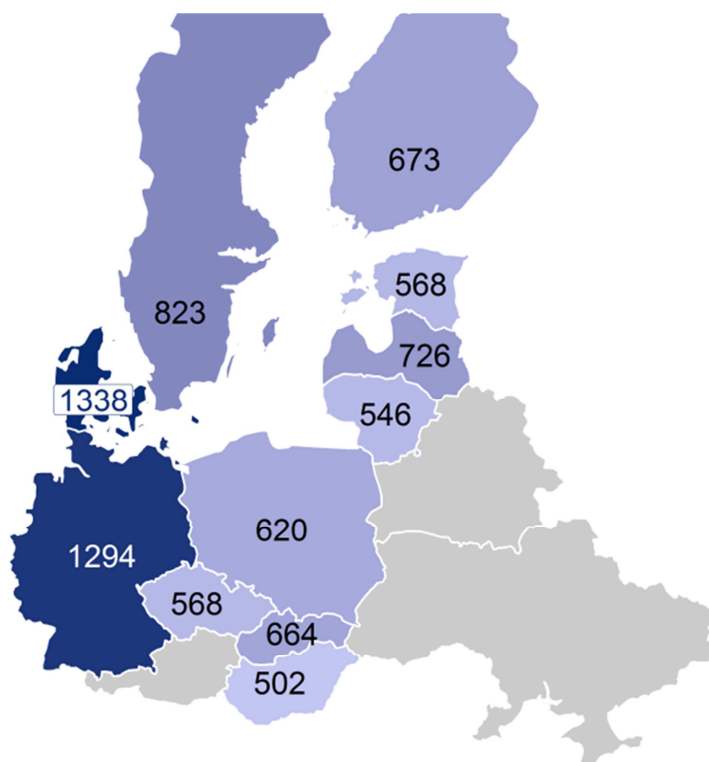


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rynek detaliczny

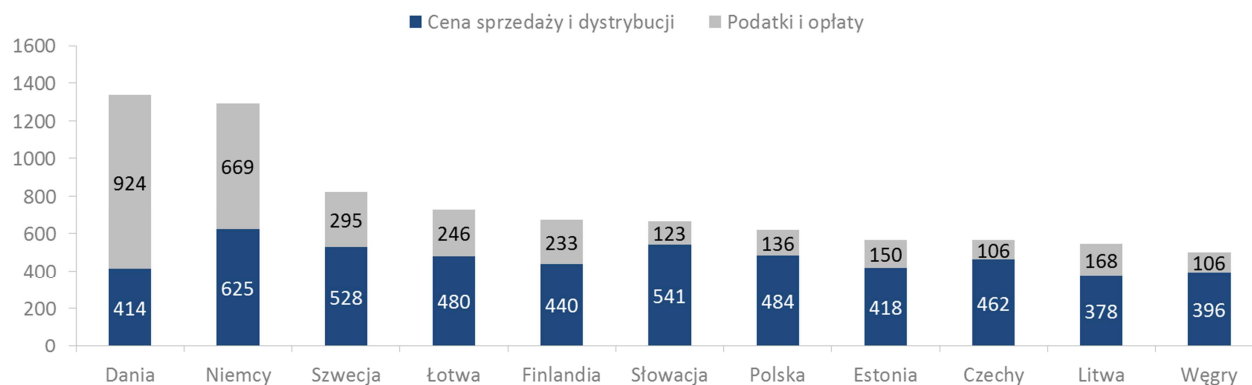
Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w Unii Europejskiej zależy nie tylko od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Istotny wpływ na ostateczną cenę energii elektrycznej ma system fiskalny, mechanizmy regulacji oraz systemy wsparcia w poszczególnych państwach. W Polsce w II półroczu 2015 roku dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego stanowiły 22% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla Unii Europejskiej wynoszącej 29%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu¹ 2015 roku (ceny w PLN/MWh). Ceny zawierają koszty dystrybucji energii elektrycznej.



Źródło: opracowanie własne na podstawie Energy prices in the EU. Eurostat, the statistical office of the European Union. Kurs EURO 4,4 PLN

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2015 roku (ceny w PLN/MWh, przeliczone wg średniokwartalnego kursu EURO 4,4 PLN).



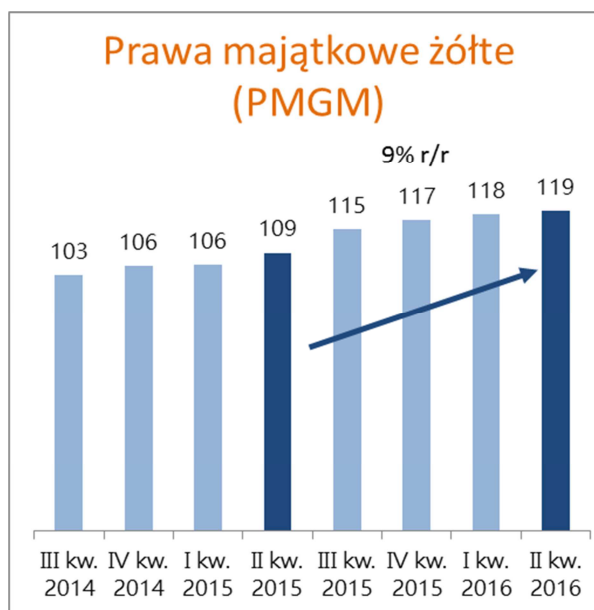
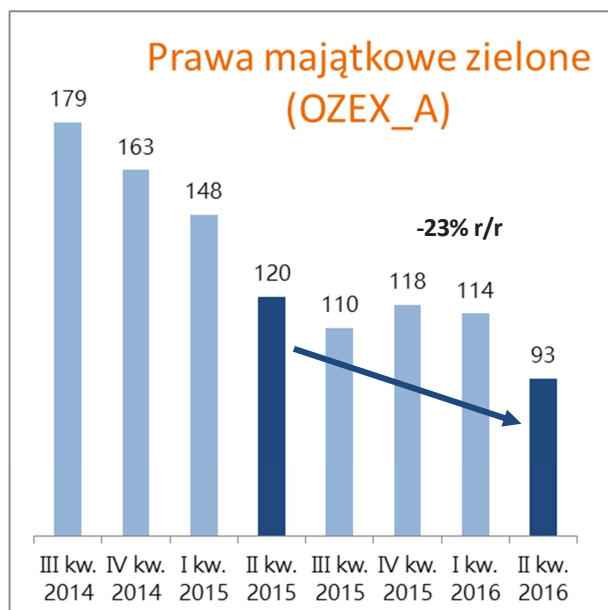
¹ Dane Eurostat publikowane są po zakończonym półroczu. W trakcie opracowywania niniejszego Sprawozdania ostatnim okresem w bazie danych Eurostat było II półrocze 2015 roku.

1.2.5 Ceny praw majątkowych

Największe znaczenie dla wyników finansowych Grupy PGE mają prawa majątkowe pochodzące z odnawialnych źródeł energii („OZEX_A”) oraz prawa majątkowe kogeneracyjne żółte („PMGM”). W I półroczu 2016 roku średnia cena zielonych certyfikatów osiągnęła poziom 103 PLN/MWh i była o 23% niższa w ujęciu r/r, co było odzwierciedleniem wzrastającej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a tym samym wzrastającej podaży zielonych certyfikatów. Na przestrzeni I półrocza 2016 roku obserwowany był trend spadkowy: średnia cena w II kwartale 2016 roku wyniosła 93 PLN/MWh, i była niższa o 21 PLN/MWh w porównaniu z I kwartałem bieżącego roku. Ceny zielonych certyfikatów utrzymywały się na poziomie istotnie niższym od opłaty zastępczej ustalonej na 2016 rok na poziomie 300 PLN/MWh.

Średnia cena żółtych certyfikatów w I półroczu 2016 roku osiągnęła poziom 119 PLN/MWh i była wyższa o 9% w ujęciu r/r (opłata zastępcza 125 PLN/MWh).

Rysunek: Średnie kwartalne ceny praw majątkowych.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE

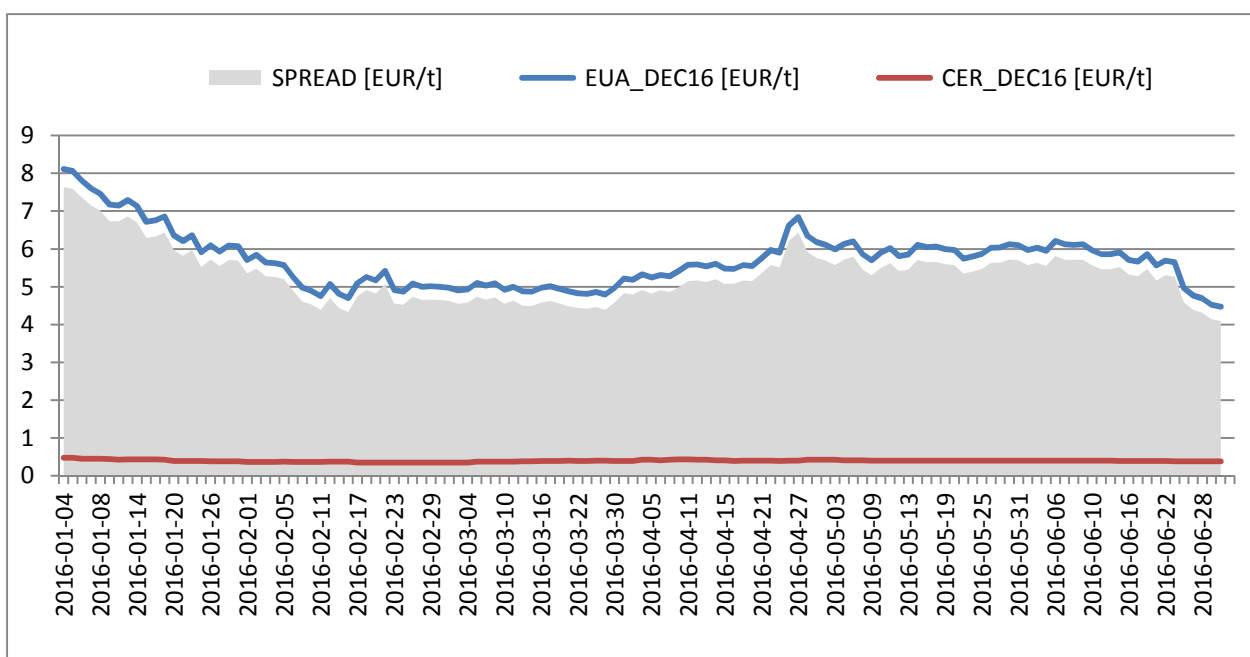
1.2.6 Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Na rynku dostępne są dwa rodzaje uprawnień do emisji – European Union Allowances („EUA”) oraz jednostki Certified Emission Reductions („CER”). Jednostki CER mogą być umarzane 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.

W I półroczu 2016 roku ceny uprawnień do emisji EUA wyniosły średnio 5,71 EUR/t z czego w I kwartale znacznie straciły one na wartości, głównie w wyniku obniżenia notowań cenowych towarów na rynkach ściśle skorelowanych tj.: ropa naftowa, gaz, węgiel i energia elektryczna w Niemczech oraz zwiększenia wolumenu aukcyjnego w 2016 roku. W I półroczu nastąpiła alokacja darmowych uprawnień do emisji CO₂ za 2015 rok oraz publikacja przez Komisję Europejską danych dotyczących poziomu emisji gazów cieplarnianych z instalacji objętych Europejskim Systemem Handlu Emisjami („EU-ETS”). W II kwartale obserwowaliśmy odwrócenie trendu i nieznaczny wzrost cen, a także odbicie na rynkach surowcowych.

Pod koniec czerwca 2016 roku nastąpił skokowy spadek cen. Zbiegł się on w czasie z zawirowaniami na rynkach finansowych po ogłoszeniu wyników referendum w Wielkiej Brytanii.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w I półroczu 2016 roku.



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

W I półroczu 2016 roku ceny uprawnień do emisji EUA, w kontraktach terminowych na grudzień 2016 roku, kształtowały się w przedziale 4,47-8,11 EUR/t. W tym samym okresie jednostki CER, w kontraktach terminowych na grudzień 2016 roku, wyceniano na poziomie 0,35-0,47 EUR/t.

Obecnie trwają prace nad nowelizacją dyrektywy odnośnie Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami („EU-ETS”). Nowe regulacje prawne dotyczą kolejnego okresu rozliczeniowego, czyli po 2020 roku. Ostateczna wersja dyrektywy ma zostać opublikowana na początku 2017 roku.

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 na 2016 rok oraz na produkcję energii za 2015 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na rok 2016 Grupa otrzyma do końca kwietnia 2017 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2016 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za rok 2015.

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO₂ z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2016 roku w porównaniu do przydziału uprawnień na 2016 rok.

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2016 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2016 rok (w tonach).

Operator	Emisja CO ₂ w I półroczu 2016 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2016 rok**
Elektrownia Bełchatów	15.682.875	10.282.843
Elektrownia Turów	3.766.405	4.137.453
Elektrownia Opole	2.998.641	2.377.219
Zespół Elektrowni Dolna Odra	2.453.975	1.949.023
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	409.619	442.383
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	320.894	257.020
Elektrociepłownia Gorzów	226.069	201.665
Elektrociepłownia Rzeszów	170.876	107.381
Elektrociepłownia Kielce	105.378	83.196
Elektrociepłownia Zgierz	90.112	32.763
RAZEM	26.224.844	19.870.946

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

** ilości przydzielonych uprawnień do emisji CO₂ zostaną potwierdzone w rozporządzeniu Rady Ministrów w I kwartale 2017 roku

1.2.8 Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT

W związku z rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii („KDT”), zgodnie z Ustawą KDT, wytwórcy będący wcześniej stronami tychże umów uzyskali prawo do otrzymywania rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych. Koszty osierocone stanowiły wydatki wytwórcy wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej, niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej. Ustawa KDT ogranicza całkowitą kwotę środków, które mogą być wypłacone wszystkim wytwórcom na pokrycie kosztów osieroconych, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 roku, do kwoty 11,6 mld PLN, w tym dla PGE przypada 6,3 mld PLN.

Tabela: Podstawowe dane dotyczące wytwórców Grupy objętych Ustawą KDT.

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

W założonym przepisami Ustawy KDT terminie, tj. do 31 grudnia 2007 roku, spółka PGE S.A. podpisała umowy rozwiązujące długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii z wytwórcami będącymi stronami obowiązujących wówczas KDT. Tym samym wytwórcy uzyskali prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych.

Wpływ rekompensat kosztów osieroconych na wyniki osiągnięte przez Grupę PGE został opisany w nocie nr 24.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w pkt 6.9 niniejszego sprawozdania.

2 Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 – 2020 i kluczowe działania podejmowane w I półroczu 2016 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 przyspieszenie 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 oraz restrukturyzacja
- Optymalizacja struktury organizacji i programy poprawy efektywności

Rysunek: Aspiracje strategiczne GK PGE.



Wiodący wytwórca energii elektrycznej w Polsce

W celu wzmocnienia pozycji lidera w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce, PGE przewiduje w latach 2016-2020 przeznaczenie istotnych nakładów finansowych na odtworzenie, modernizację i budowę nowych aktywów wytwórczych. Przegląd programu inwestycyjnego i modernizacyjnego jest jednym z kluczowych elementów procesu aktualizacji aspiracji i działań strategicznych GK PGE.

Kluczowe działania w tym zakresie to:

- Modernizacje oraz budowa nowych wysokosprawnych jednostek konwencjonalnych w oparciu o krajowe zasoby energetyczne. Do 2019 roku planowane jest oddanie do użytkowania dwóch nowych wysokosprawnych bloków węglowych w Elektrowni Opole oraz do 2020 roku bloku na węgiel brunatny w Elektrowni Turów o łącznej mocy około 2.290 MW.
- Rozwój kogeneracji w powiązaniu z długoterminowym systemem wsparcia. Aktualnie Grupa PGE jest w zaawansowanej fazie realizacji projektu budowy kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów o mocy 138 MWe oraz rozpoczęła budowę instalacji termicznego przetwarzania (spalarnia) z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów (kwiecień 2016 roku – wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót). 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”). 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. Wystąpienie o wydanie „decyzji zasadniczej” będzie możliwe na przełomie 2019/2020 roku w oparciu o kształt systemu wsparcia i wyniki postępowania zintegrowanego. W 2015 roku PGE zakończyła realizację farm wiatrowych Karwice, Gniewino Lotnisko, Resko II i Kisielice II, dzięki czemu dysponuje obecnie 529 MW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych. Budowa lub akwizycja kolejnych projektów będzie uzależniona od kształtu systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii tj. szczegółowych regulacji, które będą zawarte w rozporządzeniach wykonawczych do ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, które będą miały istotny wpływ na potencjał budowy wartości Grupy w segmencie Energetyka Odnawialna.
- 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 zależnej od kierunków 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. Projekty eksploatacji złóż będą rozpatrywane w ramach strategii rozwoju całego portfela wytwórczego Grupy.

Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2016 roku

Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole	<ul style="list-style-type: none"> ● budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy ● budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania) ● nakłady poniesione: ok. 5,0 mld PLN ● paliwo: węgiel kamienny ● sprawność netto: 45,5% ● wykonawca: konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa; główny podwykonawca: Alstom ● przekazanie gotowych bloków do eksploatacji: blok 5 – II półrocze 2018 roku, blok 6 – I półrocze 2019 roku ● 31 stycznia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót ● status: kontynuowany jest montaż części ciśnieniowej kotła nr 5 oraz konstrukcji stalowej kotłowni i maszynowni bloku nr 6, trwa wznoszenie płaszcza chłodni kominowej nr 6; ogólne zaawansowanie prac na koniec czerwca 2016 roku przekroczyło 50%
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów	<ul style="list-style-type: none"> ● budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW ● budżet: ok. 4 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania) ● nakłady poniesione: ok. 0,14 mld PLN ● paliwo: węgiel brunatny ● sprawność netto: 43,1% ● wykonawca: konsorcjum firm: Mitsubishi-Hitachi Power Systems Europe, Budimex i Tecnicas Reunidas ● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: I półrocze 2020 roku ● 1 grudnia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót ● status: etap opracowywania dokumentacji projektowej; prowadzone są prace zbrojarsko-fundamentowe oraz prace ziemne, w tym m.in. związane ze wzmocnieniem gruntu
Budowa nowego bloku w Elektrociepłowni Gorzów	<ul style="list-style-type: none"> ● budowa kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 138 MWe i ciepłej 88 MWt ● budżet: ok. 607 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania) ● nakłady poniesione: ok. 310 mln PLN ● paliwo: lokalny gaz zaazotowany lub gaz sieciowy wysokometanowy (Grupa E) ● sprawność ogólna netto: 84% ● wykonawca: Siemens ● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: II półrocze 2016 roku

	<ul style="list-style-type: none">● 3 października 2013 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: projekt zaawansowany; prowadzone są prace wykończeniowe, trwają odbiory urządzeń i systemów technologicznych oraz prace rozruchowe
Budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów	<ul style="list-style-type: none">● budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów o mocy ok. 8 MWe w kondensacji (4,6 MWe + 16,5 MWt w kogeneracji)● budżet: ok. 293 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● nakłady poniesione: ok. 3,5 mln PLN● paliwo: odpady komunalne● sprawność kotła: 86%● wykonawca: Aster Resovia TM.E.S.p.A. Termomeccanica Ecologia Astaldi S.p.A spółka cywilna● przekazanie inwestycji do eksploatacji: I połowa 2018 roku● 22 grudnia 2015 roku podpisanie kontraktu z Wykonawcą, 8 kwietnia 2016 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: etap prowadzenia prac projektowych, zakończono rozbiórki obiektów kubaturowych, trwają prace ziemne w tym m.in. wykopy pod główne elementy bloku
Inwestycje w odnawialne źródła energii	<p>Farma wiatrowa Gniewino Lotnisko</p> <ul style="list-style-type: none">● budżet: ok. 516 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● moc: 90 MW (30 turbin o mocy 3 MW)● czerwiec 2014 roku - umowa na dostawę turbin wiatrowych (Alstom)● sierpień 2014 roku - umowa na roboty budowlane (CJR)● status: inwestycja zakończona, w grudniu 2015 roku uzyskano Pozwolenie na Użytkowanie, w styczniu 2016 roku koncesję na wytwarzanie <p>Farma wiatrowa Kisielice II</p> <ul style="list-style-type: none">● budżet: ok. 79 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● moc: 12 MW (6 turbin o mocy 2 MW)● styczeń 2015 roku – umowa na budowę farmy wiatrowej w formule „pod klucz” (Mega)● status: inwestycja zakończona, w grudniu 2015 roku uzyskano Pozwolenie na Użytkowanie, w lutym 2016 roku koncesję na wytwarzanie

Łączna moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Grupie PGE wynosi obecnie **529 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. 4,6 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- zaawansowanie prac: bloki nr 7, 8, 11 i 12 przekazane do eksploatacji, zakończono ruch próbny bloku nr 9, zsynchronizowano blok nr 10 z KSE oraz rozpoczęto ruch regulacyjny
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2017 rok

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

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji SO₂ do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED ($\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$)
- budżet: ok. 156 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- zaawansowanie prac: zakończenie wszelkich prac obiektowych
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 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. 456 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- budżet dla bloku 14: ok. 91 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- termin zakończenia: 2018 rok

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

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji NO_x z kotłów bloków 1, 2 i 4 Elektrowni Opole do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED ($\leq 200 \text{ mg/Nm}^3$).
- zaawansowanie prac: zakończenie prac związanych z budową instalacji redukcji NO_x oraz przekazanie do eksploatacji. Prowadzona jest optymalizacja instalacji na bloku nr 2
- budżet: ok. 148 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2016 rok

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

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

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

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

Modernizacja Elektrowni Pomorzany

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

Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków nr 1-3 w Elektrowni Turów

- **celem projektu jest:** Dostosowanie do wymagań Konkluzji BAT w zakresie dopuszczalnych emisji oraz zwiększenie dyspozycyjności, sprawności i podwyższenie nominalnej mocy elektrycznej każdego turbozespołu o 15 MW.
- budżet 826 mln PLN
- zaawansowanie prac: przekazanie dokumentacji projektu podstawowego poszczególnych wysp przez wykonawców
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2020 rok

Budowa instalacji odsiarczania i odazotowania spalin dla kotłów WP-70 w Elektrociepłowni Lublin Wrotków

- **celem projektu jest:** Dostosowanie kotłów wodnych WP-70 do standardów emisyjnych wg wymagań konkluzji BAT dla mocy źródła w paliwie poniżej 300 MWt.
- budżet na etapie ustalania, trwa postępowanie przetargowe
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2018 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 MŚP (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.

Projekt ograniczenia strat sieciowych

- **celem projektu jest** zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy
- **podejmowane działania:**
 - wymiana transformatorów na niskostratne
 - przebudowa i modernizacja sieci: budowa nowych stacji WN/SN i SN/nN, zwiększenie przekrojów przewodów linii WN, SN i nN, skracanie ciągów linii SN i nN

- utrzymanie optymalnego układu pracy sieci, eliminacja niekorzystnych tranzytów energii w sieci WN, optymalizacja rozcięć w sieci SN, zmniejszenie asymetrii obciążenia w sieciach nN.
- **efekty realizacji projektu:** obniżenie wskaźnika różnicy bilansowej w 2015 roku do poziomu 5,91% (w 2014 roku wskaźnik wynosił 6,32%); wielkość wolumenu różnicy bilansowej „RB” w 2015 roku wynosiła 2,38 TWh i była mniejsza od wolumenu RB w 2014 roku o 4,4% przy jednoczesnym wzroście wolumenu dostaw energii do odbiorców o 2,6% w stosunku do roku ubiegłego.
- **działania podjęte w I półroczu 2016 roku:** w marcu 2016 roku dokonano aktualizacji założeń Projektu na okres 2016-2020. Aktualizacja przewiduje kontynuowanie działań obniżających wielkość różnicy bilansowej w PGE Dystrybucja S.A. Planowany na 2016 rok wskaźnik różnicy bilansowej – 5,90%.

CRM Billing

- **celem projektu** jest **wdrożenie systemów** wspierających rozliczenia i obsługę klienta w spółkach PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A.
- **efektem projektu** będzie:
 - poprawa efektywności operacyjnej i wsparcie narzędziowe procesów w obszarze rozliczeń i obsługi klienta
 - wzrost pozycji konkurencyjnej poprzez rozwój oferty produktowej
 - poprawa jakości obsługi klienta
- cele powyższe zostaną osiągnięte poprzez **wdrożenie narzędzi IT** wspierających procesy bilingowe, rozliczeniowe, windykacyjne, sprzedaży, posprzedaży, zarządzania relacjami z klientami, obsługi klienta, wymiany danych pomiarowych i informacji o operacjach technicznych
- **działania podjęte w I półroczu 2016 roku:** uruchomiono postępowanie zakupowe realizowane w reżimie ustawy PZP, którego przedmiotem jest dostawa i wdrożenie systemów obsługi i rozliczeń klientów dla PGE Obrót S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A. W ramach postępowania otrzymano 11 wniosków o dopuszczenie do udziału w postępowaniu. W chwili obecnej PGE S.A. jest na finalnym etapie oceny złożonych wniosków i wyboru tzw. krótkiej listy podmiotów do których zostaną skierowane zaproszenia do składania ofert. Lista wyłonionych wykonawców zostanie podana do publicznej wiadomości po zakończeniu wszystkich czynności przez komisje przetargową. Dodatkowo zakończono realizację wdrożenia nowego systemu eBOK/mBOK dla klientów GK PGE. Rozwiązanie otrzymało nagrodę PayU Lab Award w kategorii „eCustomer Experience – Energy”.

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 Energetyka Konwencjonalna i Dystrybucja, ograniczenie strat sieciowych i przerw w dostawach oraz racjonalizacja kosztów stałych w segmencie Energetyka Odnawialna.
- 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.

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 HR pod kątem:** maksymalizacji korzyści poprzez skalę działalności oraz specjalizację (integracja narzędzi i systemów IT), jednolitego standardu działania, optymalnego wykorzystania zasobów.
- **działania podjęte w I półroczu 2016 roku:** zakończono prace w poszczególnych liniach biznesowych polegające na przyjęciu korporacyjnych zasad. W tym czasie trwały również prace dostosowywania w poszczególnych spółkach zapisów procedur i instrukcji niższego rzędu, tak aby były zgodne z treścią korporacyjnych zasad. W II kwartale trwały również prace nad przygotowaniem narzędzi HR z II grupą inicjatyw strategicznych. Kluczowe były prace związane z przygotowaniem narzędzia informatycznego – SAP HRM, w którym zamodelowane zostały procesy HR. Ponadto działaniami ciągłymi realizowanymi w II kwartale były działania komunikacyjne, w tym również zarządzanie zmianą. W czerwcu dobiegła końca pierwsza edycja Akademii HR Biznes Partnera i Akademii Menedżera Procesów Kadrowo – Płacowych, w których uczestniczyło ponad 80 pracowników obszaru ZKL z wszystkich linii biznesowych. Celem tych programów było wsparcie rozwoju kompetencji pracowników obszaru ZKL w ramach modelu HR Partnerem Biznesu.

Program SAP

● **celem projektu jest:**

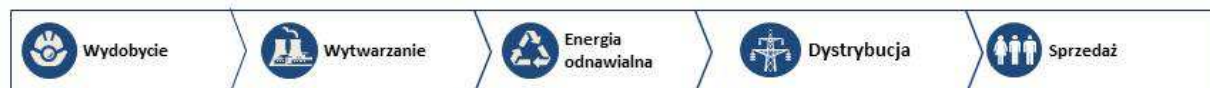
- **zwiększenie efektywności działania poprzez:** standaryzację procesów w ramach Grupy, zwiększenie efektywności procesowej, optymalizację wykorzystania majątku technicznego, efektywniejsze zarządzanie utrzymaniem i rozwojem systemu
- **zwiększenie przejrzystości poprzez:** stworzenie jednolitej ewidencji 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, integracji systemu zakupów, utrzymania dominującej pozycji na rynku w obliczu rosnącej konkurencji

W ramach Programu SAP w GK PGE wdrażany jest System ERP w zakresie rachunkowości, kontrolingu, logistyki („RiL”), obieg faktur zakupowych („OFZ”), elektroniczny obieg dokumentów („EOD”), jednolity plik kontrolny („JPK”), Business Process Improvement („BPI”), zarządzania majątkiem („AM”), zarządzania kapitałem ludzkim („ZKL”), udostępniania danych i raportowania („FC”) oraz SAP Fiori.

- **działania podjęte w I półroczu 2016 roku:** Zakończono prace wdrożeniowe obszarów RiL i AM w spółkach Ramb sp. z o.o., MegaSerwis sp. z o.o., Bestgum Polska sp. z o.o., Eltur-Serwis sp. z o.o., Elbis sp. z o.o., Betrans sp. z o.o. W lipcu dla powyższych spółek zakończono wdrożenie Obiegu Faktur Zakupowych, a do końca sierpnia nastąpi wdrożenie obszaru ZKL. W obszarze ZKL trwają prace wdrożeniowe projektu ZKL HRM Kariera i Rozwój dla spółek GK PGE, wdrożeniem objęto także spółki zależne PGE S.A. i PGE GiEK S.A. W maju rozpoczęto prace w ramach projektu EOD w spółkach GK PGE, oraz JPK w spółkach PGE S.A., PGE GiEK S.A., PGE Dystrybucja S.A., PGE Energia Odnawialna S.A., PGE Obrót S.A., PGE Systemy S.A., PTS Betrans sp. z o.o., Bestgum Polska sp. z o.o., Eltur-Serwis sp. z o.o., MegaSerwis sp. z o.o., Ramb sp. z o.o., PGE Dom Maklerski S.A., Exatel S.A. W siedmiu spółkach GK PGE realizowany jest pilot BPI – narzędzia wspierającego kompleksowe zarządzanie efektywnością procesów biznesowych realizowanych za pośrednictwem systemu SAP. Do tej pory wdrożenie systemu SAP objęło ok. 20 tys. użytkowników w ramach obszarów RiL, ZKL, AM, FC we wszystkich spółkach GK PGE.

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 (rysunek poniżej). Ponadto, w celu rozpoznania technologii dostępnych na rynku globalnym w ramach PGE S.A. powołano trzy zespoły robocze dedykowane technologii zgazowania węgla, wykorzystania odpadów do produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz technologii wzbogacania węgla. Charakterystyki i oceny technologii, dokonane przez zespoły, są obecnie podstawą i służą definiowaniu projektów rozwijających bądź służących wdrażaniu najbardziej istotnych z punktu widzenia Grupy PGE rozwiązań. Projekty są uruchamiane sukcesywnie z uwzględnieniem potencjalnego wpływu na biznes oraz możliwości przeprowadzenia ich w środowisku produkcyjnym.



Optymalizacja procesu wydobycia	Utylizacja dwutlenku węgla (CCU)	Fotowoltaika prosumencka	Smart Grid	Zarządzanie informacjami o klientach (Big Data)
Uzdatnianie surowca	Redukcja emisji (NOx, SOx, Hg, etc.),	Energia wiatrowa	Smart Meters	Smart Facility
	Poprawa efektywności wytwarzania		Magazynowanie energii	E-mobilność
	Zgazowanie paliwa			Zarządzanie popytem
	Mikrogeneracja			
	Energia jądrowa			

Innowacyjność

PGE koncentruje się na inicjowaniu i realizacji projektów B+R w ramach SOBiR+NB. W I półroczu 2016 roku kontynuowano realizację 51 projektów w ramach tych obszarów.

Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2016 roku

Koncepcja „Power-to-Gas”	<ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest: rozwój technologii magazynowania energii w ramach instalacji „Power-to-Gas” polegającej na konwersji nadwyżek energii elektrycznej, głównie wyprodukowanej przez farmy wiatrowe, w wodór w procesie elektrolizy z możliwością jej późniejszego wykorzystania w różnych konfiguracjach technologicznych. Studium wykonalności budowy instalacji Power to Gas opracowane zostało na wspólne zlecenie PGE S.A. i Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. Obecnie prowadzone są działania w celu wypracowania koncepcji realizacji potencjalnego projektu Power to Gas w wybranej lokalizacji i scenariuszu zagospodarowania wodoru.
Współpraca z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju („NCBR”)	<ul style="list-style-type: none">● jednym z głównych założeń projektu jest wykorzystanie przez GK PGE funduszy publicznych dostępnych w Programie Operacyjnym Inteligentny Rozwój („POIR”), którego NCBR jest instytucją wdrażającą● główne działania:<ul style="list-style-type: none">■ W ramach dotychczasowych prac w 2016 roku nad podpisaniem Umowy w sprawie Wspólnego Przedsięwzięcia dostosowano wersję Umowy PGE – NCBR do nowych wytycznych Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój (POIR) będącego źródłem finansowania części budżetu Wspólnego Przedsięwzięcia (środków publicznych). Przygotowano dokument Umowy PGE – Wykonawca, który zabezpiecza m.in. interesy obydwu Stron w zakresie praw do własności intelektualnej wyników projektów B+R oraz ustala zasady komercjalizacji wyników tych projektów. Ponadto, z powodu zmieniającego się otoczenia rynkowego zmodyfikowano propozycję agendy badawczej, która w najbliższym czasie będzie ostatecznie weryfikowana i zatwierdzana przez NCBR. Celem Wspólnego Przedsięwzięcia jest zaadresowanie wyzwań stojących przed Grupą jako największym podmiotem sektora, a przez to zwiększenie poziomu innowacyjności GK PGE i całej polskiej energetyki. Agenda badawcza opracowywana jest na podstawie zaproponowanych przez PGE S.A. obszarów tematycznych wpisujących się w SOBiR+NB i z założenia uzupełnia się synergicznie z Programem Sektorowym dla elektroenergetyki.■ Trwają prace nad formami zaangażowania Grupy PGE w mechanizmy kapitałowe wspierające rozwój nowych rozwiązań i technologii.

3 Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

3.1 Wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I półrocze 2016	I półrocze 2015 <i>dane przekształcone</i>	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	13.666	14.245	-4%
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	952	-6.174	-
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	3.143	4.228	-26%
Zysk/Strata netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	mln PLN	546	-5.055	-
Skorygowany zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej*	mln PLN	1.267	2.144	-41%
Rekompensaty KDT	mln PLN	401	301	33%
<i>Przychody z tytułu rekompensat KDT</i>	<i>mln PLN</i>	<i>253</i>	<i>301</i>	<i>-16%</i>
<i>Korekta rozrachunków z tytułu rekompensat KDT (pozostałe przychody operacyjne)</i>	<i>mln PLN</i>	<i>148</i>	<i>0</i>	<i>-</i>
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	3.690	3.332	11%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	2.857	3.069	-7%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-4.601	-4.066	-13%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	354	-273	-
Skorygowany zysk netto na akcję	PLN	0,68	1,15	-41%
Marża EBITDA	%	23%	30%	

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Stan na dzień 30 czerwca 2016	Stan na dzień 31 grudnia 2015	zmiana %
Kapitał obrotowy	mln PLN	3.036	4.126	-26%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	0,62	0,32	

* Zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

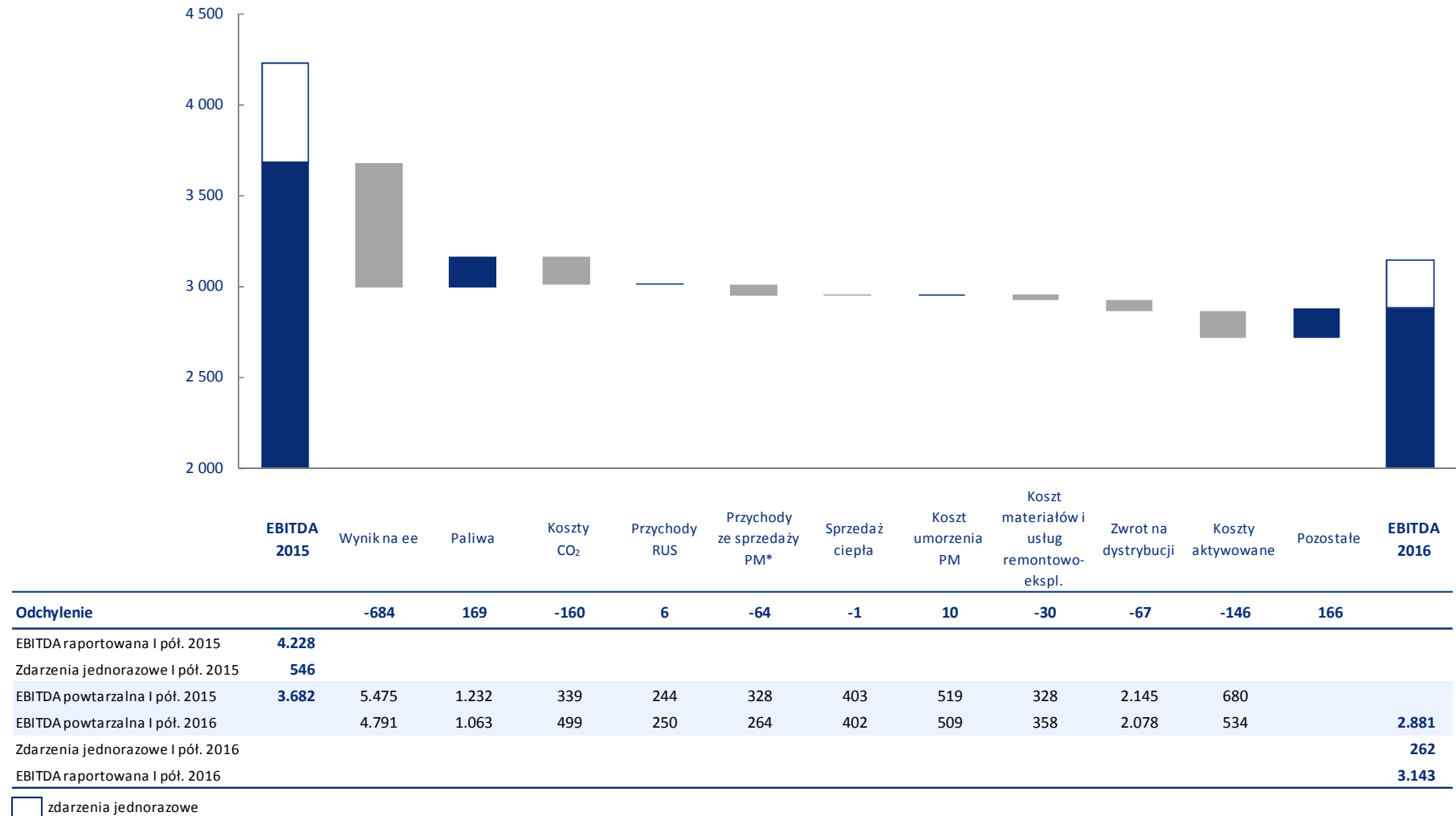
** LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

Tabela: Wpływ na wynik EBITDA zdarzeń o charakterze jednorazowym [w mln PLN].

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2016	I półrocze 2015	zmiana %
Rekompensaty KDT	401	301	33%
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	0	193	-
Zamiana rezerwy aktuarialnej	0	52	-
Przeszacowanie wartości zapasów praw majątkowych	-118	0	-
Program Dobrowolnych Odejść	-21	0	-
Razem	262	546	-52%

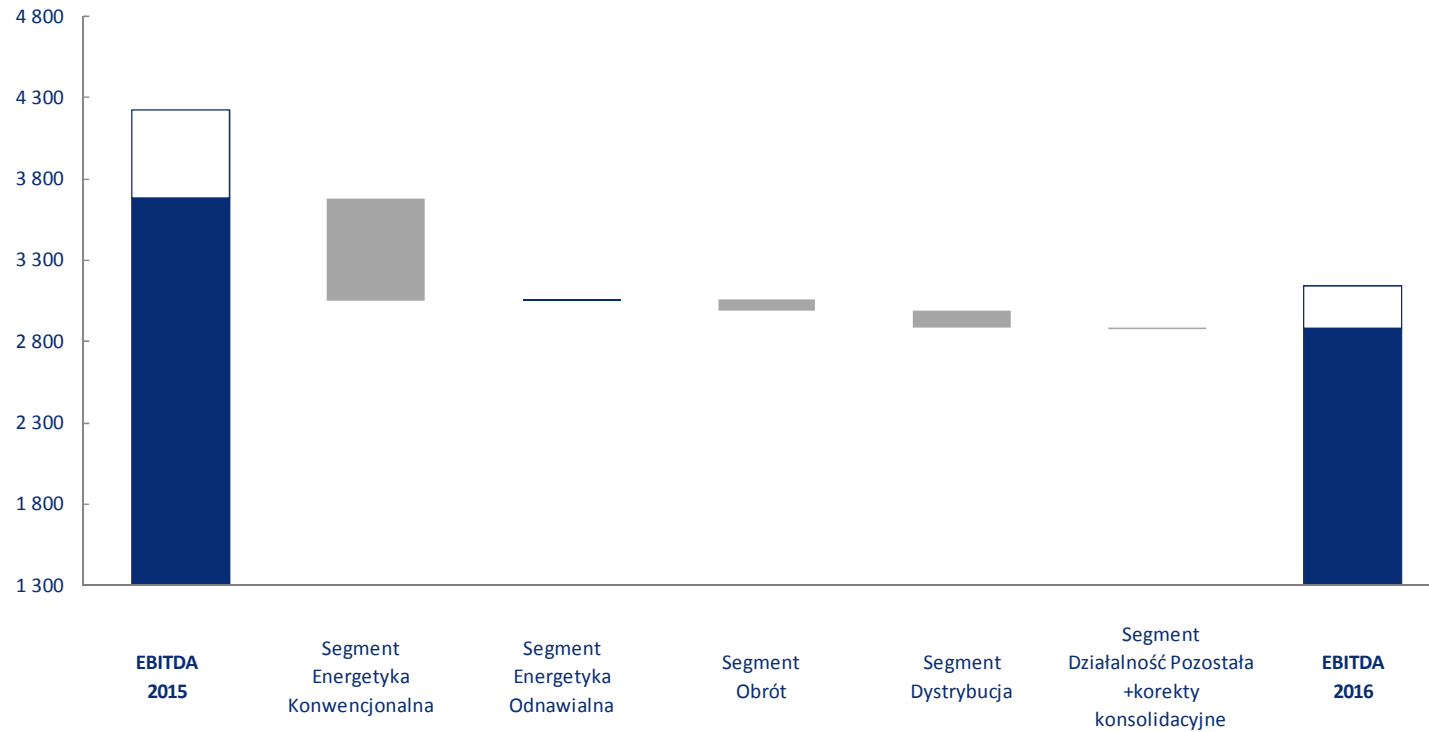
3.1.1 Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku powtarzalnego EBITDA w GK PGE [w mln PLN].



*Oczyszczono o wartość przeszacowania zapasów praw majątkowych w Elektrociepłowni Szczecin

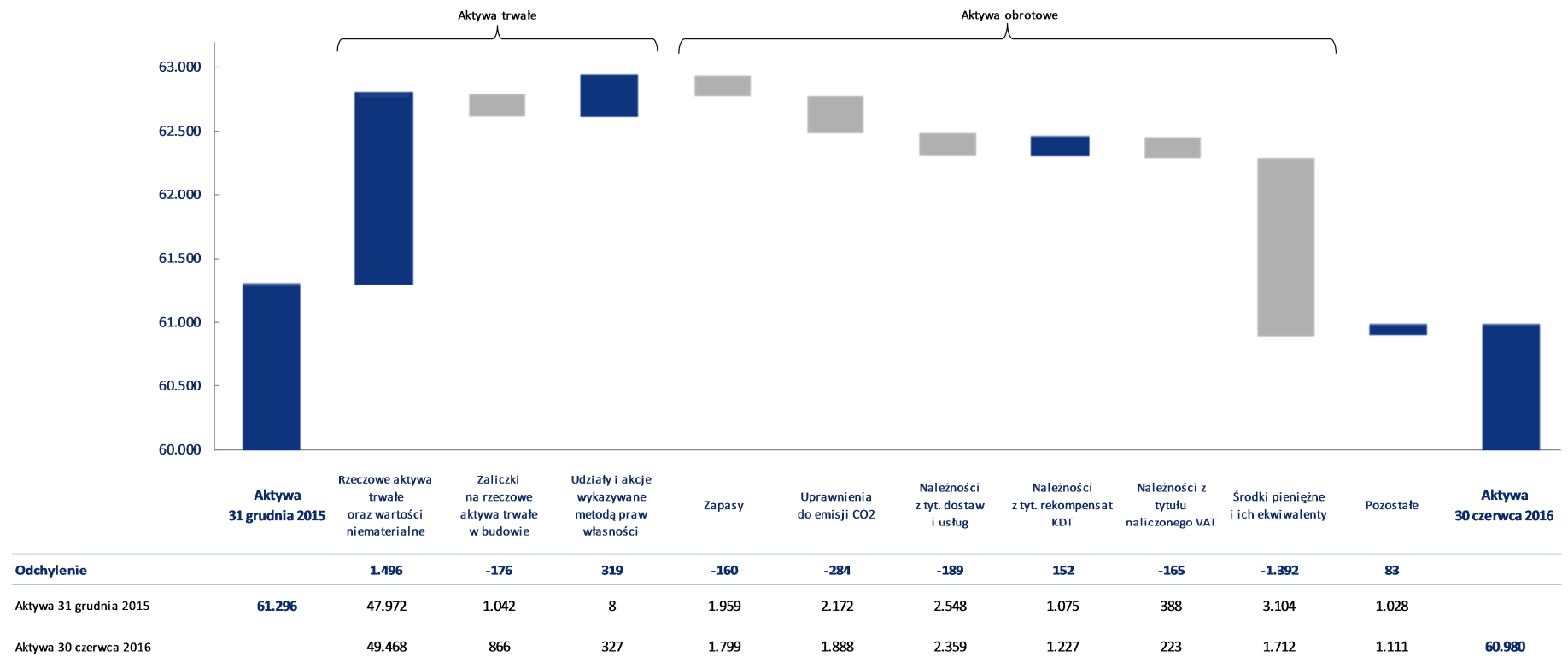
Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku powtarzalnego EBITDA w podziale na segmenty [w mln PLN].



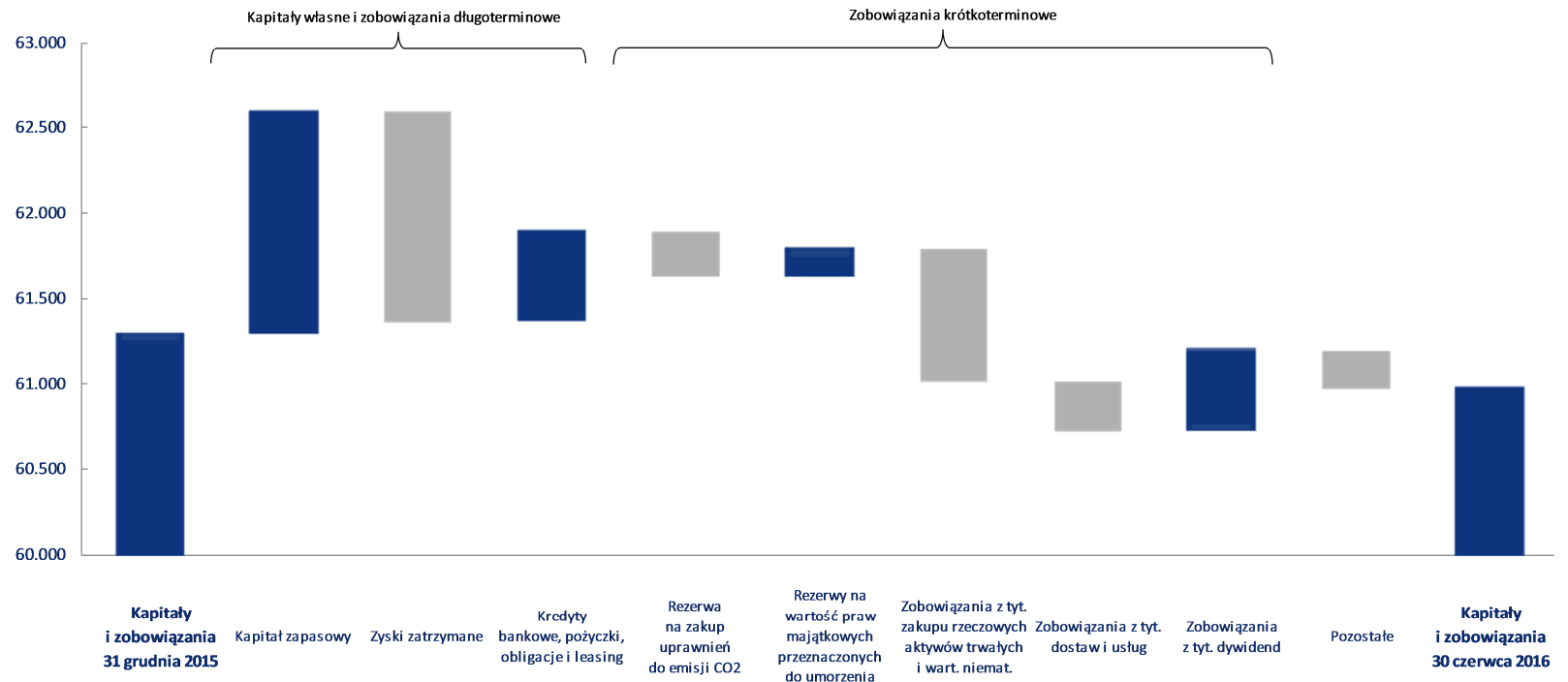
zdarzenia jednorazowe

3.1.2 Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów [w mln PLN].



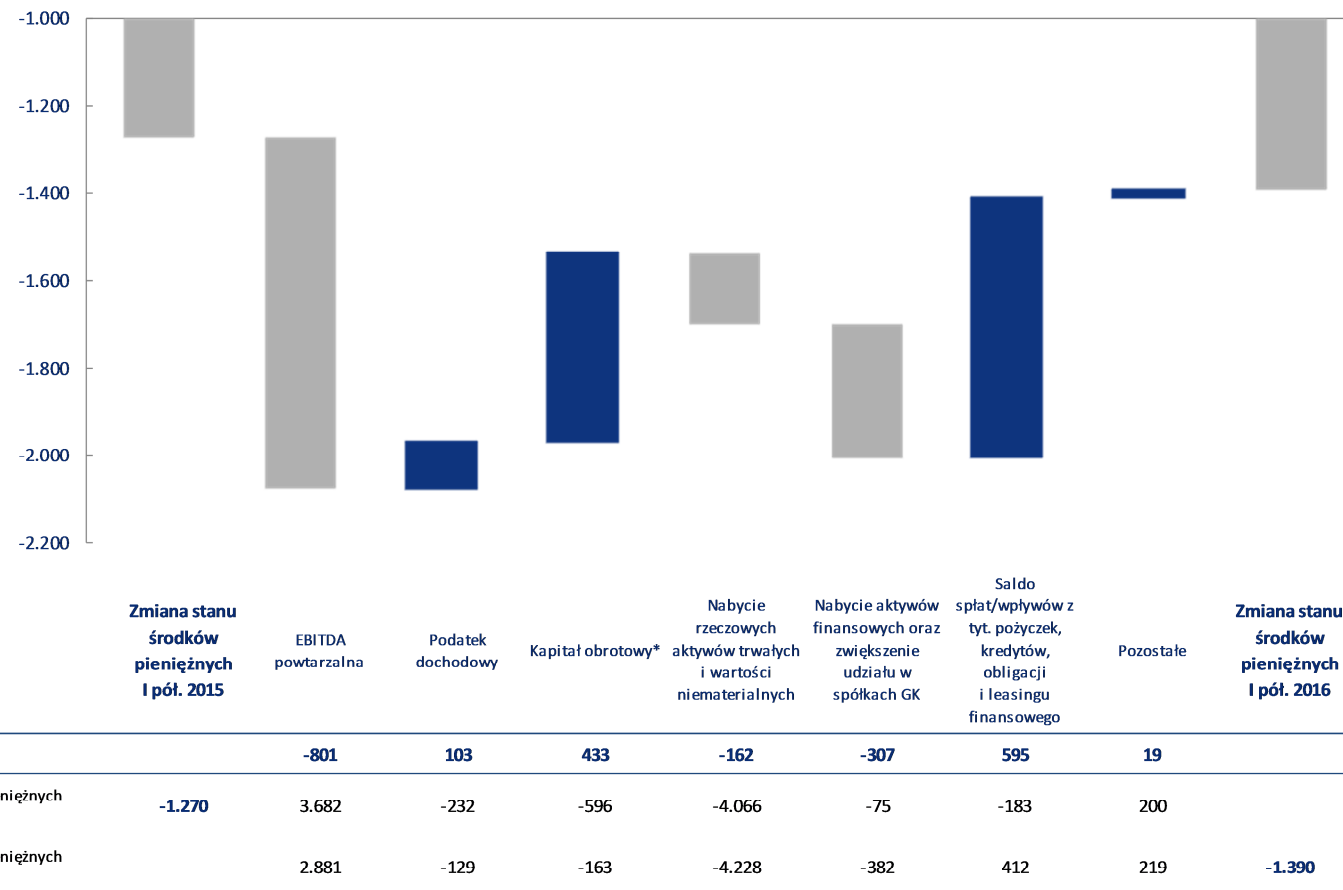
Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i Zobowiązań [w mln PLN].



	Kapitał zapasowy	Zyski zatrzymane	Kredyty bankowe, pożyczki, obligacje i leasing	Rezerwa na zakup uprawnień do emisji CO2	Rezerwy na wartość praw majątkowych przeznaczonych do umorzenia	Zobowiązania z tyt. zakupu rzeczowych aktywów trwałych i wart. niemiat.	Zobowiązania z tyt. dostaw i usług	Zobowiązania z tyt. dywidend	Pozostałe		Kapitały i zobowiązania
Odchylenie	1.300	-1.223	520	-261	163	-773	-287	469	-224		
Kapitały i zobowiązania 31 grudnia 2015	13.009	8.636	5.118	760	380	1.608	1.119	8	30.658		61.296
Kapitały i zobowiązania 30 czerwca 2016	14.309	7.413	5.638	499	543	835	832	477	30.434		60.980

3.1.3 Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych [w mln PLN].



*Część kapitału obrotowego korygująca przepływy pieniężne z działalności operacyjnej

3.2 Wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	I półrocze 2016	I półrocze 2015	zmiana %	2015
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	21,68	25,02	-13%	49,40
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	25,42	27,63	-8%	55,58
Sprzedaż ciepła	mln GJ	10,18	10,60	-4%	18,19
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	21,43	19,26	11%	39,00
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	16,91	16,45	3%	33,38

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

**z doszacowaniem

3.2.1 Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	I półrocze 2016	I półrocze 2015	zmiana %	2015
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	50,63	50,22	1%	101,70
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	21,46	19,27	11%	39,05
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	28,12	30,15	-7%	60,89
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	25,22	28,57	-12%	57,71
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	2,85	1,54	85%	3,07
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	0,05	0,04	25%	0,11
Sprzedaż na rynku bilansującym	1,05	0,80	31%	1,76

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Wzrost wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych spowodowany został przede wszystkim zakontraktowaniem dodatkowego wolumenu w segmencie klientów korporacyjnych dla grup taryfowych A oraz C2x. Spadek wolumenu sprzedaży na giełdzie wynika głównie z niższej produkcji w związku z niższą dyspozycyjnością Elektrowni Bełchatów (por. pkt Produkcja energii elektrycznej). Wyższy wolumen sprzedaży na rynku hurtowym - pozostałym jest efektem realizacji kontraktów na rzecz PSE S.A. oraz Enea Operator S.A. przez segment Energetyka Konwencjonalna. Wzrost wolumenu sprzedaży na rynku bilansującym spowodowany został sprzedażą w ramach Usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej („IRZ”).

Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	I półrocze 2016	I półrocze 2015	zmiana %	2015
ZAKUP W TWh, z czego:	27,69	24,96	11%	50,92
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	21,21	19,92	6%	40,54
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostałym	2,39	1,96	22%	3,99
Zakupy poza granicami kraju	0,04	0,02	100%	0,03
Zakupy na rynku bilansującym	4,05	3,06	32%	6,36

Wzrost zakupów na rynku krajowym - giełda spowodowany został zwiększonymi zakupami realizowanymi przez segment Obrót w celu sprzedaży do odbiorców finalnych. Wyższy wolumen zakupów odnotowano także na rynku hurtowym- pozostałym, co jest efektem zwiększenia zakupów na rynku lokalnym od Elektrowni Połaniec dokonanych przez PGE Obrót S.A. Wzrost wolumenu zakupu na rynku bilansującym jest następstwem zbilansowania zakontraktowanej sprzedaży, zakupu i produkcji.

Produkcja energii elektrycznej

Wolumen produkcji	I półrocze 2016	I półrocze 2015	zmiana %	2015
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	25,42	27,63	-8%	55,58
Elektrownie opalane węglem brunatnym	16,85	19,61	-14%	38,98
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,21	-	0,34
Elektrownie opalane węglem kamiennym	5,47	5,14	6%	11,04
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,18	0,22	-18%	0,43
Elektrociepłownie węglowe	0,53	0,67	-21%	1,30
Elektrociepłownie gazowe	1,31	1,10	19%	2,05
Elektrociepłownie biomasowe	0,24	0,23	4%	0,46
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,26	0,22	18%	0,57
Elektrownie wodne	0,24	0,27	-11%	0,36
Elektrownie wiatrowe	0,52	0,39	33%	0,82

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2016 roku w porównaniu do I półrocza 2015 roku miała **niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym**. Spadek produkcji w Elektrowni Bełchatów wynika z ograniczenia czasu pracy bloku nr 1 do 1.500 h w 2016 roku ze względu na nie spełnianie standardów emisyjnych, a także z dłuższego o 5.664 h czasu postoju bloków w remontach, głównie:

- blok nr 3 – remont średni od 15 lutego 2016 roku do 1 lipca 2016 roku;
- blok nr 10 – modernizacja od 15 sierpnia 2015 roku do 7 maja 2016 roku;
- blok nr 6 – remont średni od 28 marca 2016 roku do 23 maja 2016 roku.

Spadek produkcji w Elektrowni Turów wynika głównie z niższego średniego obciążenia bloków o 10 MW.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika z **niższej produkcji energii elektrycznej w Elektrociepłowni Pomorzany** co jest efektem ograniczenia czasu pracy elektrociepłowni do 17.500 h w latach 2016 - 2023 ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych. Dodatkowo **niższa produkcja energii elektrycznej w Elektrociepłowni Bydgoszcz** jest wynikiem ograniczeń technologicznych instalacji odsiarczania spalin.

Wzrost produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z **wyższej produkcji w Elektrowni Opole i Elektrowni Dolna Odra** co jest następstwem większego wykorzystania bloków elektrowni przez PSE S.A. Dodatkowo w okresie porównywalnym dłużej w remontach stały bloki Elektrowni Dolna Odra: blok nr 5 od 25 kwietnia do 20 maja 2015 roku oraz blok nr 7 od 11 kwietnia do 2 maja 2015 roku.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych wynika głównie z kontynuacji produkcji energii elektrycznej w kogeneracji po zakończeniu sezonu grzewczego w Elektrociepłowni Lublin Wrotków na skutek korzystnego poziomu cen paliwa gazowego.

Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych wynika głównie ze zwiększenia mocy zainstalowanej o 218 MW w farmach wiatrowych uruchomionych w II połowie 2015 roku oraz w I kwartale 2016 roku tj.:

- FW Lotnisko – 90 MW;
- FW Resko II – 76 MW;
- FW Karwice – 40 MW;
- FW Kisielice II – 12 MW;

przy niższej produkcji z pozostałych farm wiatrowych z uwagi na niekorzystne warunki wietrzności.

Spadek produkcji w elektrowniach wodnych jest następstwem niekorzystnych warunków hydrologicznych.

Wzrost produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w okresie I półrocza 2016 roku były wykorzystywane w większym stopniu przez PSE S.A.

3.2.2 Sprzedaż ciepła

W okresie I półrocza 2016 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 10,18 mln GJ i był niższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w I półroczu 2015 roku o 0,42 mln GJ. Niższa sprzedaż ciepła wynika z niższego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi. Niższa sprzedaż ciepła wynika także z ograniczenia czasu pracy Elektrociepłowni Pomorzany do 17.500 h w latach 2016 – 2023 ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych. Dodatkowo niższa sprzedaż ciepła przez Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz wynika z rozpoczęcia działalności przez nowego producenta ciepła w Bydgoszczy od stycznia 2016 roku.

3.3 Segmenty działalności – dane finansowe

Tabela: Przychody Grupy w podziale na segmenty działalności w I półroczu 2016 i 2015 roku.

w mln PLN	Przychody ogółem		
	I półrocze 2016	I półrocze 2015*	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	5.652	6.426	-12%
Energetyka Odnawialna	370	378	-2%
Obrót	8.047	7.268	11%
Dystrybucja	2.922	3.002	-3%
Pozostała Działalność	333	340	-2%
RAZEM	17.324	17.414	-1%
Korekty konsolidacyjne	-3.658	-3.169	-15%
RAZEM PO KOREKTACH	13.666	14.245	-4%

*dane przekształcone

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I półroczu 2016 roku.

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	1.568	915	2.855	33.603
Energetyka Odnawialna	205	-720	95	3.849
Obrót	208	195	7	4.651
Dystrybucja	1.117	557	713	16.814
Pozostała działalność	33	-29	68	1.042
RAZEM	3.131	918	3.738	59.959
Korekty konsolidacyjne	12	34	-48	-3.032
RAZEM PO KOREKTACH	3.143	952	3.690	56.927

* por. nota 6 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I półroczu 2015 roku.

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	2.459	-7.260	2.358	27.383
Energetyka Odnawialna	202	88	219	4.252
Obrót	279	267	13	4.969
Dystrybucja	1.235	709	688	15.857
Pozostała działalność	33	-20	80	958
RAZEM	4.208	-6.216	3.358	53.419
Korekty konsolidacyjne	20	42	-26	-2.777
RAZEM PO KOREKTACH	4.228	-6.174	3.332	50.642

* por. nota 6 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

** dane przekształcone

3.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mIn PLN	I półrocze 2016	I półrocze 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	5.652	6.426	-12%
EBIT	915	-7.260	-
EBITDA	1.568	2.459	-36%
Nakłady inwestycyjne	2.855	2.358	21%

* dane przekształcone

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



	EBITDA 2015	Marża e - ilość	Marża e - cena	Rekompensaty KDT	Sprzedaż PM	Paliwa	Koszty CO ₂	Koszty środowiskowe	Koszty osobowe	Zmiany rezerwy rekultywacyjnej	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA 2016
Odchylenie		-388	-196	100	-147	162	-160	37	-27	-193	66	-145	
EBITDA I pół. 2015	2.459	4.748	301	222	1.236	339	173	1.329	193	638			
EBITDA I pół. 2016		4.164	401	75	1.074	499	136	1.356	0	493			1.568

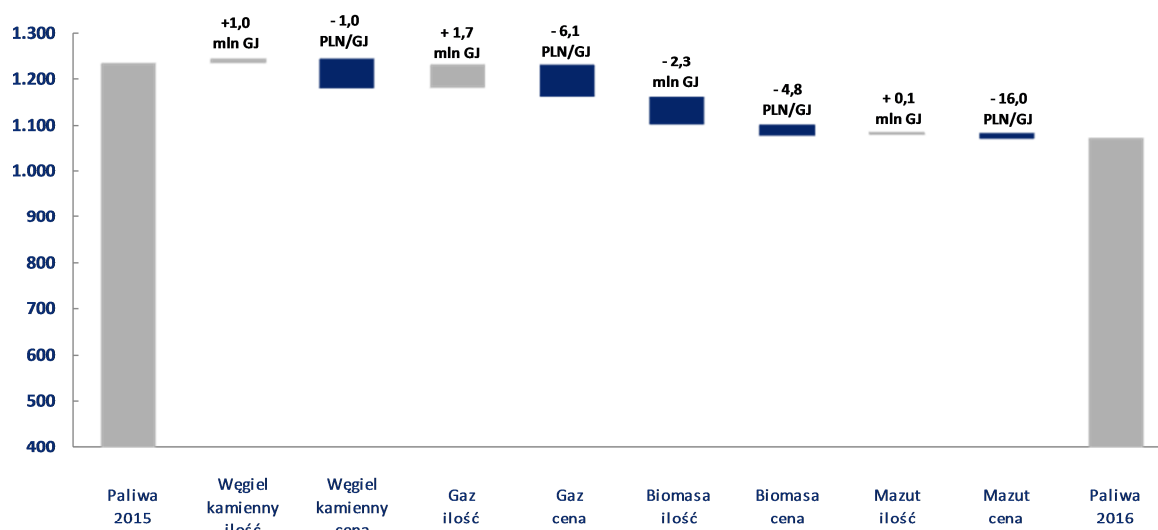
Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2016 roku w stosunku do wyników I półrocza 2015 roku były:

- **Niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej** głównie na skutek niższej produkcji w Elektrowni Bełchatów z powodu ograniczenia czasu pracy bloku nr 1 do 1.500 h w 2016 roku ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych. Dodatkowo w porównaniu do I półrocza 2015 roku dłużej w remontach i modernizacjach odstawił były bloki nr 3, 6 i 10 w Elektrowni Bełchatów.
- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował odpowiedni spadek przychodów ze sprzedaży. Średnia zrealizowana cena sprzedaży energii elektrycznej przez segment Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2016 roku ukształtowała się na poziomie 166 PLN/MWh, natomiast w I półroczu 2015 roku wyniosła 173 PLN/MWh.
- **Wyższe przychody z KDT** na skutek ujęcia w 2016 roku korekty rozrachunków KDT w kwocie 148 mln PLN w związku z rozstrzygnięciami sporów sądowych: (i) korzystny wyrok Sądu Apelacyjnego dotyczący korekty kosztów osieroconych za 2010 rok dla Elektrowni Opole (173 mln PLN); (ii) niekorzystny wyrok Sądu Najwyższego w zakresie korekty gazowej za 2009 rok dla Elektrociepłowni Lublin Wrotków oraz odrzucenie skargi kasacyjnej w sprawie korekty gazowej za 2010 rok dla Elektrociepłowni Lublin Wrotków i Elektrociepłowni Rzeszów (-25 mln PLN).
- **Niższe przychody z PM** głównie na skutek przeszacowania wartości zapasu PM w Elektrociepłowni Szczecin (-118 mln PLN).
- **Niższe koszty zużycia paliw**, w tym głównie węgla kamiennego i biomasy. Jest to efekt niższych cen węgla kamiennego oraz niższej produkcji energii elektrycznej we współpalaniu z biomasą na skutek spadku opłacalności produkcji energii elektrycznej w tej technologii (wpływ uregulowań ustawy o OZE oraz niskich

cen zielonych certyfikatów). Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.

- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższego jednostkowego kosztu emisji CO₂ oraz otrzymania mniejszej ilości darmowych uprawnień do emisji CO₂.
- **Niższe koszty opłat za korzystanie ze środowiska** głównie z powodu niższej produkcji energii elektrycznej i w konsekwencji niższej emisji zanieczyszczeń (SO₂, NO_x).
- **Wyższe koszty osobowe** głównie z powodu utworzenia rezerwy na PDO w kwocie 21 mln PLN z tytułu nowo złożonych wniosków.
- **Ujęcie w 2015 roku efektu zmiany rezerwy rekultywacyjnej** w kwocie 193 mln PLN na skutek zmiany stopy dyskonta z 2,6% na 3,3%.
- **Niższy poziom kosztów aktywowanych**, m. in. na skutek mniejszej ilości zdjętego nadkładu w kopalniach i ujęcia niższych kosztów jego usuwania jako aktywa.

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



	Paliwa 2015	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Mazut ilość	Mazut cena	Paliwa 2016
Odchylenie		12	-66	50	-67	-59	-24	5	-13	
Paliwa I pół. 2015	1.236	736		273		193		28		
Paliwa I pół. 2016		682		256		110		20		1.074

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w I półroczu 2016 oraz 2015 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2016	I półrocze 2015	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	2.541	1.892	34%
▪ Rozwojowe	1.798	1.058	70%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	743	834	-11%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	29	28	4%
Środki transportu	4	12	-67%
Pozostałe	12	33	-64%
RAZEM	2.586	1.965	32%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	269	393	-32%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	2.855	2.358	21%

W I półroczu 2016 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

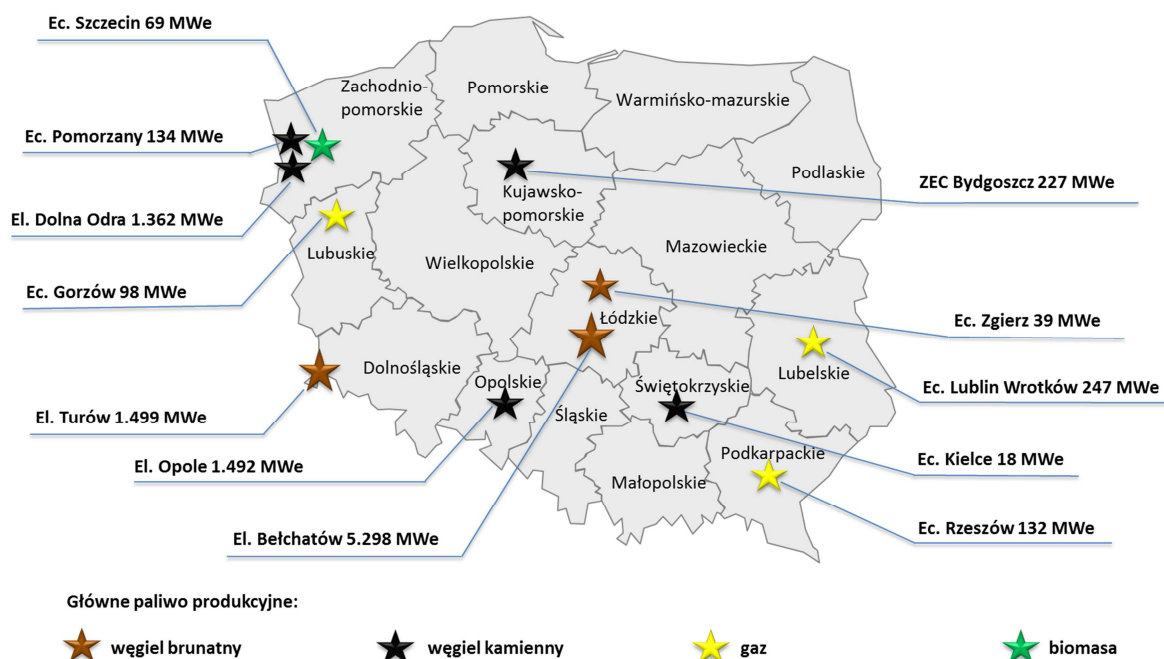
- | | |
|---|----------------|
| ■ budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole | 1.716 mln PLN; |
| ■ kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7 - 12 w Elektrowni Bełchatów | 439 mln PLN; |
| ■ budowa ciągu nadkładowego GD 1 w Kopalni Bełchatów | 30 mln PLN; |
| ■ budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów | 29 mln PLN; |
| ■ budowa instalacji odsiarczania spalin na blokach 4 - 6 w Elektrowni Turów | 25 mln PLN; |
| ■ budowa bloku 11 w Elektrowni Turów | 17 mln PLN. |

Kluczowe rozstrzygnięcia w I półroczu 2016 roku w segmencie Energetyki Konwencjonalnej:

- w styczniu podpisano kontrakt na modernizację generatorów 1-3, a w marcu na modernizację elektrofiltrów na blokach 1-3 w Elektrowni Turów; wraz z podpisaniem wspomnianych kontraktów, wykonawcom poszczególnych „wysp” modernizacyjnych bloków 1-3 wydane zostały oświadczenia o wejściu kontraktów w życie z dniem 14 marca 2016 roku;
- w marcu zakończono realizację prac związanych z budową instalacji redukcji NOx na blokach 1,2 i 4 w Elektrowni Opole, ostatnia z instalacji na bloku nr 2 została przekazana do eksploatacji w dniu 18 marca 2016 roku;
- w kwietniu wydane zostało polecenie rozpoczęcia prac Wykonawcy zadania Budowa Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii w EC Rzeszów;
- w maju nastąpiła synchronizacja z krajową siecią energetyczną zmodernizowanego bloku 10 w Elektrowni Bełchatów, przystąpiono do ruchu regulacyjnego bloku;
- w czerwcu przekazano do eksploatacji zmodernizowany blok 9 w Elektrowni Bełchatów;
- w czerwcu przekazano do eksploatacji IOS na blokach 4,5 i 6 w Elektrowni Turów.

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.



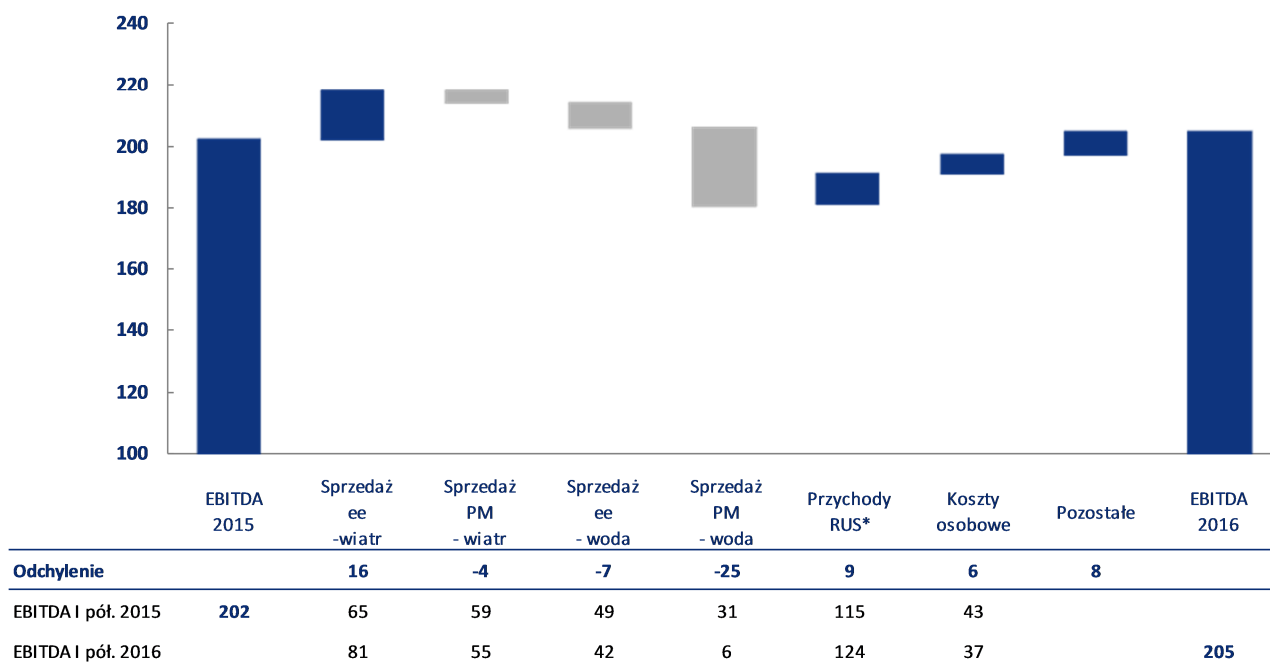
3.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

mln PLN	I półrocze 2016	I półrocze 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	370	378	-2%
EBIT	-720	88	-
EBITDA	205	202	1%
Nakłady inwestycyjne	95	219	-57%

* dane przekształcone

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



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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna w I półroczu 2016 roku w porównaniu do wyników I półroczu 2015 roku były:

- **Spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych**, który wynika z niższej zrealizowanej średniej ceny sprzedaży w I półroczu 2016 roku w stosunku do I półroczu 2015 roku o około 15 PLN/MWh. Istotny wpływ miał również niższy wolumen produkcji energii elektrycznej z elektrowni wodnych (o ok. 11 %) i powiązany z nim wolumen produkcji praw majątkowych w związku z niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi, jak również utratą wsparcia w zakresie praw majątkowych dla elektrowni wodnych o mocy powyżej 5MW od 1 stycznia 2016 roku.
- **Wzrost sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych** wynika głównie ze wzrostu wolumenu produkcji, co związane jest ze zwiększeniem mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych o 218 MW (por. pkt 3.2.1). Powyższe zrekompensowało niższą produkcję z pozostałych farm wiatrowych z uwagą na niekorzystne warunki wietrzności w I półroczu 2016 roku.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikają głównie z wyższej stawki za usługę rezerwy interwencyjnej mocy czynnej oraz wyższego wolumenu.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** spowodowane jest głównie jednorazowym rozliczeniem dotacji wynikającym z dokonanych odpisów aktualizujących. Negatywnie na wynik wpłynęły wyższe koszty związane z eksploatacją nowych farm wiatrowych (FW Karwice, FW Resko II, FW Kisielice II, FW Lotnisko).

W I półroczu 2016 roku dokonano odpisu aktualizującego wartość aktywów segmentu na kwotę 732 mln PLN. łączny odpis aktualizujący wartość aktywów wiatrowych na poziomie GK PGE wyniósł 783 mln PLN. Odpis został ujęty w pozycji amortyzacja bez wpływu na wynik EBITDA (por. pkt 6.8 oraz nota 3.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I półroczu 2016 oraz 2015 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2016	I półrocze 2015	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	94	218	-57%
▪ Rozwojowe	73	203	-64%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	21	15	40%
Pozostałe	1	1	-
RAZEM	95	219	-57%

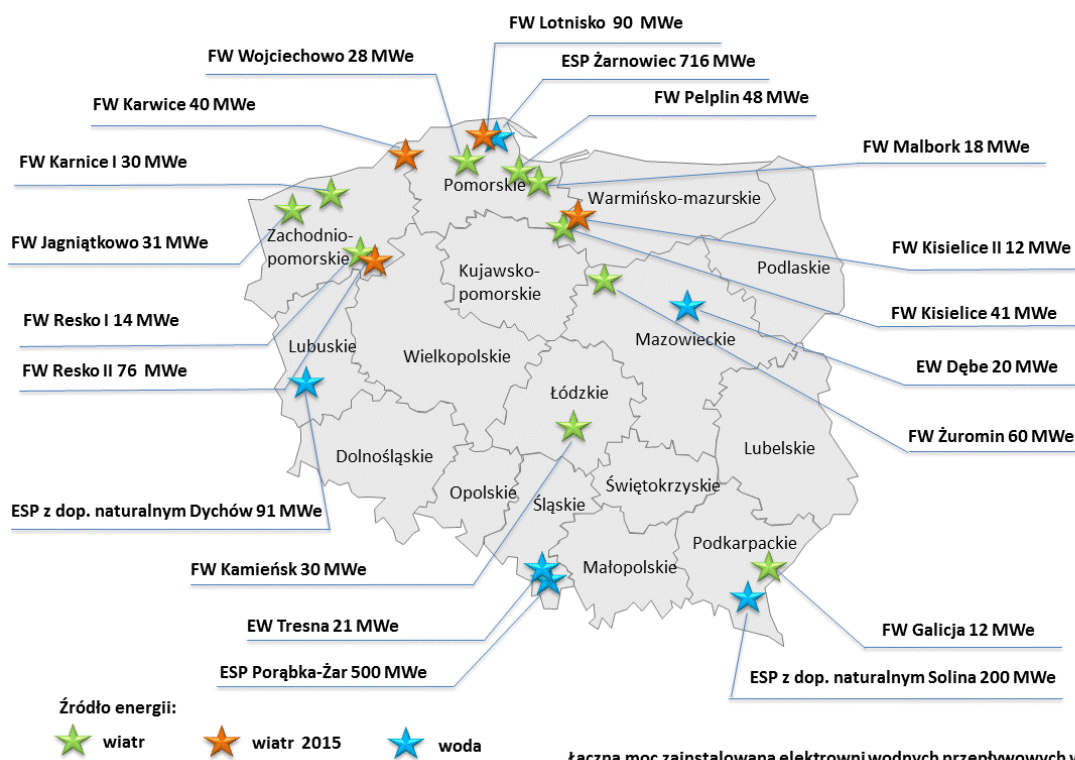
W I półroczu 2016 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na budowę farmy wiatrowej Lotnisko o mocy 90 MW - (końcowe rozliczenie kontraktu) 69 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I półroczu 2016 roku w segmencie Energetyki Odnawialnej:

- w styczniu uzyskano koncesję na wytwarzanie energii dla farmy wiatrowej Lotnisko 90 MW;
- w lutym uzyskano koncesję na wytwarzanie energii dla farmy wiatrowej Kieselice II 12 MW.

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



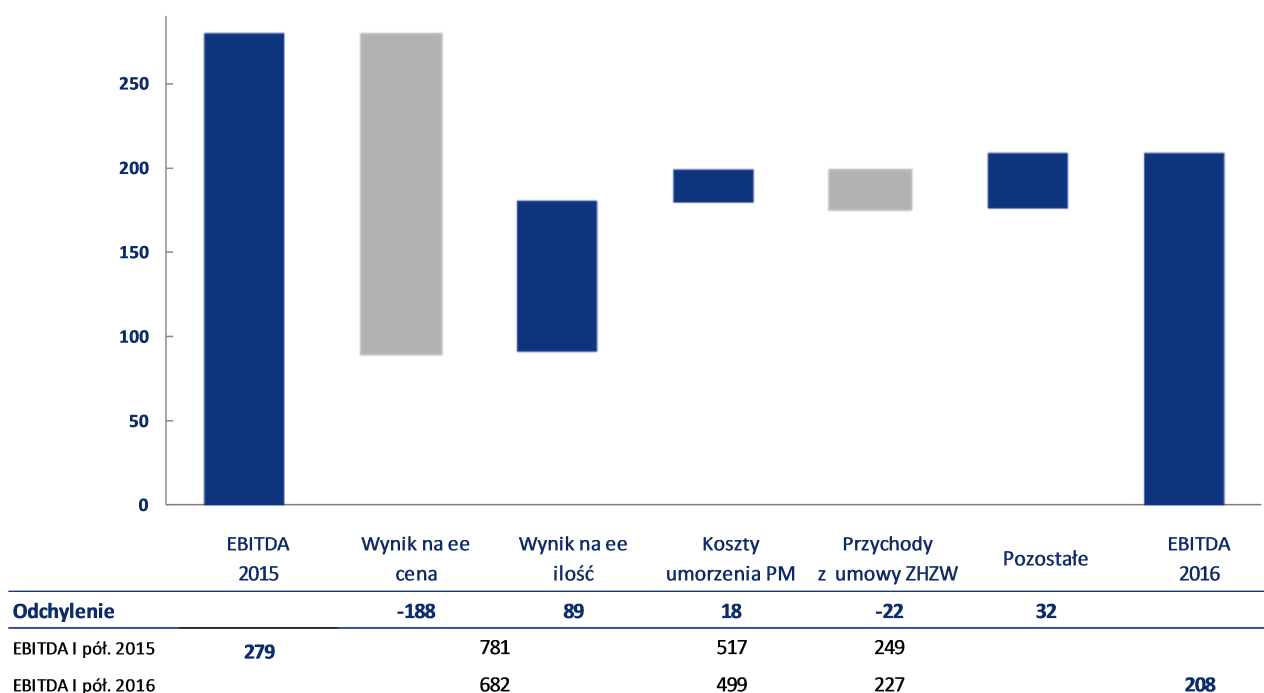
3.3.3 Segment Obrót

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mln PLN	I półrocze 2016	I półrocze 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	8.047	7.268	11%
EBIT	195	267	-27%
EBITDA	208	279	-25%
Nakłady inwestycyjne	7	13	-46%

* dane przekształcone

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



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Obrót w I półroczu 2016 roku w porównaniu do wyników analogicznego okresu 2015 roku były:

- **Obniżenie wyniku na energii elektrycznej** o 99 mln PLN wynika głównie z uzyskania niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii, w związku z mniej korzystną relacją pomiędzy średnią ceną sprzedaży (spadek o 10 PLN/MWh) a średnią ceną zakupu energii elektrycznej (spadek o 2 PLN/MWh). Wzrost wolumenu obrotu energią elektryczną o 11 % częściowo zrekompensował ujemny wpływ niższej ceny sprzedaży na wyniki segmentu.
- **Spadek kosztów umorzenia praw majątkowych** - głównie w wyniku niższych cen na rynku PM zielonych.
- **Zmniejszenie przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytórczymi („ZHZW”)** wynikające z niższego o 1,7 TWh wolumenu obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem oraz uzyskania niższych cen sprzedaży w ramach tzw. obligo giełdowego. Spadek przychodów od PGE GIEK S.A. wyniósł 26 mln PLN, natomiast od PGE EO S.A. przychody wzrosły o 4 mln PLN.
- **Wzrost przychodów z pozostałych usług** 25 mln PLN - głównie świadczonych przez Centrum Korporacyjne na rzecz spółek z pozostałych segmentów GK PGE.
- **Niższy o 4 mln PLN poziom kosztów stałych.**

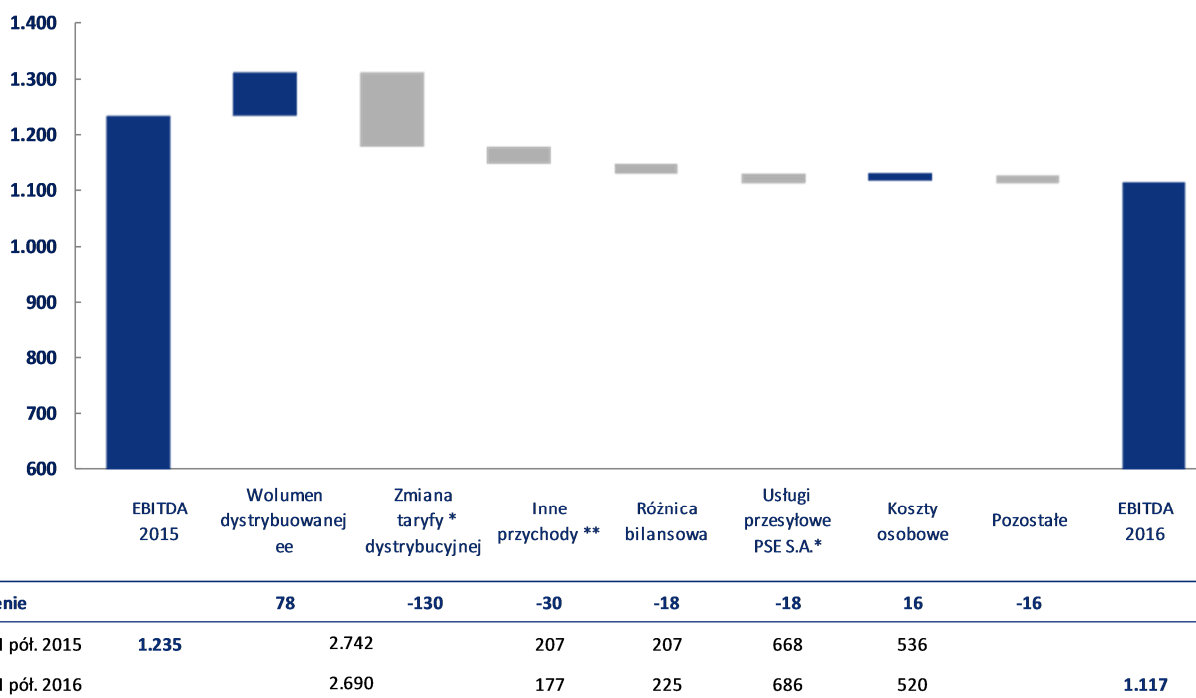
3.3.4 Segment Dystrybucja

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucji.

mln PLN	I półrocze 2016	I półrocze 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	2.922	3.002	-3%
EBIT	557	709	-21%
EBITDA	1.117	1.235	-10%
Nakłady inwestycyjne	713	688	4%

* dane przekształcone

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



* Wzrost kosztów usług przesyłowych bez wpływu na wynik, zrównoważony wzrostem przychodów z usługi dystrybucyjnej

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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja w I półroczu 2016 roku w porównaniu do wyników I półroczu 2015 roku były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 469,1 GWh, wynikający między innymi z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o około 43,6 tys.) w porównaniu do I półroczu 2015 roku.
- **Spadek przychodów z usługi dystrybucji** z uwagi na niższe stawki opłat dystrybucyjnych w taryfie na rok 2016 w porównaniu ze stawkami zatwierdzonymi w taryfie na rok 2015.
- **Spadek w pozycji inne przychody** wynikający głównie z niższych przychodów z opłaty przyłączeniowej. W I połowie 2015 roku przyłączono dodatkowo 2 farmy wiatrowe oraz specjalną strefę ekonomiczną.
- **Wzrost kosztów różnicy bilansowej** wynika głównie z wyższego wolumenu różnicy bilansowej związanego ze: (i) wzrostem zapotrzebowania na energię oraz (ii) zmianą struktury dostaw. W 2016 roku nastąpił spadek dostaw do odbiorców z grupy taryfowej A, w której przesył charakteryzuje się niższymi stratami technicznymi niż w pozostałych grupach taryfowych.
- **Niższe koszty osobowe** wynikają głównie z: (i) redukcji zatrudnienia oraz (ii) utworzenia w 2015 roku rezerwy na regulację wynagrodzeń.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z: (i) wyższych kosztów remontów i eksploatacji majątku sieciowego oraz (ii) wyższych kosztów podatku od nieruchomości w związku ze wzrostem wartości majątku sieciowego.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji w I półroczu 2016 oraz 2015 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I półrocze 2016	I półrocze 2015	zmiana %
Sieci SN i nN	227	210	8%
Stacje 110/SN i SN/SN	61	63	-3%
Linie 110 kV	18	11	64%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	268	254	6%
Zakup transformatorów i liczników	61	65	-6%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	57	63	-10%
Pozostałe	21	22	-5%
RAZEM	713	688	4%

W I półroczu 2016 roku w segmencie Dystrybucja największe nakłady poniesiono na realizację zadań z grup: „Przyłączanie nowych odbiorców” oraz „Sieci SN i nN (niskich napięć)”.

3.3.5 Pozostała Działalność

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Pozostała Działalność.

w mln PLN	I półrocze 2016	I półrocze 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	333	340	-2%
EBIT	-29	-20	-45%
EBITDA	33	33	0%
Nakłady inwestycyjne	68	80	-15%

* dane przekształcone

Wynik EBITDA segmentu Pozostała Działalność został osiągnięty na takim samym poziomie jak w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I półroczu 2016 roku wyniosły 68 mln PLN w porównaniu do 80 mln PLN poniesionych w I półroczu 2015 roku.

W ramach powyższej kwoty w I półroczu 2016 roku największe nakłady inwestycyjne poniesione zostały przez następujące spółki:

- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 30 mln PLN;
- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 21 mln PLN;
- Exatel S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 17 mln PLN.

3.4 Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 23 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.5 Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

Dnia 27 lipca 2016 roku PGE S.A. opublikowała raport bieżący nr 40/2016, w którym ujawniła szacunek skonsolidowanego zysku operacyjnego powiększonego o amortyzację (EBITDA) oraz zysku netto przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej za I półrocze 2016 roku. Skonsolidowany wynik EBITDA oraz zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej GK PGE w I półroczu 2016 roku zostały zrealizowane na poziomie szacowanym i wyniosły odpowiednio 3,1 mld PLN i 0,5 mld PLN.

3.6 Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

3.6.1 Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego raportu oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu za I kwartał 2016 roku posiadały następującą liczbę akcji:

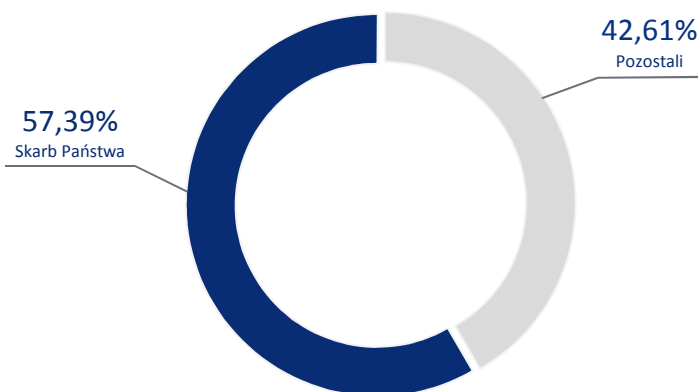
Tabela: Akcje PGE S.A. posiadane i zarządzane bezpośrednio przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę.

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I kwartał 2016 roku (tj. 11.05.2016 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu półrocznego (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu półrocznego (PLN)
Zarząd	-	-	-	-
Rada Nadzorcza	7	-	7	70
Jarosław Głowacki*	7	-	7	70

*W dniu 1 marca 2016 roku Pan Jarosław Głowacki został powołany w skład Rady Nadzorczej PGE S.A. Uchwałą nr 13 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE S.A.

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

Skarb Państwa posiada 1.072.984.098 akcji zwykłych Spółki o wartości nominalnej 10 PLN każda, reprezentujących 57,39% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1.072.984.098 głosów na walnym zgromadzeniu Spółki, stanowiących 57,39% ogólnej liczby głosów.

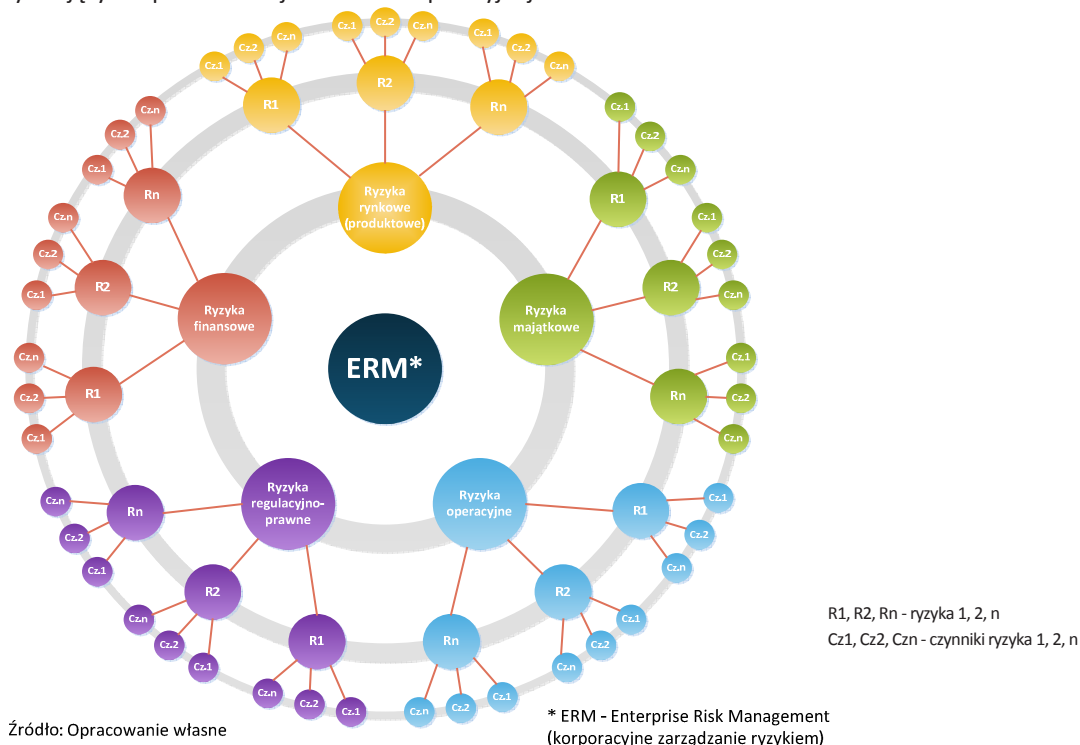


Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1.072.984.098	1.072.984.098	57,39%
Pozostali	796.776.731	796.776.731	42,61%
Razem	1.869.760.829	1.869.760.829	100,00%

4 Ryzyka i zagrożenia Grupy Kapitałowej PGE

Zarządzanie ryzykiem

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



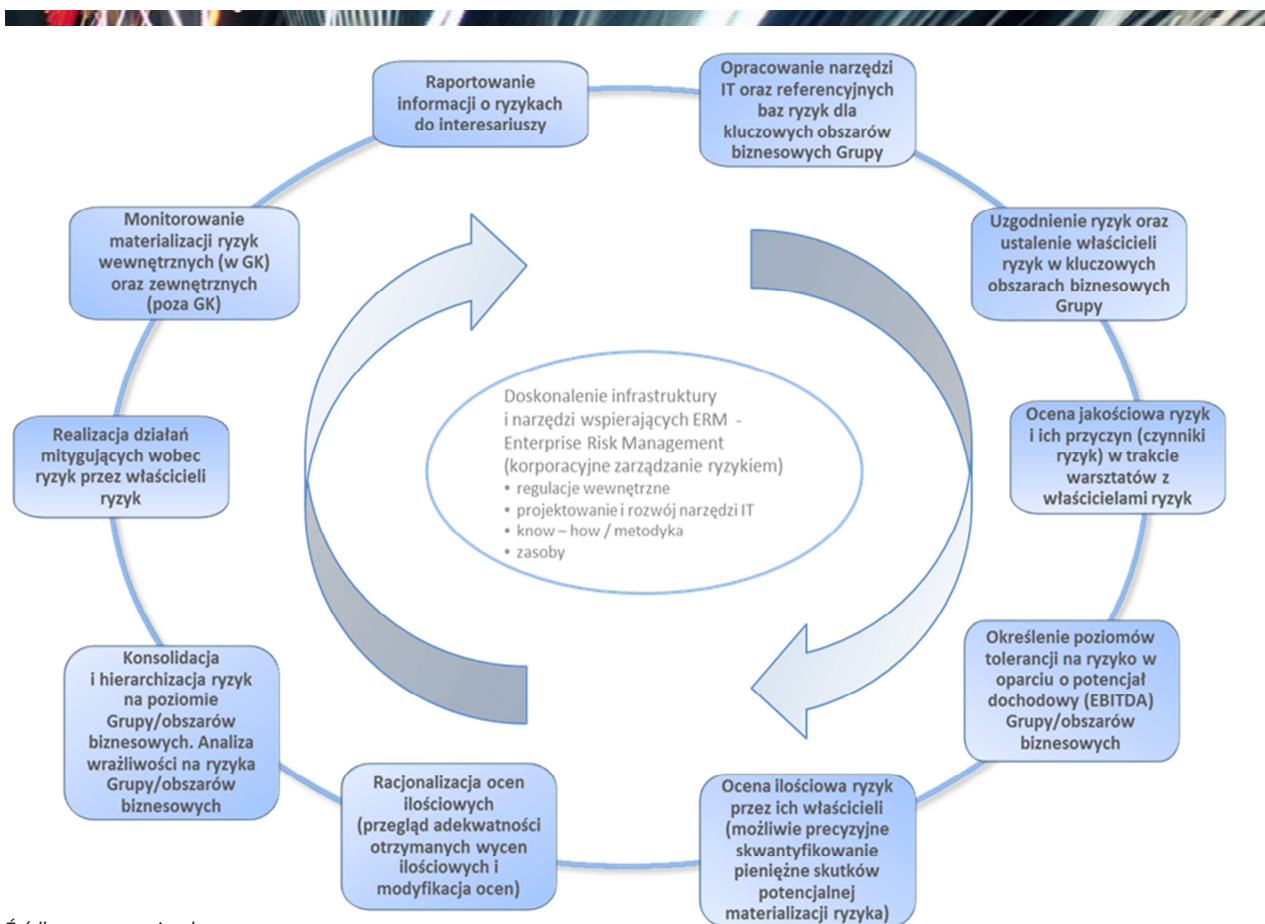
W GK PGE zarządzanie ryzykiem realizowane jest w oparciu o koncepcję Modelu GRC (Governance – Risk – Compliance), która umożliwia dopasowanie i integrację procesu na wszystkich poziomach zarządzania w poszczególnych obszarach działalności Grupy. Dzięki ustanowieniu na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka, raportującego bezpośrednio do Zarządu, zagwarantowany jest nadzór nad efektywnością procesów zarządzania ryzykiem w całej Grupie. Zdefiniowanie funkcji w ramach korporacyjnego zarządzania ryzykiem umożliwia niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływ na GK PGE, jak również limitowanie i kontrolę istotnych ryzyk specyficznych przy wykorzystaniu koncepcji kapitału ekonomicznego, za pomocą instrumentów zarządzania ryzykiem. Wydzielenie w ramach Grupy odrębnej funkcji compliance gwarantuje, że prowadzona przez GK PGE działalność jest zgodna z uwarunkowaniami prawnymi oraz zapewnia przestrzeganie przyjętych norm wewnętrznych, wzmacniając jednocześnie monitoring otoczenia regulacyjnego, zwiększając skuteczność identyfikacji potencjalnych luk i inicjowanych zmian dostosowawczych.



Źródło: opracowanie własne

Grupa Kapitałowa PGE konsekwentnie rozwija i udoskonala kompleksowy system zarządzania ryzykami, tak aby ryzyka towarzyszące jej działalności, mające istotny wpływ na wartość Grupy, utrzymywane były na zrównoważonym poziomie w stosunku do zakładanych celów biznesowych. Wprowadzane są kolejne mechanizmy doskonalące zarówno sam pomiar poziomu ryzyka, jak i skuteczność identyfikacji obszarów na nie narażonych.

Ryzyka Grupy Kapitałowej PGE dotyczące poszczególnych segmentów jej działalności są identyfikowane i utrzymywane w ustalonych granicach poprzez ograniczanie negatywnych skutków tych zagrożeń oraz podejmowanie działań wyprzedzających lub naprawczych, zgodnie z przyjętym cyklem.



Źródło: opracowanie własne

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

Poziom ryzyka	Perspektywa ryzyka					
	niski	średni	wysoki	spadek	wzrost	stabilny
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 30%;"> <p>poziom niski</p> <p>poziom średni</p> <p>poziom wysoki</p> </div> <div style="width: 70%;"> <p>ryzyko, które nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane,</p> <p>ryzyko co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja oparta na analizie kosztów i korzyści,</p> <p>ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia</p> </div> </div>						
<p>Ryzyka rynkowe (produktowe)</p> <p>związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług</p>						
<p>Ryzyka majątkowe</p> <p>związane z rozwojem i utrzymaniem majątku</p>						

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

Działania mitygujące ryzyka

Ryzyka rynkowe (produktowe)

Oddziaływanie: Sfera przychodowa oraz oferowane produkty i usługi

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

Grupa PGE bada, monitoruje oraz analizuje rynki energii elektrycznej i produktów powiązanych chcąc optymalnie wykorzystać swoje możliwości wytwórcze i sprzedażowe. Nowe produkty wprowadzane na rynek detaliczny są aktywnie promowane m.in. poprzez ogólnopolskie akcje marketingowe. Utrzymując rozbudowane portfolio produktowe i koncentrując działania na dopasowaniu ofert do rynku (zarówno historycznego jak i krajowego), Grupa dywersyfikuje kanały dotarcia do klientów końcowych (kanał sprzedaży własny, kanał sprzedaży agencyjny) oraz różnicuje grupy docelowe przy uwzględnieniu potencjału wolumenowego odbiorców. Działania mające na celu utrzymanie dotychczasowych klientów oparte są na modelu zdywersyfikowanego portfela ofert lojalizujących oraz działania o charakterze pozyskaniowym. W katalogu znajdują się również specjalne oferty dedykowane dla klientów uprzednio utraconych na rzecz konkurencji, a także oferty tzw. branżowe dedykowane dla konkretnych rodzajów działalności gospodarczej. Grupa PGE wprowadza również tzw. oferty łączone. W trosce o klientów szczególny nacisk skierowany jest na wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. Dzięki wdrażaniu narzędzi wspomagających te procesy Grupa efektywnie zarządza strumieniami informacji, co przekłada się bezpośrednio na komfort w relacjach z klientami oraz lepsze planowanie i organizację samej sprzedaży.

Ryzyka regulacyjno - prawne

Oddziaływanie: Sfera zapewnienia zgodności z regulacjami

Działania: Działalność Grupy PGE podlega licznym przepisom i regulacjom krajowym, europejskim oraz międzynarodowym. Monitoring zarówno wprowadzanych jak i proponowanych zmian prawnych zapewnia zminimalizowanie niekorzystnego wpływu regulacji na działalność w podstawowych segmentach biznesowych, tj. w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, wydobywaniu węgla brunatnego, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, jak również zakupu produktów powiązanych (paliw, praw majątkowych i CO₂). PGE S.A. jest jednym z członków Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, który otworzył swoje biuro w Brukseli. Poprzez działania Komitetu aktywnie wpływa na działania w procedowaniu i kształtowaniu unijnych przepisów, a także prowadzi dialog z instytucjami UE. Dostosowuje swoje regulacje wewnętrzne oraz praktyki postępowania tak, aby działalność Grupy była zgodna z regulacjami branżowymi, normami dotyczącymi ochrony środowiska naturalnego i innymi obowiązującymi przepisami.

Ryzyka majątkowe

Oddziaływanie: Sfera aktywów

Działania: Grupa PGE aktywnie realizuje strategię rozwoju i unowocześniania swoich mocy wytwórczych. Dywersyfikuje dotychczasową strukturę źródeł produkcyjnych z uwagi na technologię generacji energii. Aktualnie GK PGE prowadzi dwie kluczowe inwestycje (Opole, Turów), szereg inwestycji sieciowych, inwestycje w Odnawialne Źródła Energii, a także realizuje przedsięwzięcia modernizacyjno-rozwojowe. Na bieżąco prowadzone są prace eksploatacyjne i remontowe. Systematycznie poprawiana jest również niezawodność dostaw energii do odbiorców końcowych. Na wypadek awarii oraz szkód w majątku zostały ubezpieczone najważniejsze aktywa wytwórcze. Spółki z GK PGE przystąpiły do Towarzystwa Ubezpieczeń Wzajemnych PZUW. Ochroną objęto około 70% aktywów wytwórczych PGE GiEK S.A. wpływając na optymalizację procesu ubezpieczeniowego. Pozostałe aktywa należące do Spółek z Grupy będą ubezpieczane na analogicznych zasadach sukcesywnie, w miarę upływu terminów ważności obowiązujących polis ubezpieczeniowych.

Ryzyka operacyjne

Oddziaływanie: Sfera kosztowa

Działania: Wyniki Grupy PGE są w sposób istotny uzależnione od ponoszonych kosztów w ramach prowadzonej działalności. Spółka optymalizuje je m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. Z kolei przeglądy, remonty i modernizacja posiadanego majątku przekłada się na zapewnienie najkorzystniejszego czasu życia urządzeń i wymaganej dyspozycyjności jego kluczowych składników. Ponadto na poziom kosztów ma wpływ zapewnienie częściowo bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ i zakup brakujących uprawnień przy założeniu zabezpieczenia poziomu marży na sprzedaży. Prowadzony jest również intensywny dialog społeczny w celu wypracowania jak najkorzystniejszych rozwiązań w obszarze zatrudnienia i optymalizacji jego kosztów w ramach GK PGE.

Ryzyka finansowe

Oddziaływanie: Sfera gospodarki finansowej

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

5 Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE

Tabela: Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 30 czerwca 2016 roku.

Segment	Spółka
ENERGETYKA KONWENCJONALNA	<ol style="list-style-type: none">1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.2. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.3. MegaSerwis sp. z o.o.4. ELBIS sp. z o.o.5. PUP ELTUR SERWIS sp. z o.o.6. TOP SERWIS sp. z o.o.7. ELMEN sp. z o.o.8. MEGAZEC sp. z o.o.9. EPORE sp. z o.o.10. RAMB sp. z o.o.11. PTS BETRANS sp. z o.o.12. BESTGUM POLSKA sp. z o.o.13. Energoserwis Kleszczów sp. z o.o.
ENERGETYKA ODNAWIALNA	<ol style="list-style-type: none">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 Omikron sp. z o.o.20. PGE Energia Natury PEW sp. z o.o.
OBRÓT	<ol style="list-style-type: none">21. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.22. PGE Dom Maklerski S.A.23. PGE Trading GmbH24. PGE Obrót S.A.25. Enesta sp. z o.o.
DYSTRYBUCJA	<ol style="list-style-type: none">26. PGE Dystrybucja S.A.

5.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

5.1.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I półroczu 2016 roku

W I półroczu 2016 roku w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie nr 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Udziały i akcje w jednostkach zależnych i stowarzyszonych

W I półroczu 2016 roku PGE S.A. zmieniła swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 2 lutego 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Trading GmbH z siedzibą w Berlinie podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 3.350.000 euro do kwoty 5.350.000 euro, tj. o kwotę 2.000.000 euro, poprzez utworzenie jednego nowego udziału spółki o wartości nominalnej 2.000.000 euro. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. W dniu 7 marca 2016 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w niemieckim rejestrze handlowym.
- W dniu 10 marca 2016 roku pomiędzy PGE S.A. oraz PGE GiEK S.A. została zawarta umowa sprzedaży 6.812 udziałów w spółce RAMB sp. z o.o. z siedzibą w Piaskach (gm. Kleszczów), posiadanych przez PGE GiEK S.A., stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki. Z dniem zawarcia umowy sprzedaży na PGE S.A. przeniesione zostało prawo własności udziałów spółki. Aktualnie PGE S.A. jest jedynym wspólnikiem spółki.
- W dniu 26 kwietnia 2016 roku zostało zawarte porozumienie w sprawie rozpoczęcia działalności spółki Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. („PGG”). W dniu 29 kwietnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 1.805.557.200 PLN do kwoty 2.305.607.200 PLN, poprzez ustanowienie nowych udziałów obejmowanych przez: PGE GiEK S.A. z siedzibą w Bełchatowie, ENERGA Kogeneracja sp. z o.o. z siedzibą w Elblągu, PGNiG TERMIKA S.A. z siedzibą w Warszawie, Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych z siedzibą w Warszawie, Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach, WĘGLOKOKS S.A. z siedzibą w Katowicach, którzy złożyli stosowne oświadczenia o objęciu nowych udziałów w PGG i przystąpieniu do niej. PGE GiEK S.A. objęła 3.611.111 udziałów o wartości nominalnej 361.111.100 PLN, stanowiące 15,7% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG. W dniu 25 lipca 2016 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 13 czerwca 2016 roku pomiędzy PGE S.A. oraz PGE Inwest 2 sp. z o.o. (100% - PGE S.A.) została zawarta umowa sprzedaży 220.000 akcji Spółki Telewizja Familijna S.A. w upadłości z siedzibą w Warszawie, posiadanych przez PGE S.A., stanowiących 11,96% kapitału zakładowego spółki. Z dniem zawarcia umowy sprzedaży na PGE Inwest 2 sp. z o.o. przeniesione zostało prawo własności akcji spółki.
- W dniu 22 czerwca 2016 roku spółka PGE Energia Odnawialna S.A. („PGE EO”) zawarła ze spółką Bank Ochrony Środowiska S.A. z siedzibą w Warszawie („BOŚ”) umowę objęcia nowych akcji w podwyższonym kapitale zakładowym BOŚ („Umowa”). Zgodnie z Umową, BOŚ złożył PGE EO ofertę objęcia 2.000.000 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 10 PLN każda i łącznej wartości nominalnej 20.000.000 PLN. Złożenie oferty objęcia akcji odbyło się w drodze subskrypcji prywatnej (skierowanej wyłącznie do określonych inwestorów). PGE EO przyjęła powyżej opisaną ofertę objęcia akcji i w dniu 23 czerwca 2016 roku dokonała na rzecz BOŚ zapłaty łącznej ceny emisyjnej. W dniu 12 lipca 2016 roku podwyższenie kapitału zakładowego BOŚ zostało zarejestrowane w KRS. Aktualnie brak informacji o rejestracji nowych akcji BOŚ przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych. W wyniku powyższej transakcji PGE EO posiada aktualnie akcje stanowiące 3,18% udziału w kapitale zakładowym BOŚ.
- W dniu 22 czerwca 2016 roku Zwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek PGE Inwest 5 sp. z o.o., PGE Inwest 6 sp. z o.o., PGE Inwest 7 sp. z o.o., PGE Inwest 8 sp. z o.o., PGE Inwest 9 sp. z o.o., PGE Inwest 10 sp. z o.o., PGE Inwest 11 sp. z o.o., PGE Inwest 12 sp. z o.o., PGE Inwest 13 sp. z o.o., PGE Inwest 14 sp. z o.o. oraz PGE Inwest 15 sp. z o.o. („Spółki”) podjęły uchwały w sprawie podwyższenia kapitałów zakładowych spółek każdorazowo z kwoty 10.000 PLN do kwoty 20.000 PLN, tj. o kwotę 10.000 PLN, poprzez utworzenie nowych 10 udziałów każdej ze spółek o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitałów zakładowych zostało objęte przez jedynego wspólnika spółek, tj. spółkę PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., w zamian za wkłady pieniężne. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS: PGE Inwest 5 sp. z o.o. dnia 19 lipca 2016 roku, PGE Inwest 6 sp. z o.o. dnia 20 lipca 2016 roku, PGE Inwest 7 sp. z o.o. dnia 25 lipca 2016 roku, PGE Inwest 8 sp. z o.o. dnia 18 lipca 2016 roku, PGE Inwest 11 sp. z o.o. dnia 19 lipca 2016 roku, PGE Inwest 13 sp. z o.o. dnia 21 lipca 2016 roku, PGE Inwest 14 sp. z o.o. dnia 19 lipca 2016 roku, PGE Inwest 15 sp. z o.o. dnia 26 lipca 2016 roku. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania brak informacji o rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego przez sąd rejestrowy dla spółek: PGE Inwest 9 sp. z o.o., PGE Inwest 10 sp. z o.o. i PGE Inwest 12 sp. z o.o.

- W okresie od 1 stycznia do 30 czerwca 2016 roku PGE S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych spółki PGE GiEK S.A., w wyniku przymusowego wykupu zgodnie z art. 418 KSH, łącznie 77.134 akcje spółki PGE GiEK S.A. (stanowiące 0,01% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.). Aktualnie PGE S.A. posiada akcje stanowiące łącznie 99,972% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.
- W I półroczu 2016 roku spółki z Grupy PGE zmieniły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:
- W dniu 9 grudnia 2015 roku pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. oraz ENEA Operator sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu została zawarta warunkowa umowa sprzedaży 4 udziałów w spółce Centralny System Wymiany Informacji sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu na rzecz PGE Dystrybucja S.A. („Umowa”), stanowiących 20% kapitału zakładowego spółki. Zgodnie z Umową oraz zawartym aneksem nr 1 do Umowy, warunkiem zawieszającym przeniesienie prawa własności udziałów na PGE Dystrybucja S.A. jest uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów („UOKiK”) na koncentrację przedsiębiorców, przy czym przeniesienie udziałów nastąpi nie wcześniej niż 31 grudnia 2016 roku. W dniu 8 czerwca 2016 roku została wydana zgoda UOKiK stanowiąca warunek zawieszający, zgodnie z Umową.
- W dniu 16 lutego 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki BIO – ENERGIA sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie podjęło uchwałę w sprawie dobrowolnego umorzenia za wynagrodzeniem części posiadanych przez PGE EO S.A. udziałów w spółce, tj. 130.000 sztuk udziałów. W związku z umorzeniem udziałów Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników podjęło uchwałę o obniżeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 13.000.000 PLN, tj. z kwoty 22.597.800 PLN do kwoty 9.597.800 PLN. W związku z powyższym w dniu 16 lutego 2016 roku pomiędzy PGE EO S.A. oraz spółką BIO – ENERGIA sp. z o.o. została zawarta umowa sprzedaży na rzecz spółki udziałów podlegających dobrowolnemu umorzeniu. Płatność za udziały nastąpi po dniu wpisu w KRS obniżenia kapitału zakładowego spółki. Zgodnie z art. 456 § 1 Kodeksu spółek handlowych, postępowanie konwokacyjne w związku z obniżeniem kapitału zakładowego trwało do dnia 10 czerwca 2016 roku. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania brak informacji o rejestracji obniżenia kapitału zakładowego przez sąd rejestrowy.
- W dniu 25 maja 2016 roku spółka Pensjonat Dychów sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Dychowie, w wyniku postępowania likwidacyjnego, została wykreślona z KRS. PGE Energia Odnawialna S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki.

W I półroczu 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała działalności w żadnym istotnym obszarze.

5.2 Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE

Na dzień 30 czerwca 2016 roku następujące spółki z Grupy Kapitałowej PGE posiadały oddziały:

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

z siedzibą w Bełchatowie

- Oddział Elektrownia Bełchatów
- Oddział Elektrownia Opole
- Oddział Elektrownia Turów
- Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra
- Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów
- Oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Turów
- Oddział Elektrociepłownia Gorzów
- Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz
- Oddział Elektrociepłownia Rzeszów
- Oddział Elektrociepłownia Kielce
- Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków
- Oddział Elektrociepłownia Zgierz

PGE Energia Odnawialna S.A.

z siedzibą w Warszawie

- Oddział ZEW Solina - Myczkowce w Solinie
- Oddział ZEW Porąbka - Żar w Międzybrodzu Bialskim
- Oddział ZEW Dychów w Dychowie
- Oddział EW Żarnowiec w Czymanowie

PGE Energia Natury sp. z o.o.

z siedzibą w Warszawie

- Oddział „Galicja” z siedzibą w Orzechowcach

PGE Trading GmbH

z siedzibą w Berlinie

- Oddział w Pradze

PGE Dystrybucja S.A.

z siedzibą w Lublinie

- Oddział Lublin
- Oddział Łódź-Miasto
- Oddział Łódź-Teren
- Oddział Warszawa
- Oddział Rzeszów
- Oddział Białystok
- Oddział Zamość
- Oddział Skarżysko-Kamienna

PGE Obrót S.A.

z siedzibą w Rzeszowie

- Oddział z siedzibą w Lublinie
- Oddział z siedzibą w Łodzi
- Oddział z siedzibą w Warszawie
- Oddział z siedzibą w Białymstoku
- Oddział z siedzibą w Zamościu
- Oddział z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej

Elbest sp. z o.o.

z siedzibą w Bełchatowie

- Oddział Bogatynia
- Oddział Wawrzekowizna
- Oddział Krasnobród
- Oddział Iwonicz-Zdrój

Elbest Security sp. z o.o.

z siedzibą w Bełchatowie

- Oddział Rogowiec I
- Oddział Rogowiec II

Przedsiębiorstwo Transportowo - Sprzętowe

„Betrans” sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie

- Oddział ELTUR-TRANS z siedzibą w Bogatyni
- Oddział Rogowiec z siedzibą w Rogowcu

Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne

„ELTUR-SERWIS” sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni

- Oddział w Brzeziu k/Opola

EPORE sp. z o.o.

z siedzibą w Bogatyni

- Oddział Bogatynia
- Oddział Bełchatów
- Oddział w Brzeziu
- Oddział Żarska Wieś

ELBIS sp. z o.o.

z siedzibą w Rogowcu

- I Oddział z siedzibą w Warszawie

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

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

6.1 Umowa Inwestycyjna w sprawie inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o.

28 kwietnia 2016 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., podpisała Umowę Inwestycyjną określającą warunki inwestycji finansowej („Inwestycja”) w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. („Umowa”). Stronami Umowy są PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, ENERGA Kogeneracja S.A., PGNiG TERMIKA S.A., Węglkokoks S.A., Towarzystwo Finansowe „Silesia” sp. z o.o., Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw FIZAN (zwani dalej łącznie „Inwestorami”) oraz Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. („PGG”). PGG prowadzi działalność w oparciu o wybrane aktywa górnicze, które przejęła od Kompanii Węglowej S.A. („KW”) (11 kopalń, 4 zakłady, wraz z którymi zostały przeniesione wszystkie funkcje wspierające, zarządcze i nadzorcze Centrali KW).

W ramach Umowy określone zostały warunki Inwestycji obejmujące m.in. warunki dokapitalizowania PGG przez Inwestorów, zasady działalności PGG oraz zasady ładu korporacyjnego, w tym sposób sprawowania nadzoru Inwestorów nad PGG.

Dokapitalizowanie PGG w łącznej kwocie 2.417 mln PLN zostało podzielone na 3 etapy, w ramach których PGE GiEK S.A. wpłaci łącznie 500 mln PLN, w tym:

- 361 mln PLN w ramach pierwszego etapu. Efektem było objęcie 29 kwietnia 2016 roku przez PGE GiEK S.A. 15,7% udziału w kapitale zakładowym PGG;
- 83 mln PLN w ramach drugiego etapu (do 3 listopada 2016 roku). Efektem drugiego etapu będzie zwiększenie udziału PGE GiEK S.A. do 16,6% w kapitale zakładowym PGG;
- 56 mln PLN w ramach trzeciego etapu (do 1 lutego 2017 roku). Efektem trzeciego etapu będzie zwiększenie udziału PGE GiEK S.A. do 17,1% w kapitale zakładowym PGG.

Warunkiem do uruchomienia poszczególnych transz jest m.in. brak wystąpienia przypadków naruszenia warunków emisji obligacji wyemitowanych przez PGG.

PGG funkcjonuje w oparciu o biznesplan, którego celem jest optymalizacja kosztów produkcji węgla oraz osiągnięcie określonych poziomów rentowności. Biznesplan PGG zakłada, że w 2017 roku spółka generować będzie dodatnie przepływy pieniężne dla Inwestorów. Umowa przewiduje szereg mechanizmów umożliwiających Inwestorom bieżący monitoring sytuacji finansowej PGG, w tym realizacji biznesplanu oraz podejmowanie dalszych działań optymalizacyjnych m.in. w przypadku niekorzystnych zmian warunków rynkowych. Umowa przewiduje, że każdemu wspólnikowi PGG przysługuje prawo do powoływania, odwoływania i zawieszenia w pełnieniu funkcji jednego członka Rady Nadzorczej (uprawnienie osobiste). Ponadto kluczowe decyzje Zgromadzenia Wspólników PGG dotyczące zarządzania kapitałami oraz przekształceń wymagają zgody Inwestorów.

Z uwagi na wskazane powyżej uprawnienia, które przysługują PGE GiEK S.A., w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym inwestycja w PGG jest traktowana jako jednostka stowarzyszona i ujmowana metodą praw własności.

6.2 Zmiany w składzie Zarządu

Do dnia 28 stycznia 2016 roku Zarząd funkcjonował w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja
Marek Woszczyk	Prezes Zarządu
Jacek Drozd	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
Dariusz Marzec	Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju
Grzegorz Krystek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych i Handlu

W dniu 29 stycznia 2016 roku Rada Nadzorcza odwołała Pana Jacka Drozda oraz Pana Dariusza Marca ze składu Zarządu oraz oddelegowała Pana Marka Pastuszko, powołanego do Rady Nadzorczej oświadczeniem Ministra Skarbu Państwa w dniu 28 stycznia 2016 roku do czasowego pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu na okres trzech miesięcy.

W dniu 25 lutego 2016 roku Rada Nadzorcza odwołała oddelegowanie Pana Marka Pastuszko do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu i powołała go w skład Zarządu, powierzając mu funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych.

W dniu 26 lutego 2016 roku Rada Nadzorcza powołała Pana Emila Wojtowicza z dniem 15 marca 2016 roku w skład Zarządu, powierzając mu funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych oraz powołała Pana Ryszarda Wasiłka z dniem 7 marca 2016 roku w skład Zarządu, powierzając mu funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju.

W dniu 2 marca 2016 roku Pan Marek Woszczyk oraz Pan Grzegorz Krystek złożyli rezygnacje z pełnienia funkcji w Zarządzie z dniem 30 marca 2016 roku.

W dniu 22 marca 2016 roku Pan Paweł Śliwa złożył rezygnację z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej, natomiast Rada Nadzorcza powołała czterech Członków Zarządu od dnia 31 marca 2016 roku:

- Pana Henryka Baranowskiego, powierzając mu funkcję Prezesa Zarządu;
- Panią Martę Gajęcką, powierzając jej funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju Rynku i Relacji Międzynarodowych;
- Pana Bolesława Jankowskiego powierzając mu funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu;
- Pana Pawła Śliwę powierzając mu funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Innowacji.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania, Zarząd Spółki funkcjonuje w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja
Henryk Baranowski	Prezes Zarządu
Marta Gajęcka	Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju Rynku i Relacji Międzynarodowych
Bolesław Jankowski	Wiceprezes Zarządu ds. Handlu
Marek Pastuszko	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji
Ryszard Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju
Emil Wojtowicz	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

6.3 Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

Do dnia 28 stycznia 2016 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
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
Marek Ściążko	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Jacek Fotek	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny

W dniu 28 stycznia 2016 roku Skarb Państwa powołał do składu Rady Nadzorczej Pana Marka Pastuszko, w drodze pisemnego oświadczenia składanego Zarządowi Spółki. W dniu 29 stycznia 2016 roku Pan Marek Pastuszko został oddelegowany przez Radę Nadzorczą PGE S.A. do czasowego wykonywania czynności Członka Zarządu ds. Korporacyjnych. Następnie w dniu 25 lutego 2016 roku Pan Marek Pastuszko złożył rezygnację z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGE S.A. a następnie uchwałą Rady Nadzorczej powołany został na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGE S. A. ds. Korporacyjnych.

W dniu 5 lutego 2016 roku do Spółki wpłynęła rezygnacja Pana Piotra Machnikowskiego z członkostwa w Radzie Nadzorczej PGE S.A.

W dniu 1 marca 2016 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę:

- odwołaniu ze składu Rady Nadzorczej następujących osób: Pana Jacka Barylskiego, Pani Małgorzaty Molas, Pana Jarosława Gołębiowskiego, Pana Jacka Fotek oraz Pana Marka Ściążko;

- powołaniu w skład Rady Nadzorczej następujących osób: Pana Jarosława Głowackiego, Pani Janiny Goss, Pana Mateusza Gramza, Pana Mieczysława Sawaryna, Pana Artura Składanka oraz Pana Grzegorza Kuczyńskiego.

Ponadto w dniu 1 marca 2016 roku Skarb Państwa powołał do składu Rady Nadzorczej Pana Pawła Śliwę, w drodze pisemnego oświadczenia składanego Zarządowi Spółki. W dniu 22 marca 2016 roku Pan Paweł Śliwa złożył rezygnację z funkcji Członka Rady Nadzorczej PGE S.A., a następnie uchwałą Rady Nadzorczej powołany został na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGE S.A. ds. Innowacji z dniem 31 marca 2016 roku.

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

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Małgorzata Mika-Bryska	Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej- członek niezależny (oświadczenie z dn. 11 lipca 2016 roku)
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej - członek niezależny
Jarosław Głowacki	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Mateusz Gramza	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Artur Składanek	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny

W I półroczu roku 2016 roku komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Janina Goss	Członek od 02.03.2016 r.			Członek od 02.03.2016 r.
Jacek Barylski		Członek do 01.03.2016 r.		Przewodniczący do 01.03.2016 r.
Jacek Fotek	Członek do 01.03.2016 r.			
Jarosław Głowacki		Członek od 02.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.	
Jarosław Gołębiewski	Przewodniczący do 01.03.2016 r.		Członek do 01.03.2016 r.	
Mateusz Gramza	Członek od 07.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r. do 07.03.2016 r.		Członek od 02.03.2016 r.
Anna Kowalik	Członek			Członek
Piotr Machnikowski		Przewodniczący do 05.02.2016 r.		Członek do 05.02.2016 r.
Małgorzata Mika-Bryska		Członek	Członek	
Małgorzata Molas			Członek do 01.03.2016 r.	Członek do 01.03.2016 r.
Grzegorz Kuczyński	Członek od 02.03.2016 r. Przewodniczący od 18.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.		
Mieczysław Sawaryn			Członek od 02.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.
Artur Składanek		Członek od 07.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.	

Paweł Śliwa	Członek od 02.03.2016 r. do 22.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r. do 22.03.2016 r.
Marek Ściążko	Członek do 01.03.2016 r.	

6.4 Działania związane z energetyką jądrową

Partnerstwo biznesowe

W następstwie zbycia w dniu 15 kwietnia 2015 roku na rzecz Partnerów Biznesowych (TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A. oraz KGHM Polska Miedź S.A.) 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.

Zgodnie z Umową Wspólników, zawartą w dniu 3 września 2014 roku, Strony zobowiązały się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Programu (Etap rozwoju). Środki na realizację Programu wnoszone są do PGE EJ 1 sp. z o.o. w formie podwyższeń kapitału zakładowego. Zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy wartości ok. 700 mln PLN.

Finansowanie

W I półroczu 2016 roku kontynuowano (na potrzeby postępowania zintegrowanego) prace nad strukturą finansowania Programu na bazie dokonanej aktualizacji założeń nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji elektrowni jądrowej oraz rewizji modelu finansowego inwestycji. Prowadzono też prace przygotowawcze dla wyboru doradcy finansowego i ubezpieczeniowego.

W III kwartale 2016 roku planowana jest kontynuacja prac w tych obszarach.

Mechanizmy wsparcia

W I półroczu 2016 roku prowadzono z Rządem rozmowy w zakresie warunków realizacji polskiego projektu jądrowego, przy uwzględnieniu potencjalnych mechanizmów wsparcia dedykowanych dla energetyki jądrowej, w tym m.in. kontraktu różnicowego.

W III kwartale 2016 roku planowane jest prowadzenie, wspólnie z Rządem, dalszych prac mających na celu wypracowanie propozycji rozwiązań ekonomiczno–organizacyjno–prawnych dotyczących realizacji polskiego projektu jądrowego, wraz z podziałem ryzyki i szacunkiem kosztów wdrożenia tych rozwiązań.

Postępowanie zintegrowane

Celem postępowania zintegrowanego jest równoczesny wybór, w ramach jednej procedury, wszystkich kluczowych wykonawców budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej (tj. zapewnienie zintegrowanego pakietu inwestycyjno–kapitałowego połączonego z dostawą technologii oraz powiązanymi usługami, dostawami i robotami budowlanymi (w formule EPC), dostawą paliwa i usługami powiązanymi oraz usługami wsparcia O&M).

W I półroczu 2016 roku zakończono przygotowywanie zaproszenia do postępowania zintegrowanego.

Wybór lokalizacji EJ, w tym decyzje lokalizacyjna i środowiskowa

W I kwartale 2016 roku zaktualizowano podejście do przeprowadzenia badań lokalizacyjnych i środowiskowych i dokonano weryfikacji trzech potencjalnych lokalizacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej tj. Lubiatowo–Kopalino, Choczewo i Żarnowiec pod kątem warunków hydrogeologicznych, przyrodniczych, infrastrukturalnych oraz społeczno–gospodarczych. Przeprowadzono analizę oddziaływania na integralność, spójność i przedmiot ochrony obszarów Natura 2000. Na podstawie wyników analiz i przeprowadzonej weryfikacji przygotowano decyzję o wyborze dwóch lokalizacji tj. Lubiatowo – Kopalino i Żarnowiec na potrzeby badań środowiskowych i lokalizacyjnych w celu przygotowania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko oraz raportu lokalizacyjnego.

W II kwartale 2016 roku Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska wydał postanowienie o ustaleniu zakresu raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko, z uwzględnieniem dwóch wariantów lokalizacyjnych: Lubiatowo-Kopalino i Żarnowiec.

Planowanie i przygotowanie infrastruktury towarzyszącej

W I kwartale 2016 roku prowadzono prace studialne związane z przygotowaniem wariantowych przebiegów dróg dojazdowych do placu budowy w rozpatrywanych lokalizacjach. Stanowią one m.in. podstawę do wyznaczenia obszarów badań środowiskowych na lądzie.

W II kwartale 2016 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. brała udział w konsultacjach społecznych „Planu Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Pomorskiego” oraz „Planu Obszaru Metropolitalnego Gdańsk-Gdynia-Sopot” w celu ujęcia w w/w planach zadań infrastrukturalnych na potrzeby elektrowni jądrowej.

W III kwartale 2016 roku planowana jest kontynuacja prac w powyższym zakresie.

Pozyskanie decyzji zasadniczej Ministra właściwego ds. Energii (w tym ogólna opinia Prezesa PAA)

W I kwartale 2016 roku przeprowadzono z Prezesem Państwowej Agencji Atomistyki konsultacje dotyczące procedowania wniosków oraz harmonogramu wydawania ogólnych opinii Prezesa PAA dla technologii jądrowych, które zostaną zakwalifikowane do udziału w postępowaniu zintegrowanym, a także zakresu wniosku o wydanie ogólnej opinii oraz rodzaju wymaganych dokumentów i zakresu informacji oczekiwanych przez Prezesa PAA we wniosku. W II kwartale 2016 roku kontynuowano uzgodnienia z PAA.

Akceptacja społeczna

Głównym celem działań w tym obszarze jest uzyskanie i utrzymanie wysokiego poziomu poparcia społecznego w planowanych lokalizacjach elektrowni jądrowej (docelowo w wybranej lokalizacji) umożliwiającego przeprowadzenie Programu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz dostarczenie wiedzy na temat energetyki jądrowej i Programu wybranym grupom interesariuszy na poziomie ogólnopolskim i lokalnym.

W I kwartale 2016 roku uruchomiono nabór wniosków w ramach Programu Wsparcia Rozwoju Gmin Lokalizacyjnych („PWRGL”). Celem tego programu jest umacnianie partnerskich relacji PGE EJ 1 sp. z o.o. ze społecznością lokalną oraz władzami trzech gmin lokalizacyjnych poprzez wspieranie inicjatyw istotnych dla mieszkańców i rozwoju regionu.

W II kwartale 2016 roku podpisano umowy z zakwalifikowanymi wnioskodawcami w ramach PWRGL.

Na poziomie ogólnopolskim zainaugurowano III edycję programu Atom dla Nauki. Wzorem lat ubiegłych elementem programu była organizacja dwóch konkursów: dla studentów i kadry naukowej.

6.5 Kwestie prawne

Pozwy o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń

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.

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. 13 sierpnia 2015 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok oddalający w całości powództwo akcjonariusza. Wyrok jest nieprawomocny. W dniu 7 grudnia 2015 roku PGE S.A. został doręczony odpis apelacji Powoda. W dniu 21 grudnia 2015 roku Spółka złożyła odpowiedź na apelację.

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. 21 września 2015 roku Spółka wniosła odpowiedź na pozew. Wyrokiem ogłoszonym w dniu 26 kwietnia 2016 roku Sąd Okręgowy w Warszawie oddalił powództwo akcjonariusza.

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 dniu 23 listopada 2015 roku Spółka wniosła odpowiedź na pozew.

20 maja 2016 roku do Spółki 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 1 marca 2016 roku. 2 czerwca 2016 roku Spółka złożyła odpowiedź na pozew.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Byli akcjonariusze PGE GiEK 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 GiEK 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 GiEK S.A. wynosi ponad 10 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.) złożyła 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.

W dniu 27 kwietnia 2016 roku odbyło się posiedzenie sądu. Obie strony podtrzymały dotychczas podniesione wnioski i twierdzenia, Socrates Investment dodatkowo wniosła o oddalenie wniosków PGE S.A. z pisma z dnia 10 kwietnia 2016 roku. Sąd wyznaczył kolejny termin rozprawy na dzień 10 sierpnia 2016 roku.

PGE S.A. nie uznaje żądań Socrates Investment S.A. oraz pozostałych akcjonariuszy występujących z zawezwaniami 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 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.

W dniu 8 stycznia 2016 roku spółce PGE EJ 1 sp. z o.o. została doręczona odpowiedź WorleyParsons International Inc. i WorleyParsons Group Inc. na pozew.

W dniu 20 kwietnia 2016 roku spółce PGE EJ 1 sp. z o.o. została doręczona odpowiedź WorleyParsons Nuclear Services JSC na pozew. Termin posiedzenia w sprawie został wyznaczony na dzień 27 września 2016 roku. Będzie to posiedzenie niejawne odbywające się w trybie art. 207 § 4 kpc.

Ponadto w dniu 13 listopada 2015 roku do spółki PGE EJ 1 sp. z o.o. wpłynął pozew WorleyParsons o zapłatę kwoty 59 mln PLN tytułem zapłaty należnego w ocenie powoda wynagrodzenia oraz zwrotu kwoty, zdaniem powoda nienależnie pobranej przez spółkę z gwarancji bankowej. Sąd zobowiązał PGE EJ 1 sp. z o.o. do złożenia odpowiedzi na ten pozew w terminie 3 miesięcy od daty jego doręczenia.

W dniu 13 lutego 2016 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. złożyła do Sądu Okręgowego w Warszawie odpowiedź na pozew WorleyParsons.

W dniu 3 czerwca 2016 roku Sąd Okręgowy doręczył zawiadomienie w przedmiocie połączenia do łącznego rozpoznania i rozstrzygnięcia sprawy z powództwa WorleyParsons przeciwko PGE EJ 1 sp. z o.o. ze sprawą z powództwa PGE EJ 1 sp. z o.o. przeciwko WorleyParsons.

Ponadto, w dniu 20 maja 2016 roku PGE EJ 1 sp. z o.o. złożyła do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie wniosek o zawezwanie spółek WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. oraz WorleyParsons Group Inc. (dalej jako: Przeciwnicy) do próby ugodowej w zakresie roszczeń odszkodowawczych spółki tj. zapłaty na rzecz Spółki kwoty 41 mln PLN wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od dnia wymagalności powyższej kwoty do dnia zapłaty tytułem odszkodowania za nienależyte wykonanie przez Przeciwników zobowiązań z umowy nr PGE/EJ1/08/2013 o badanie środowiska, badanie lokalizacji oraz usługi związane z uzyskaniem pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym związanym z budową przez PGE EJ sp. z o.o. pierwszej polskiej elektrowni jądrowej o mocy ok. 3000 MW zawartej pomiędzy Przeciwnikami jako wykonawcą, a spółką jako zamawiającym w dniu 7 lutego 2013 roku.

6.6 Opis znaczących umów

W I półroczu 2016 roku nie wystąpiły umowy, które spełniły kryterium umowy znaczącej.

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

W ramach Grupy w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2016 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

6.8 Utrata wartości majątku wytwórczego segmentu Energetyka Odnawialna

W ciągu I półroczu 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów wytwórczych oraz wartości firmy w segmencie Energetyka Odnawialna. Do najważniejszych czynników wpływających na wartość odzyskiwalną aktywów w ocenie Grupy Kapitałowej PGE należą:

- Zmiany w otoczeniu rynkowym

Opóźnienie wejścia w życie nowego systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z OZE powoduje, iż wybudowane nowe jednostki uczestniczą w dotychczasowym systemie wsparcia. Choć od początku 2016 roku ograniczone zostało wsparcie dla dużej energetyki wodnej i technologii współspalania biomasy z węglem, to przesunięcie w czasie momentu wejścia w życie zapisów rozdziału 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii z 20 lutego 2015 roku przyczyniło się do zwiększenia i tak dużej nadwyżki zielonych certyfikatów. Dodatkowo oczekiwanie co do zmiany zasad wsparcia wpłynęło na intensyfikację prac budowlanych, czego konsekwencją było oddanie do użytku znacznej ilości elektrowni wiatrowych w 2015 roku oraz w I połowie 2016 roku. W rezultacie wpłynęło to na dalsze spadki cen praw majątkowych oraz pogorszenie prognoz na przyszłość.

- Zmiany w otoczeniu prawnym

20 maja 2016 roku została uchwalona ustawa o inwestycjach w zakresie farm wiatrowych, która między innymi zmienia definicję budowli w ustawie prawo budowlane. Zmiana definicji budowli powoduje, iż rozszerzony zostanie zakres opodatkowania podatkiem od nieruchomości dla farm wiatrowych.

Skutkiem powyższych zdarzeń Grupa Kapitałowa PGE prognozuje zmniejszenie generowanych przepływów pieniężnych w przyszłości oraz stwierdziła ryzyko utraty wartości przez aktywa wytwórcze segmentu Energetyka Odnawialna w obszarze elektrowni wiatrowych.

Testy na utratę wartości zostały przeprowadzone na dzień 30 czerwca 2016 roku w odniesieniu do ośrodków wypracowujących środki pieniężne („CGU”) poprzez ustalenie ich wartości odzyskiwalnej. Wartość odzyskiwalna analizowanych aktywów została ustalona w oparciu o oszacowanie ich wartości użytkowej metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto na podstawie projekcji finansowych przygotowanych na zakładany czas użytkowania danego CGU. Zdaniem Grupy Kapitałowej PGE przyjęcie projekcji finansowych dłuższych niż pięcioletnie jest zasadne ze względu na fakt, iż rzeczowe aktywa trwałe wykorzystywane przez Grupę Kapitałową PGE 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:
 - elektrowni szczytowo-pompowych,
 - pozostałych elektrowni wodnych,
 - poszczególnych elektrowni wiatrowych.
- produkcja energii elektrycznej i praw majątkowych została założona na podstawie danych historycznych oraz oszacowań eksperckich wykonanych na potrzeby inwestycyjne, skorygowanych o dyspozycyjność poszczególnych jednostek.
- prognozy cen energii elektrycznej na lata 2016-2030, zakładające wzrost rynkowej ceny hurtowej o ponad 20% do roku 2020 oraz mniejszy wzrost w kolejnych latach (w cenach stałych),
- ceny praw majątkowych pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych zakładające wzrost cen w latach 2017 – 2019 w odniesieniu do cen obecnych oraz istotny spadek w kolejnych latach (z zastrzeżeniem, iż dla produkcji pokrytej wiążącymi kontraktami przyjęto ceny wynikające z tych kontraktów),
- wzrost obciążenia z tytułu podatku od nieruchomości
- utrzymanie zdolności produkcyjnych w wyniku prowadzenia inwestycji o charakterze odtworzeniowym,

- przyjęcie średniego ważonego kosztu kapitału po opodatkowaniu (WACC) w okresie projekcji na poziomie 7,56%.

Prognozy cen energii elektrycznej i praw majątkowych pochodzenia energii pochodziły z opracowania przygotowanego przez niezależnego eksperta. Przyjęto prognozę cen energii określoną jako najbardziej prawdopodobną, przy czym w części pokrytej obowiązującymi kontraktami, przyjęto ceny wynikające z tych kontraktów w okresie ich obowiązywania.

Utrata wartości majątku wytwórczego segmentu Energetyka Odnawialna

Przeprowadzone testy wykazały, iż nastąpiła utrata wartości w odniesieniu do części farm wiatrowych oraz do przypisanej do tego CGU wartości firmy.

Stan na dzień 30 czerwca 2016 mln PLN	Wartość aktywów przed odpisem	Utrata wartości	Wartość po odpisie
Jednostki wytwórcze segmentu Energetyki Odnawialnej			
Elektrownie szczytowo-pompowe	800	-	800
Pozostałe elektrownie wodne	349	-	349
Elektrownie wiatrowe	2.636	479	2.157
Projekty inwestycyjne	220	32	188
Wartość firmy	284	272	12
RAZEM	4.289	783	3.506

Analiza wrażliwości

Wyniki analizy wrażliwości wykazały, że największy wpływ na wartość użytkową wycenianych aktywów mają przede wszystkim zmiany założeń dotyczących ceny sprzedaży praw majątkowych, cen energii elektrycznej oraz średnioważonego kosztu kapitału. Poniżej przedstawiono szacowany wpływ zmiany kluczowych założeń na zmianę odpisu aktualizującego wartość aktywów segmentu Energetyki Odnawialnej na dzień 30 czerwca 2016 roku.

Parametr	Zmiana	Wpływ na odpis aktualizujący	
		Zwiększenie odpisu	Zmniejszenie odpisu
Zmiana ceny energii elektrycznej w całym okresie prognozy	+ 1%	-	20,6
	- 1%	20,6	-
Zmiana WACC	+ 0,5 p.p.	75,7	-
	- 0,5 p.p.	-	72,2
Zmiana ceny praw majątkowych w całym okresie prognozy	+ 1%	-	9,6
	- 1%	9,6	-

6.9 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, Spółka zastosowała swoją najlepszą wiedzę w tym zakresie, a także korzystała ze wsparcia zewnętrznych ekspertów.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania wytwórcy (Oddziały Spółki) otrzymali decyzje dotyczące korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2008-2014. W części decyzje te były niekorzystne dla poszczególnych podmiotów i zdaniem Spółki zostały wydane z naruszeniem Ustawy KDT. W konsekwencji począwszy od 2009 roku Spółka prowadziła szereg postępowań przed Sądem Okręgowym w Warszawie – Sądem Ochrony Konkurencji i Konsumentów („SOKiK”) oraz przed Sądem Apelacyjnym dotyczących odwołań wytwórców od Decyzji Prezesa URE. Na dzień sporządzania niniejszego sprawozdania większość postępowań prowadzonych jest przed Sądem Najwyższym.

W I półroczu 2016 roku:

- W dniu 27 stycznia odbyła się rozprawa przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej (TSUE) w sprawie pytań prejudycjalnych zadanych TSUE przez Sąd Najwyższy (SN), na którym każda ze stron przedstawiła swoje stanowisko. Spółka oczekuje na wydanie orzeczenia przez TSUE. W dniu 14 kwietnia Rzecznik Generalny przedstawił pisemną opinię w sprawie.

- W dniu 7 kwietnia odbyła się rozprawa przed Sądem Najwyższym, podczas której rozpoznano skargę kasacyjną Prezesa URE w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla Oddziału Elektrociepłownia Lublin Wrotków za 2009 roku. Sąd Najwyższy uchylił zaskarżony wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie w całości i oddalił apelację PGE GiEK S.A. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi prawie 7 mln PLN. W konsekwencji tego wyroku Spółka przekazała tę kwotę na rachunek Zarządcy Rozliczeń S.A.
- W dniu 7 kwietnia Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla Oddziału Elektrociepłownia Lublin-Wrotków oraz Oddziału Elektrociepłownia Rzeszów za 2010 rok. Przedmiotowe postanowienie kończy postępowanie. Oznacza to utrzymanie w mocy stanowisk SOKiK oraz Sądu Apelacyjnego. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi 4 mln PLN.
- W dniu 14 kwietnia odbyła się rozprawa w Sądzie Apelacyjnym w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych dla Oddziału Elektrownia Opole za rok 2010. Sąd uwzględnił apelację Spółki i jednocześnie oddalił apelację Prezesa URE. Powyższe oznacza, że sąd zmienił zaskarżoną decyzję zgodnie z żądaniem odwołania Spółki. Wyrok jest prawomocny. Prezesowi URE przysługuje prawo do złożenia skargi kasacyjnej. Wartość przedmiotu sporu wynosi około 142 mln PLN. Zarządca Rozliczeń S.A. przekazała tę kwotę na rachunek Spółki.
- W dniu 12 maja odbyła się rozprawa w Sądzie Apelacyjnym w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla Oddziału Elektrociepłownia Rzeszów za 2012 rok. Sąd Apelacyjny wydał wyrok, którym zmienił wyrok SOKiK w całości i oddalił odwołanie Spółki. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi około 7 mln PLN.
- W dniu 12 maja Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej Spółki w sprawie wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla Oddziału Elektrociepłownia Rzeszów za 2009 rok oraz za 2011 rok. Wartość przedmiotu sporu w obu sprawach wynosi ok. 10 mln PLN.
- 8 sierpnia 2016 roku PGE GiEK S.A. otrzymała decyzję administracyjną Prezesa URE dotyczącą ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2015 rok. Wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych powstałych w jednostkach wytwórczych: Oddział Elektrownia Turów i Oddział Elektrownia Opole za 2015 rok wynosi ok. (+) 326 mln PLN. Spółka uważa tę kwotę za bezsporną. Wysokość zaliczek pobranych w 2015 roku wyniosła 251 mln PLN.

Wpływ na sprawozdanie za okres zakończony dnia 30 czerwca 2016 roku

W sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 30 czerwca 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła w przychodach ze sprzedaży przychody z tytułu KDT w wysokości 253 mln PLN.

Wyrok Sądu Apelacyjnego w sprawie korekty kosztów osieroconych za 2010 rok dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole spowodował w sprawozdaniu finansowym za okres zakończony 30 czerwca 2016 roku korektę rozliczeń rekompensat KDT o kwotę około (+) 173 mln PLN.

Ponadto nieprzyjęcie przez Sąd Najwyższy do rozpoznania skargi kasacyjnej PGE GiEK S.A. w sprawie korekty gazowej za 2010 rok dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków i Oddział Elektrociepłownia Rzeszów oraz niekorzystny wyrok Sądu Najwyższego w sprawie korekty gazowej za rok 2009 dla Oddziału Elektrociepłownia Lublin Wrotków spowodowały w sprawozdaniu finansowym za okres zakończony 30 czerwca 2016 roku korektę rozliczeń rekompensat KDT o kwotę (-) 25 mln PLN.

Wartość powyższych korekt została zaprezentowana w sprawozdaniu z całkowitych dochodów per saldo w pozycji pozostałych przychodów operacyjnych.

Wartość przedmiotu sporu we wszystkich sprawach dotyczących lat 2008 - 2012 wynosi 1.660 mln PLN, w tym wartość przedmiotu sporu z tytułu korzystnie rozstrzygniętych dla Grupy Kapitałowej PGE wyroków Sądu Apelacyjnego oraz korzystnego prawomocnego wyroku SOKiK w wysokości 1.563 mln PLN.

Ogółem w okresie 2008 – 30 czerwca 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła przychody z tytułu rekompensat KDT w wysokości 7.488 mln PLN.

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

Na dzień 30 czerwca 2016 roku PGE S.A. oraz jednostki od niej zależne nie były stroną w postępowaniach dotyczących zobowiązań lub wiarytelności, 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 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

6.11 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 punkcie 5.1. niniejszego sprawozdania.

6.12 Informacja dotycząca wypłaty dywidendy za 2015 rok

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki w dniu 28 czerwca 2016 roku podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2015 rok w wysokości 1.768 mln PLN. Kwotę 467 mln PLN przeznaczono na dywidendę dla akcjonariuszy Spółki, co daje dywidendę w wysokości 0,25 PLN na jedną akcję Spółki. Pozostałą kwotę, to jest 1.301 mln PLN przeznaczono na kapitał zapasowy.

6.13 Informacja dotycząca potencjalnego zbycia przez PGE S.A. na rzecz Polskiej Grupy Zbrojeniowej udziałów Exatel S.A.

W dniu 31 maja 2016 roku PGE S.A. i Polska Grupa Zbrojeniowa (PGZ) podpisały list intencyjny, w którym wyrażają wolę współpracy mającej na celu zbycie przez PGE na rzecz PGZ akcji spółki Exatel. Obecnie Grupa PGE posiada 100% akcji spółki Exatel S.A., która jest operatorem telekomunikacyjnym w Polsce dostarczającym rozwiązania dla biznesu i administracji publicznej.

6.14 Informacja na temat sporu pomiędzy Exatel S.A. a Taifun Real sp. z o.o.

Od 2005 roku pomiędzy Exatel S.A. (Exatel) a Taifun Real sp. z o.o. (Taifun Real) trwał spór dotyczący umowy najmu poprzedniej siedziby Spółki.

Sąd Arbitrażowy przy Krajowej Izbie Gospodarczej w Warszawie, wyrokiem wydanym dnia 23 czerwca 2016 roku w sprawie z powództwa Taifun Real sp. z o.o. przeciwko Exatel S.A. zasądził od Exatel S.A. kwotę 51 mln PLN wraz z ustawowymi odsetkami od dnia 2 lipca 2013 roku na rzecz Taifun Real sp. z o.o. (łącznie kwota do zapłaty 67 mln PLN). W dniu 29 lipca 2016 roku, po stwierdzeniu przez Sąd Apelacyjny wykonalności wyroku sądu polubownego została wypłacona kwota zasądzona wyrokiem Sądu Arbitrażowego na rzecz Taifun Real wraz z należnymi odsetkami i kosztami postępowania.

6.15 Rating

W I półroczu 2016 roku agencje ratingowe Moody's Investors Service i Fitch Ratings potwierdziły długoterminowe oceny ratingowe dla PGE S.A. W dniu 25 maja 2016 roku Agencja Moody's potwierdziła rating na poziomie Baa1 ze stabilną perspektywą. W dniu 5 sierpnia 2016 roku Fitch potwierdził długoterminowy rating spółki w walucie obcej i krajowej nadany w ubiegłym roku na poziomie BBB+ ze stabilną perspektywą.

W opublikowanym 25 maja 2016 roku komunikacie, Moody's docenia silną pozycję GK PGE jako zintegrowanej grupy energetycznej, dominującej na rynku energii elektrycznej w Polsce, w tym segmencie regulowanego obszaru dystrybucji, który charakteryzuje się niskim poziomem ryzyka operacyjnego. Jednocześnie Moody's wskazuje na duży udział paliw kopalnych w produkcji energii powodujący wysoką ekspozycję na ceny uprawnień do emisji a także niskie ceny energii elektrycznej oraz znaczący program inwestycyjny. Ponadto wskazuje, że odpowiednio wyważona polityka zarządzania oczekiwaniami akcjonariuszy i obligatariuszy będzie kluczowa dla utrzymania obecnego poziomu ratingu. Przyznane ratingi uwzględniają spodziewany wzrost dźwigni finansowej w związku z ujemnymi wolnymi przepływami pieniężnymi z tytułu znaczącego programu inwestycyjnego.

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 oraz znaczące plany inwestycyjne. 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 około dwóch razy w 2017 roku oraz do około trzech razy w 2020 roku z poziomu ok. 0,3 na koniec grudnia 2015 roku.

W dniu 3 sierpnia 2016 roku agencja ratingowa Fitch Ratings podwyższyła krajowy długoterminowy rating PGE S.A. i krajowy rating niezabezpieczonego zadłużenia z poziomu "AA-(pol)" do "AA(pol)". Zmiana krajowego ratingu odzwierciedla kalibrację skali krajowej dla długoterminowych ratingów nadawanych w Polsce przez agencję, w następstwie obniżenia międzynarodowego długoterminowego ratingu Polski dla zadłużenia w walucie krajowej.

6.16 Korekta raportu półrocznego opublikowanego w dniu 9 sierpnia 2016 roku

W skróconym śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym (nota 3.2) oraz sprawozdaniu zarządu z działalności (pkt 6.8) opublikowanym w dniu 9 sierpnia 2016 roku została popełniona oczywista omyłka pisarska w tabeli znajdującej się w akapicie Utrata wartości majątku wytwórczego segmentu Energetyka Odnawialna.

Było:

■ Elektrownie wiatrowe/ Wartość aktywów przed odpisem	636
■ Elektrownie wiatrowe/ Wartość po odpisie	157
■ RAZEM/ Wartość aktywów przed odpisem	2.289
■ RAZEM/ Wartość po odpisie	1.506

Jest:

■ Elektrownie wiatrowe/ Wartość aktywów przed odpisem	2.636
■ Elektrownie wiatrowe/ Wartość po odpisie	2.157
■ RAZEM/ Wartość aktywów przed odpisem	4.289
■ RAZEM/ Wartość po odpisie	3.506

7 Oświadczenia Zarządu

7.1 Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

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

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

7.2 Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

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

8 Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 11 sierpnia 2016 roku.

Warszawa, 11 sierpnia 2016 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu **Henryk Baranowski**

Wiceprezes Zarządu **Marta Gajęcka**

Wiceprezes Zarządu **Bolesław Jankowski**

Wiceprezes Zarządu **Marek Pastuszko**

Wiceprezes Zarządu **Paweł Śliwa**

Wiceprezes Zarządu **Ryszard Wasilek**

Wiceprezes Zarządu **Emil Wojtowicz**

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
CCS	Carbon Capture and Storage, zespół technologii służących do wychwytywania i podziemnego magazynowania CO ₂ ze spalin powstających w wyniku spalania paliw kopalnych
CDM	Mechanizm Czystego Rozwoju (Clean Development Mechanisms); jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 12 Protokołu z Kioto
CER	Certified Emission Reductions, jednostki poświadczonej redukcji emisji
Dobre Praktyki	Dokument „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęty uchwałą Rady Giełdy z dnia 13 października 2015 roku i obowiązujący od dnia 1 stycznia 2016 roku
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 OSP.
Energia czarna	umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
ERU	Emission Reduction Unit, jednostki redukcji emisji
EUA	European Union Allowances, zbywalne prawa do emisji CO ₂ ; jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63—87)
EW	Elektrownia Wodna
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = około 278 kWh
GPZ	główny punkt zasilania, rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
Gwe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
inflacja HICP	(ang. <i>Harmonised Index of Consumer Prices</i>) - zharmonizowany indeks cen konsumpcyjnych wprowadzony przez Komisję Europejską. Zgodnie z traktatem z Maastricht, wskaźnik HICP jest podstawą do oceny wzrostu cen w krajach Unii.
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji
IRZ	Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A.
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 OSP (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 ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NOx	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych
Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ
PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A. ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2016 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.
Pasmo	podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Prawa majątkowe	zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji
Protokół z Kioto	protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu z dnia 11 grudnia 1997 roku (Dz.U. z 2005 roku, Nr 203, poz. 1684), wszedł w życie 16 lutego 2005 roku
Przesył	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
Purchasing Managers Index (PMI)	złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt oznacza poprawę sytuacji w sektorze
Regulacyjne Usługi Systemowe (RUS)	usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych
Regulator	Prezes URE wypełniający zadania przypisane mu w prawie energetycznym. Zajmuje się m.in. wydawaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla energii, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.
Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/ odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz OSP, jako przedsiębiorstwo bilansujące.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index - utracone minuty; nieplanowane przerwy w dostawach prądu (wyłączając zdarzenia katastroficzne)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
Szczyt	szczyt (Peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂

TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 V = 1J/1C = (1 kg \times m^2) / (A \times s^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 kg \times m^2 \times s^{-3}$
WRA	wartość regulacyjna aktywów
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
Wysokosprawna kogeneracja	wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: (i) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego; lub (ii) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego