

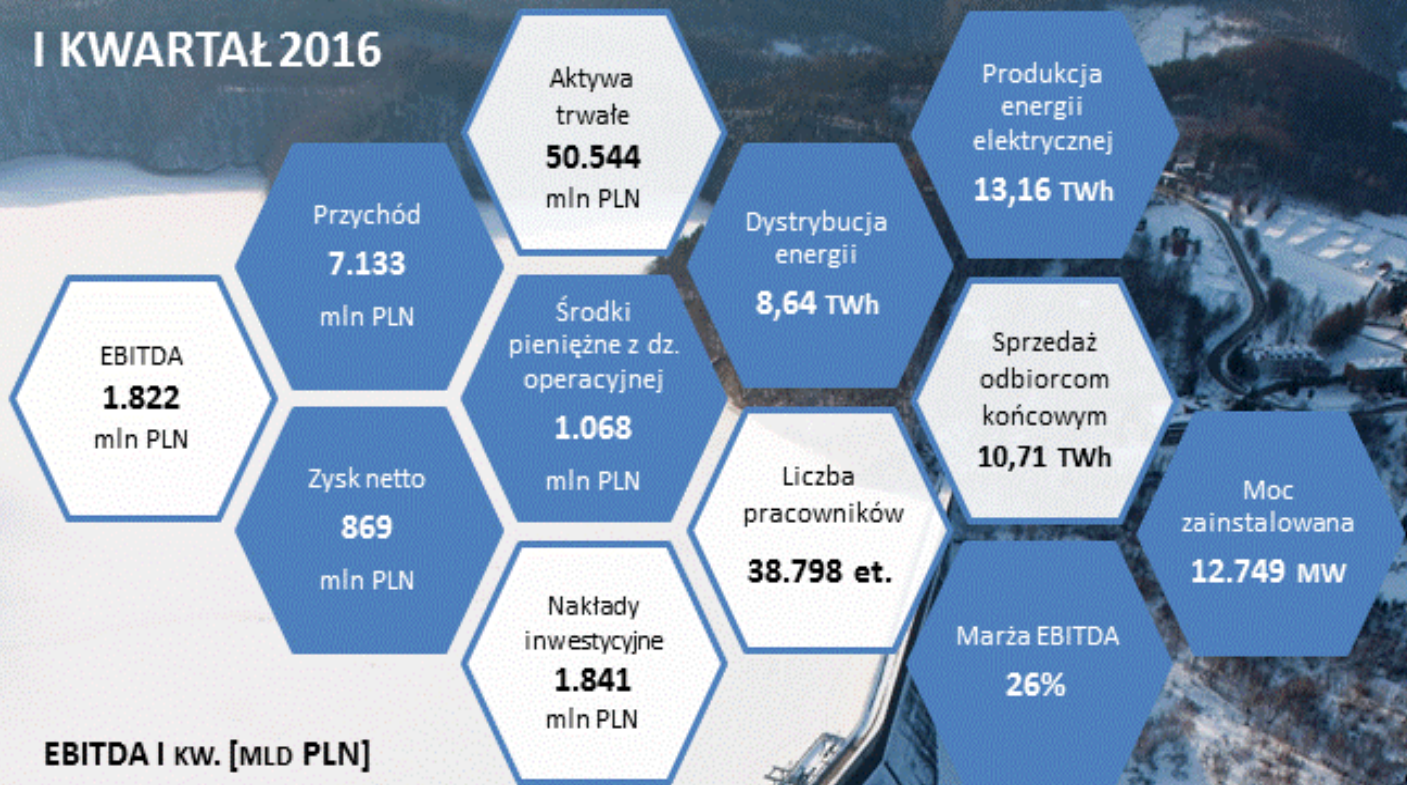
**Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za okres 3 miesięcy**

zakończony dnia 31 marca 2016 roku

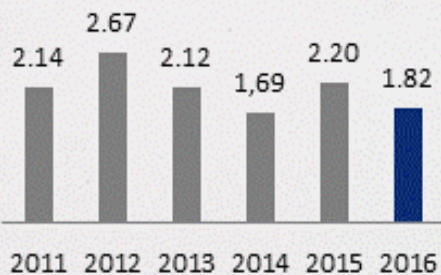
Spis treści

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 kwartale 2016 roku	23
3	Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	31
3.1	Wyniki finansowe GK PGE	31
3.2	Wyniki operacyjne GK PGE	37
3.3	Segmenty działalności – dane finansowe	40
3.4	Transakcje z podmiotami powiązаныmi	50
3.5	Publikacja prognoz wyników finansowych	50
3.6	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	51
4	Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE	52
4.1	Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	53
4.2	Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE	54
5	Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	55
5.1	Podpisanie porozumienia w sprawie rozpoczęcia działalności Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o.	55
5.2	Zmiany w składzie Zarządu	56
5.3	Zmiany w składzie Rady Nadzorczej	57
5.4	Działania związane z energetyką jądrową	59
5.5	Kwestie prawne	60
5.6	Opis znaczących umów	61
5.7	Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	61
5.8	Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	62
5.9	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	63
5.10	Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	63
6	Oświadczenia Zarządu	64
6.1	Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	64
7	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	64
	Słowniczek	65

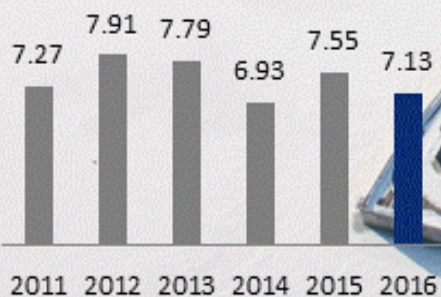
I KWARTAŁ 2016



EBITDA I KW. [MLD PLN]



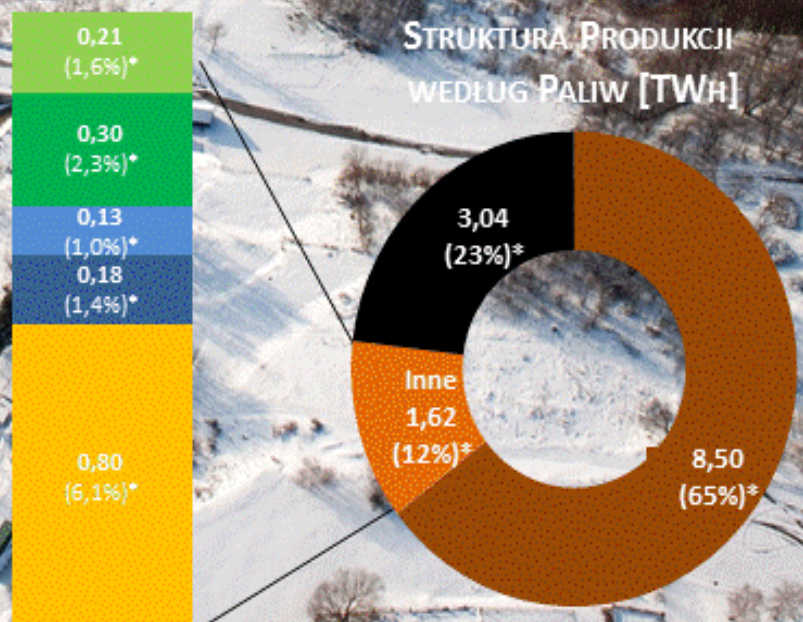
PRZYCHODY I KW. [MLD PLN]



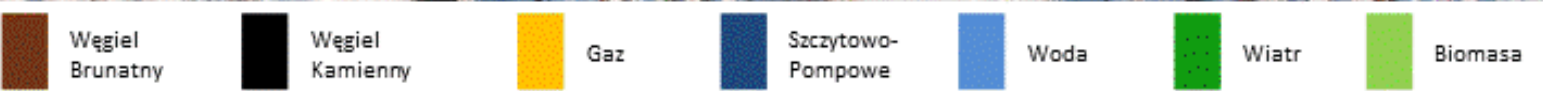
PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO I KW. [TWh]



STRUKTURA PRODUKCJI WEDŁUG PALIWA [TWh]



udział paliwa w produkcji



ENERGETYKA KONWENCJONALNA



Działalność

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

Kluczowe aktywa segmentu

4 elektrownie konwencjonalne
8 elektrociepłowni
2 kopalnie węgla brunatnego

Wolumeny energii

Produkcja w I kwartale 2016 roku
12,55 TWh

Pozycja Rynkowa

PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego

Przychody [mln PLN]

3.073

EBITDA [mln PLN]

1.000

Udział w EBITDA grupy

55%

Nakłady inwestycyjne
[mln PLN]

1.471

Aktywa [mln PLN]

33.467

Moc zainstalowana [MW]

10.615

ENERGETYKA ODNAWIALNA



Działalność

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

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

Produkcja w I kwartale 2016 roku
0,61 TWh

PGE jest największym producentem energii ze źródeł odnawialnych

213

114

6%

76

4.717

2.134

OBRÓT



Działalność

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

Kluczowe aktywa segmentu

Sprzedaż energii do odbiorców finalnych 10,70 TWh

Wolumeny energii

Pozycja Rynkowa

Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce.

Przychody [mln PLN]

4.142

EBITDA [mln PLN]

139

Udział w EBITDA grupy

8%

Nakłady inwestycyjne [mln PLN]

4

Aktywa [mln PLN]

3.615

DYSTRYBUCJA



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

284.097 km linii dystrybucyjnych

Dystrybuowana energia 8,64 TWh

Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii

1.510

555

30%

287

16.719

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 ▪ uruchomienie usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej ▪ uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania ● nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, zmieniającej system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych ● poselski projekt ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych ● 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 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej („EED”) do krajowego porządku prawnego ● 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 19.4 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

- 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

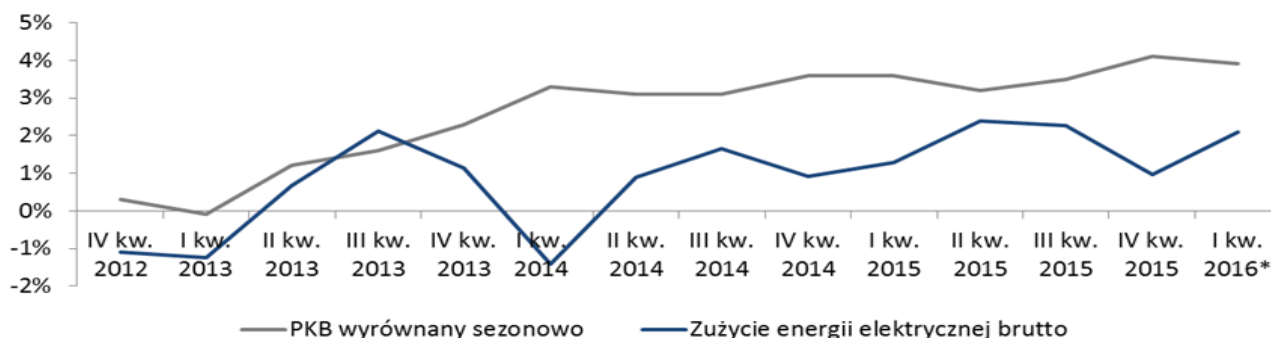
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe 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 kwartale 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 pierwszym kwartale 1,3% w porównaniu z analogicznym okresem w 2014 roku.

Tendencje gospodarcze w 2016 roku pozostały ogólnie pozytywne. Od początku 2014 roku kwartalny wzrost PKB utrzymuje się powyżej 3%. Zgodnie z opublikowanym przez GUS szacunkiem wstępnym PKB wyrównany sezonowo w I kwartale 2016 roku był realnie wyższy o 3,9%* niż w poprzednim roku.

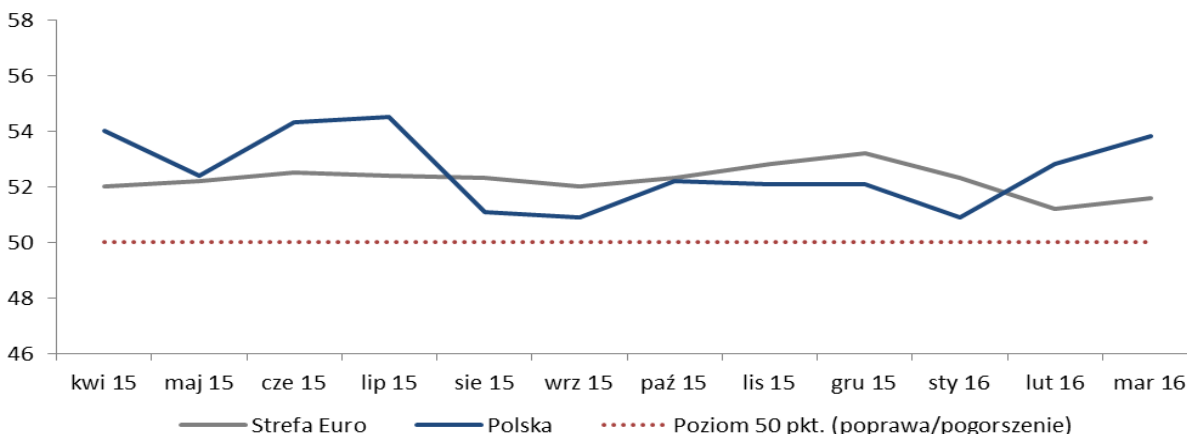
Rysunek: Dynamika wyrównanego sezonowo PKB i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



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

Wzrostowi gospodarstwu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła umiarkowanie optymistyczna sytuacja polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za około 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu wynosił w 2015 roku średnio 53,2 pkt., a dla I kwartału 2016 roku średnio 52,5 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 2015 roku utrzymywał się średnio na poziomie 52,2 pkt., a w I kwartale 2016 roku średnio na poziomie 51,7 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 kwartale 2016 roku zanotowano średni wzrost na poziomie 3,0% r/r wobec 5,3% w poprzednim roku. Zmiana była spowodowana znaczącą dynamiką wzrostu przetwórstwa przemysłowego (3,8% r/r w I kwartale 2016 roku wobec 6,8% w analogicznym okresie roku poprzedniego). Ponownie spadła natomiast dynamika produkcji w całym sektorze energetycznym (-1,3% r/r w I kwartale 2016 roku wobec -3,5% w poprzednim okresie). Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) utrzymuje negatywną dynamikę od ponad trzech lat. W I kwartale 2016 roku PPI spadł o 1,7%, ze względu na niższe ceny paliw kopalnych, w szczególności ropy naftowej i węgla.

Od lipca 2014 roku wskaźnik cen konsumenta („CPI”) odnotowuje ujemne wartości. Od początku roku inflacja CPI spadła o 0,9%.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	I kwartał 2016	I kwartał 2015
Produkt Krajowy Brutto ¹	3,9	3,6
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	-0,9	-1,5
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ²	-1,7	-2,6
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ²	3,0	5,3
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ²	3,8	6,8
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	-1,3	-3,5
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto ⁴	2,1	1,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	42,6	41,8
EUR/PLN ⁵	4,36	4,18

Źródło: ¹ GUS, wartość PKB wyrównana sezonowo za I kwartał 2016 oszacowana w oparciu o prognozy analityków, ² GUS – dane za I 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 kwartale 2016 oraz 2015 roku.

Rodzaj paliwa	I kwartał 2016		I kwartał 2015	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1.193	263	1.119	277
Gaz (tys. m ³)	211.842	181	206.219	196
Biomasa	267	57	379	106
Olej opałowy (lekki i ciężki)	11	8	8	10
RAZEM		509		589

W I kwartale 2016 roku koszty zakupu głównych paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców spoza Grupy wyniosły 509 mln PLN i były niższe o 80 mln PLN w porównaniu do I kwartału 2015 roku.

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

- Biomasa
 - niższy wolumen zakupu o 30% (-31 mln PLN)
 - niższa średnia cena o 24% (-18 mln PLN)
- Gaz
 - wyższy wolumen zakupu o 3% (+5 mln PLN)
Wzrost wolumenu zakupu gazu w I kwartale 2016 w stosunku do I kwartału 2015 roku wynikał ze zwiększonego zapotrzebowania na paliwo gazowe przez Oddziały PGE GiEK S.A.
 - niższa średnia cena o 10% (-20 mln PLN)
Niższa średnia cena zakupu gazu ziemnego związana była z prowadzoną liberalizacją polskiego rynku gazu oraz spadkiem cen tego paliwa na giełdach.
- Węgiel kamienny
 - wyższy wolumen zakupu o 7% (+18 mln PLN)
Wyższy wolumen zakupu węgla kamiennego wynika przede wszystkim z wyższej produkcji w Elektrowni Opole niż w okresie porównywalnym, co jest następstwem postoju bloku nr 4 w remoncie od października 2014 roku do 6 lutego 2015 roku.
 - niższa średnia cena o 11% (-32 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.
- Olej opałowy
 - wyższy o 38% wolumen zakupu (+4 mln PLN)
Na wyższy wolumen zakupu miał wpływ znacznie wyższy zakup mazutu w I kwartale 2016 roku na potrzeby rozruchu bloku nr 10 w Elektrowni Bełchatów po modernizacji w kwietniu 2016 roku.
 - niższa o 42% średnia cena (-6 mln PLN)
Na zmniejszenie średniej ceny zakupu oleju opałowego miała wpływ obniżka cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie.

W I kwartale 2016 roku około 65% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt wydobycia jest w całości kontrolowany przez Grupę Kapitałową PGE.

1.2.3 Taryfy

Spółki wchodzące w skład Grupy PGE realizują część swoich przychodów w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE:

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

Sprzedaż energii elektrycznej

W 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. 0,7%.

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 przenoszony 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 obowiązywać będzie 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.

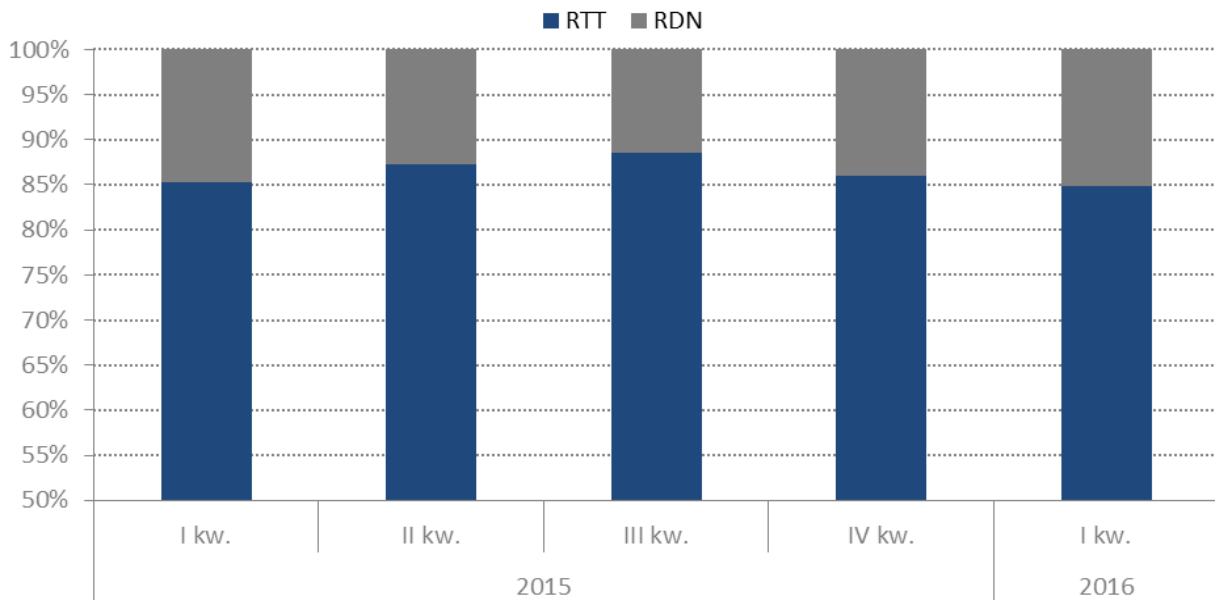
Średnia cena sprzedaży ciepła poza GK PGE wzrosła o ok. 3,4% w stosunku do cen obowiązujących w I kwartale 2015 roku.

1.2.4 Ceny energii elektrycznej

Rynek krajowy - Obroty

Płynność na Rynku Dnia Następnego („RDN”) prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”) w I kwartale 2016 roku wzrosła o 3% w ujęciu r/r. Na Rynku Transakcji Terminowych („RTT”) nastąpił spadek wolumenu obrotu o 0,5% w stosunku do I kwartału 2015 roku. Łączny wolumen obrotu na RDN oraz RTT utrzymał się na poziomie z I kwartału 2015 roku osiągając wartość 47,9 TWh. Oznacza to, że obrót na TGE przekraczał poziom krajowego zużycia energii elektrycznej, wynoszącego wg PSE S.A. 42,6 TWh.

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



Rynek krajowy - Ceny

Rynek Dnia Następnego

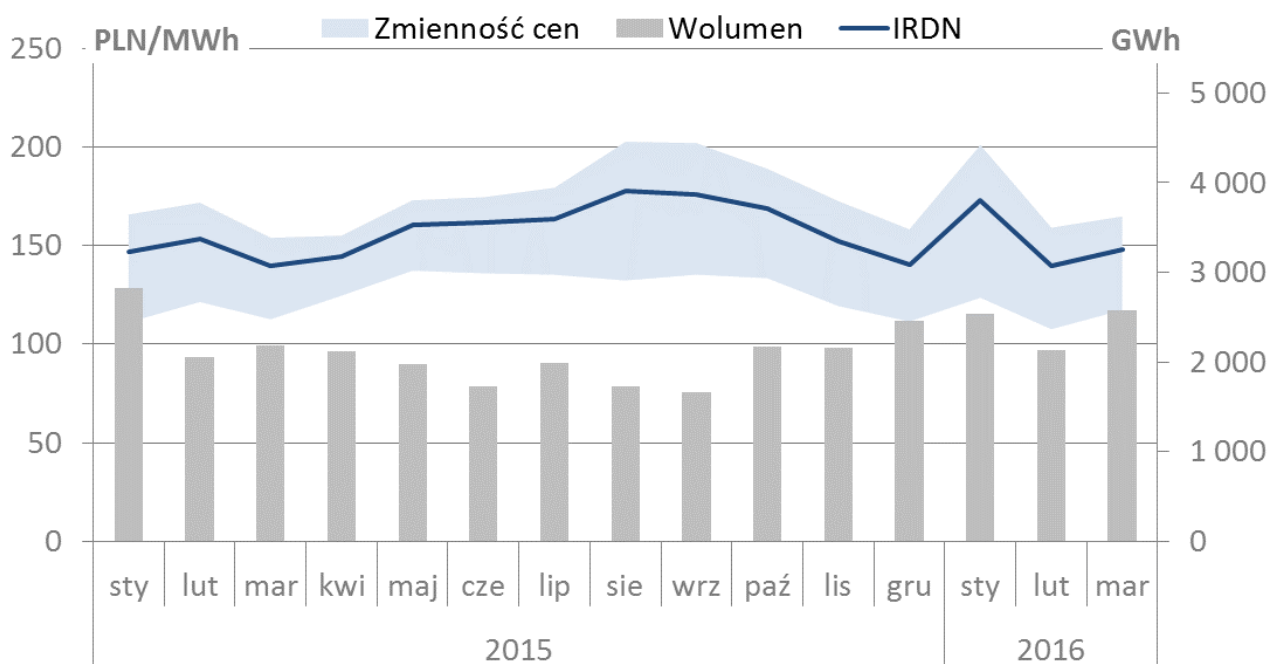
W I kwartale 2016 roku ceny na RDN wykazywały tendencję wzrostową. Średnia cena w I kwartale 2016 roku na RDN („indeks IRDN”) wynosiła 154 PLN/MWh wobec 146 PLN/MWh odnotowanej rok wcześniej. Wyższa średnia cena dla całego kwartału była wywołana nietypową sytuacją, która miała miejsce w styczniu 2016 roku, a spowodowana była trzema czynnikami:

- spadkiem temperatur w Szwecji poniżej -30°C , co spowodowało, że cena w Szwecji była wyższa niż w Polsce i ograniczyło import z kierunku północnego;
- otwarciem połączenia transgranicznego z Litwą (LitPol), co przy wyższych cenach na spotowym rynku energii doprowadziło do wzrostu eksportu energii;
- spadkiem wietrzności w Polsce - wykorzystanie mocy zainstalowanej w wietrze wyniosło w tym okresie średnio 20% (wobec 40% w analogicznym okresie roku poprzedniego).

W efekcie takiego ukształtowania się czynników atmosferycznych średnia dzienna cena przekraczała 200 PLN/MWh przy cenach godzinowych przekraczających 600 PLN/MWh.

W lutym 2016 roku sytuacja uległa zmianie. Wzrost wietrzności spowodował rekordowo wysoką generację wiatrową wynoszącą 1,37 TWh wobec 0,7 TWh rok wcześniej, co przy wzroście temperatur doprowadziło do spadku średniej ceny poniżej 140 PLN/MWh.

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

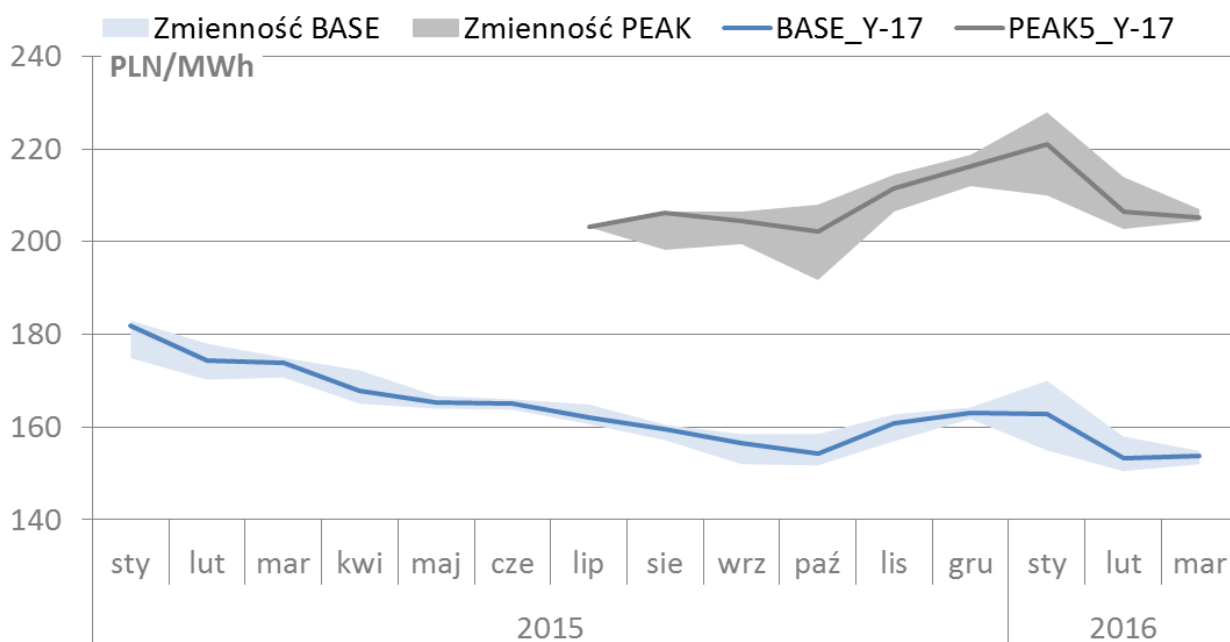


* średnia cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej (IRDN) oraz rozpiętość cen (sIRDN, offIRDN)

Rynek Transakcji Terminowych

W I kwartale 2016 roku, średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE Y-17”) wyniosła 157 PLN/MWh i był to poziom o 10% niższy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego. Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK Y 17”) wyniosła 210 PLN/MWh (brak notowań tego kontraktu w I kwartale 2015 roku). Najwyższe ceny w kontraktach pasmowych (około 170 PLN/MWh) osiągnięte zostały w połowie stycznia 2016 roku, następnie do połowy lutego ceny wykazywały trend spadkowy, osiągając poziom 151 PLN/MWh. W drugiej połowie I kwartału 2016 roku ceny nieznacznie wzrosły do poziomu 155 PLN/MWh.

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

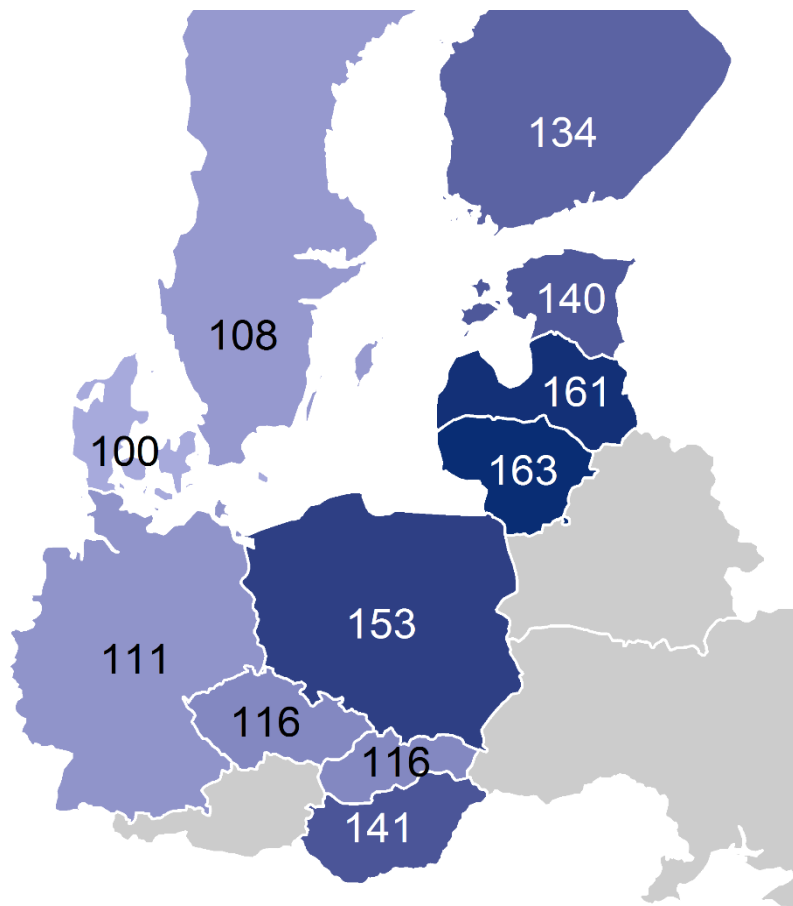


Rynek międzynarodowy

Rynek hurtowy

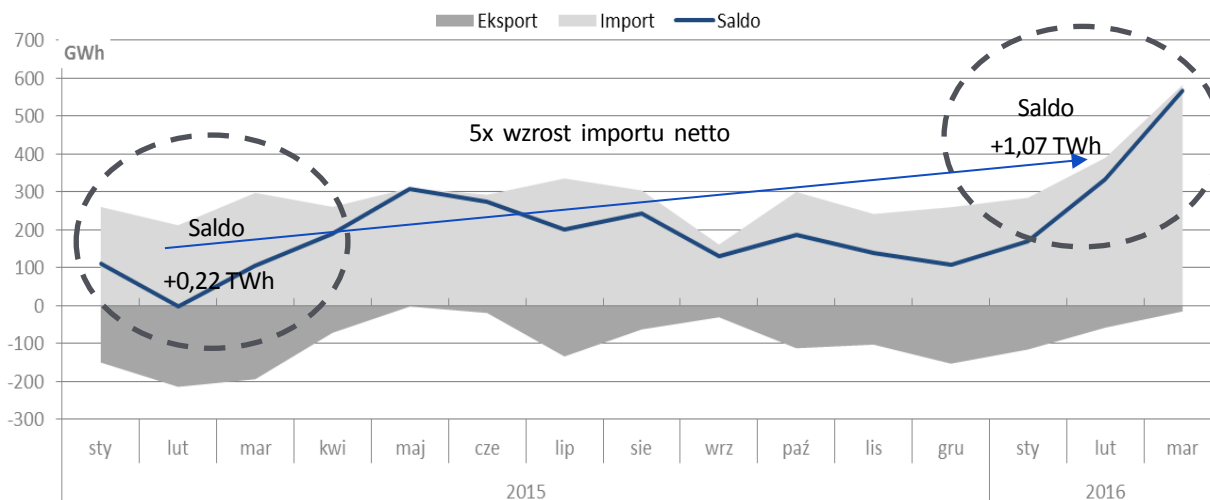
W I kwartale 2016 ceny energii na rynku hurtowym w Polsce były jednymi z najwyższych w Europie, rezultatem czego była istotna nadwyżka importu nad eksportem.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz wybranych rynkach europejskich w I kwartale 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.



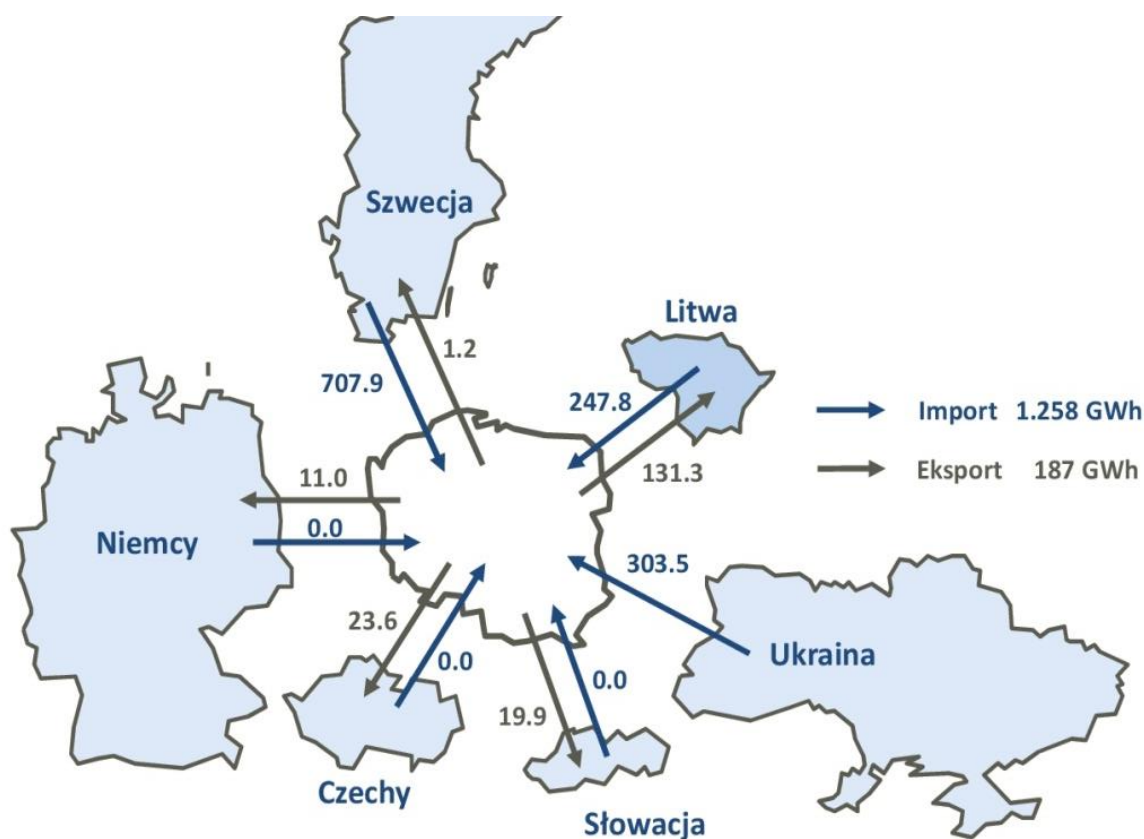
Źródło: TGE

Saldo transgranicznej wymiany handlowej w I kwartale 2016 roku wyniosło 1,07 TWh i było pięciokrotnie większe, niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Głównym czynnikiem mającym na to wpływ było uruchomienie połączenia elektroenergetycznego NordBalt pomiędzy Szwecją a Litwą w drugiej połowie lutego 2016 roku, prowadzące do obniżenia się cen hurtowych na Litwie poniżej cen w Polsce i skutkujące od tego momentu praktycznie jednokierunkowym wykorzystaniem możliwości przesyłowych (488 MW) do Polski. Do czasu połączenia systemu szwedzkiego z litewskim, połączenie LitPol Link w przeważającej części służyło eksportowi energii elektrycznej z Polski na Litwę, gdzie ceny były wyraźnie wyższe.

Dodatkowymi czynnikami pogłębiającymi ujemny bilans handlowy było przywrócenie importu z Ukrainy (wzrost wykorzystania tego połączenia w I kwartale 2016 roku) oraz spadek eksportu do Niemiec, Czech i Słowacji, który wynikał z utraty przewagi cenowej w godzinach porannych i wieczornych, jaką charakteryzował się polski rynek w I kwartale 2015 roku.

Szwecja pozostaje głównym kierunkiem importowym, przy czym saldo wymiany handlowej na poziomie 0,7 TWh było zbliżone do poziomu ubiegłorocznego.

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

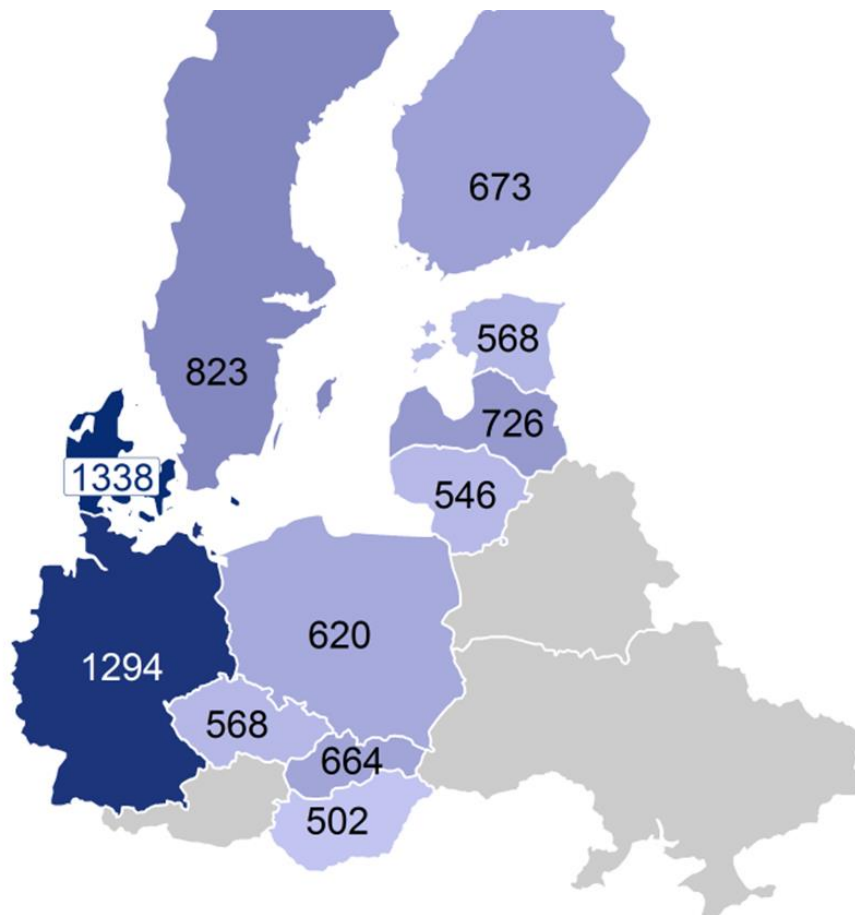


Źródło: TGE

Rynek detaliczny

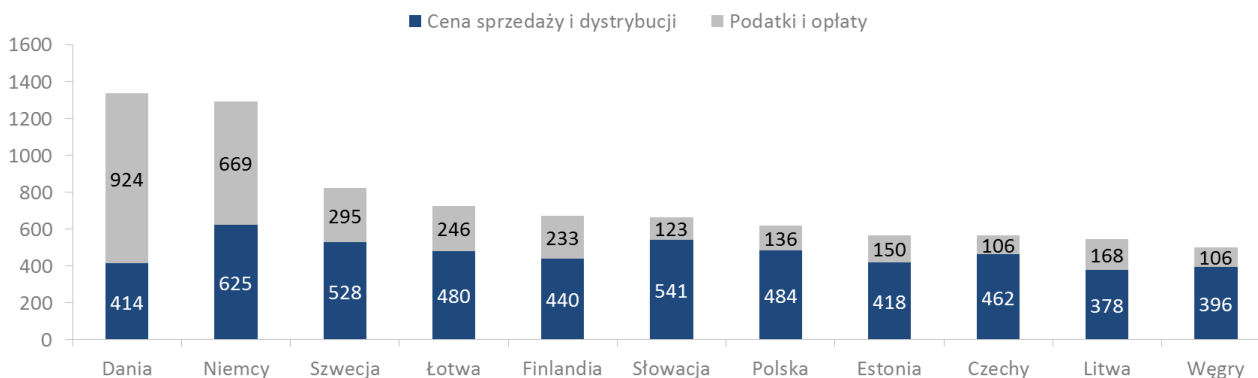
Zróźnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w Unii Europejskiej nie zależy tylko od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Istotny wpływ na ostateczną cenę energii elektrycznej ma system fiskalny, mechanizmy regulacji oraz systemy wsparcia w poszczególnych państwach. W Polsce w II półroczu 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 półroczu 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

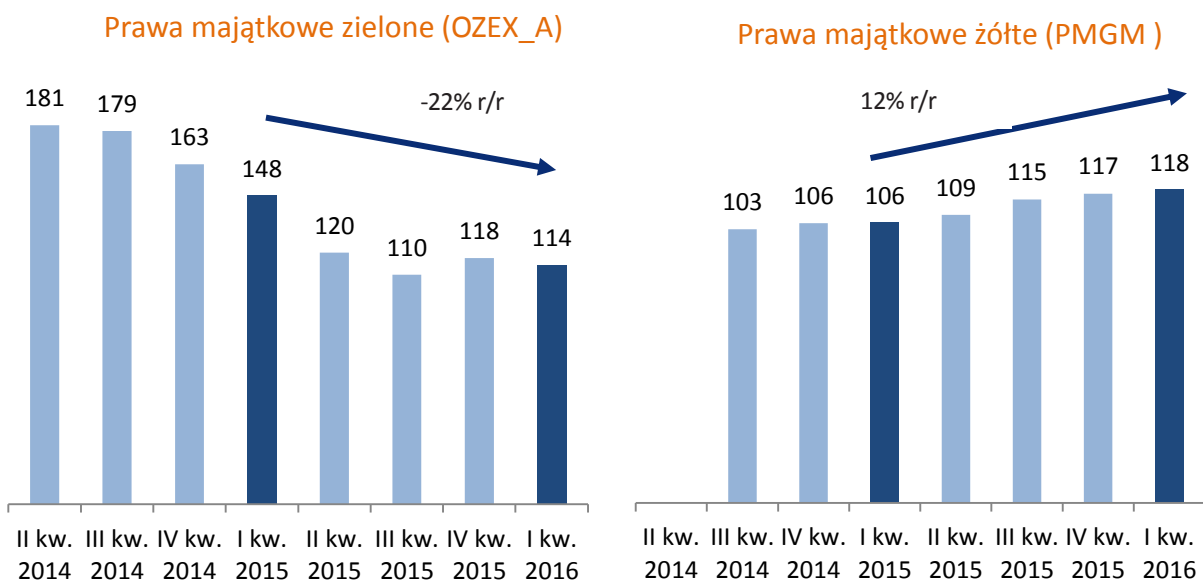
Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2015 roku (ceny w PLN/MWh, przeliczone wg średnio kwartalnego kursu EURO 4.4 PLN).



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 kwartale 2016 roku średnia cena zielonych certyfikatów osiągnęła poziom 114 PLN/MWh i była o 22% niższa w ujęciu r/r, co było odzwierciedleniem wzrastającej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a tym samym wzrastającej podaży zielonych certyfikatów. Ceny zielonych certyfikatów utrzymywały się na poziomie niższym od opłaty zastępczej ustalonej na 2016 rok na poziomie 300 PLN/MWh. Średnia cena żółtych certyfikatów wzrosła o 12% w ujęciu r/r i osiągnęła poziom 118 PLN/MWh (opłata zastępcza 125 PLN/MWh).

Rysunek: Średnie kwartalne ceny praw majątkowych.



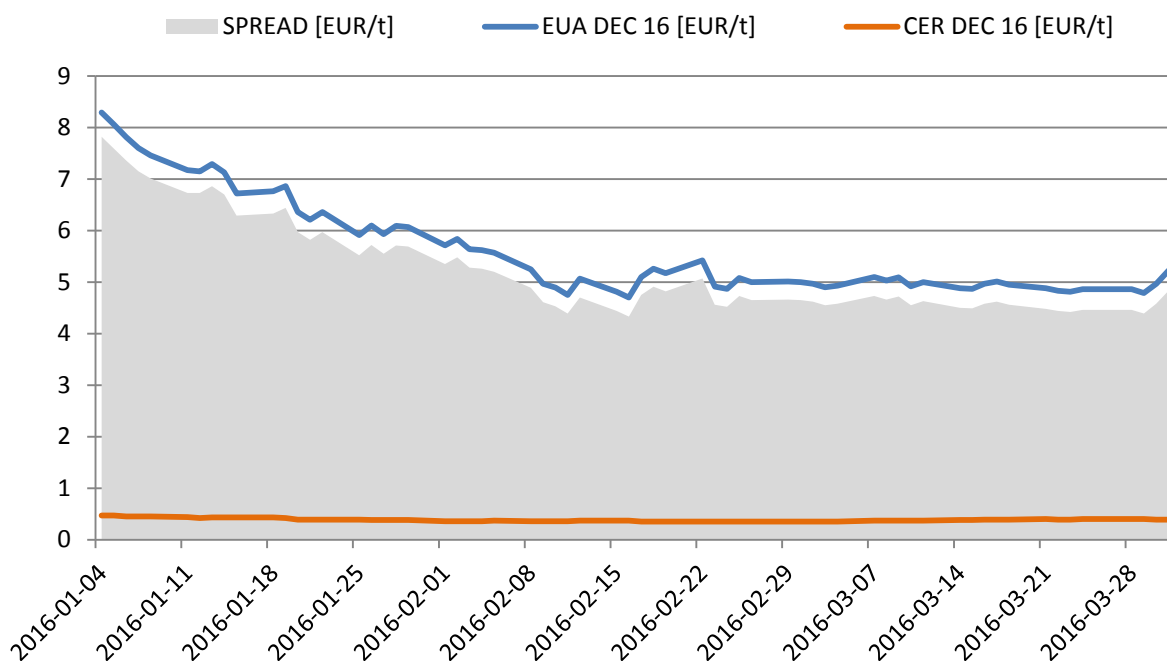
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE

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 kwartale 2016 roku ceny uprawnień do emisji EUA znacznie straciły na wartości, głównie w wyniku obniżenia notowań cenowych towarów na rynkach ściśle skorelowanych tj.: ropa naftowa, gaz, węgiel i energia elektryczna w Niemczech. Kolejne czynniki wpływające w tym czasie na ceny uprawnień do emisji CO₂ to m.in. zwiększenie wolumenu aukcyjnego w 2016 roku, alokacja darmowych przydziałów 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”).

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



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

W I kwartale 2016 roku ceny uprawnień do emisji EUA, w kontraktach terminowych na grudzień 2016 roku, kształtowały się w przedziale 4,70-8,29 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 CO₂ 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.

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

Operator	Emisja CO ₂ w I kwartale 2016 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2016 rok**
Elektrownia Bełchatów	7.974.478	10.282.843
Elektrownia Turów	1.811.763	4.137.453
Elektrownia Opole	1.524.814	2.377.219
Zespół Elektrowni Dolna Odra	1.304.565	1.949.023
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	277.779	442.383
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	210.441	257.020
Elektrociepłownia Gorzów	142.997	201.665
Elektrociepłownia Rzeszów	118.917	107.381
Elektrociepłownia Kielce	84.346	83.196
Elektrociepłownia Zgierz	49.190	32.763
RAZEM	13.499.290	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 22.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w pkt. 5.8 niniejszego sprawozdania.

2 Strategia Grupy Kapitałowej PGE na lata 2014 – 2020 i kluczowe działania podejmowane w I kwartale 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”). Obydwie inicjatywy będą realizowane wyłącznie w modelach biznesowych zapewniających ich ekonomiczną przewidywalność. Budowa elektrowni jądrowej jest kluczową inwestycją obniżającą emisyjność portfela wytwórczego GK PGE, jednak z punktu widzenia finansowania projektu oraz interesu odbiorców konieczne jest wypracowanie długoterminowego systemu wsparcia. 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 przyszłego kształtu systemu wsparcia decydującego o potencjale 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 kwartale 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. 4,2 mld PLN● paliwo: węgiel kamienny● sprawność: 45,5%● wykonawca: konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa; główny podwykonawca: Alstom● przekazanie gotowych bloków do eksploatacji: blok 5 – II półrocze 2018 roku, blok 6 – I półrocze 2019 roku● 31 stycznia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: zakończono montaż konstrukcji stalowej kotła nr 6 oraz wybudowano płaszcz chłodni kominowej bloku nr 5, trwa montaż części ciśnieniowej kotła nr 5, konstrukcji stalowej maszynowni bloku nr 5 i 6 oraz wzniesiono płaszcz chłodni kominowej nr 6; ogólne zaawansowanie prac na koniec marca 2016 roku wyniosło 40,3%
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. 0,13 mld PLN● paliwo: węgiel brunatny● sprawność: 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 ziemne pod obiekty główne bloku

Budowa nowego bloku w Elektrociepłowni Gorzów	<ul style="list-style-type: none">● budowa kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 138 MWe i cieplnej 88 MWt● budżet: ok. 607 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● nakłady poniesione: ok. 286 mln PLN● paliwo: lokalny gaz zaazotowany lub gaz sieciowy wysokometanowy (Grupa E)● sprawność ogólna: 84%● wykonawca: Siemens● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: II półrocze 2016 roku● 3 października 2013 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: projekt zaawansowany; kontynuacja prac instalacyjnych i elektrycznych; trwa wykańczanie wszystkich budynków nowego bloku, rozpoczęcie prac rozruchowych
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 (ok. 5 MWe+17 MWt w kogeneracji)● budżet: ok. 293 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)● nakłady poniesione: ok. 3 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: 2018 rok● 22 grudnia 2015 roku podpisanie kontraktu z Wykonawcą, 8 kwietnia 2016 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót● status: etap prowadzenia prac projektowych i przygotowawczych na terenie budowy
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 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 przejęte do eksploatacji, na bloku nr 9 trwa ruch regulacyjny, blok nr 10 w fazie modernizacji
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

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

- **celem projektu jest:** Obniżenie emisji SO₂ do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED (<=200 mg/Nm³)
- budżet: ok. 156 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- 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 (<=200 mg/Nm³).
- 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 (<=200 mg/Nm³).
- 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. 99,5 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/BREF 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 na etapie ustalania
- 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.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2016 roku

- | | |
|---------------------------------------|---|
| Projekt ograniczenia strat sieciowych | <ul style="list-style-type: none">● celem projektu jest zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej● podejmowane działania:<ul style="list-style-type: none">■ wymiana transformatorów na niskostratne■ przebudowa i modernizacja sieci: budowa nowych stacji WN/SN, zwiększenie przekrojów przewodów linii WN, SN i nN, skracanie ciągów linii SN i nN■ utrzymywanie optymalnego układu pracy sieci, eliminacja niekorzystnych tranzytów energii w sieci WN, optymalizacja rozcięć w sieci SN, zmniejszenie asymetrii obciążenia w sieciach nN.● 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 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 kwartale 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 kwartale 2016 roku:** uruchomiono postępowanie zakupowe, 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. 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.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 2016 roku

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 2015 roku:** komunikacja przyjętej Strategii ZKL w GK PGE, rozpoczęcie prac związanych z przygotowaniem i wdrożeniem I grupy inicjatyw strategicznych. Kluczowe w pierwszym okresie okazały się Korporacyjne Zasady Obszaru Zarządzania Kapitałem Ludzkim, które wprowadzają w całej Grupie standardy i ramy funkcjonowania zintegrowanego obszaru ZKL. Przyjęte zasady obejmują kwestie związane z zatrudnieniem, mobilnością, kluczową kadrą, szkoleniami i rozwojem, kontrolingiem HR, relacjami społecznymi, architekturą stanowisk oraz nowym modelem organizacji obszaru ZKL w GK PGE.
- **działania podjęte w I kwartale 2016 roku:** rozpoczęto prace w poszczególnych liniach biznesowych polegające na stosowaniu procedur i instrukcji do wytycznych zawartych w korporacyjnych zasadach ZKL. Uruchomione zostały również prace nad II grupą inicjatyw strategicznych, polegające na wypracowaniu konkretnych narzędzi HR, które wynikają z korporacyjnych zasad.

Program SAP

● **celem projektu jest:**

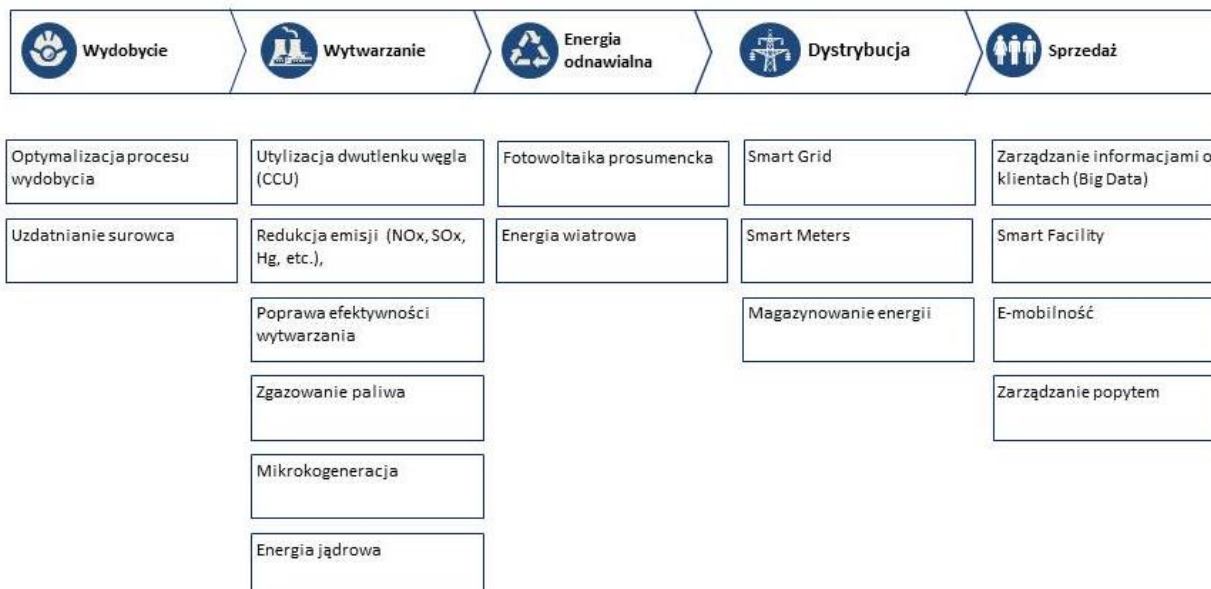
- **zwiększenie efektywności działania poprzez:** standaryzację procesów w ramach Grupy, zwiększenie efektywności procesowej, optymalizację wykorzystania majątku technicznego, efektywniejsze zarządzanie utrzymaniem i rozwojem systemu
- **zwiększenie przejrzystości poprzez:** stworzenie jednorodnej ewidencji zdarzeń gospodarczych, dostęp do bieżących i spójnych informacji zarządczych, usprawnienie i przyspieszenie procesu podejmowania decyzji
- **stworzenie podstaw do:** budowy centrów usług wspólnych w ramach GK PGE, 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”), zarządzania majątkiem („AM”), zarządzania kapitałem ludzkim („ZKL”), udostępniania danych i raportowania („FC”) oraz SAP Fiori.

- **działania podjęte w I kwartale 2016 roku:** zakończono wdrożenie obszaru AM w głównych spółkach GK PGE oraz wdrożono SAP Fiori w zakresie podstawowych serwisów funkcjonujących w Port@lu HR. Do tej pory wdrożenie systemu SAP objęło 18 tys. użytkowników w ramach obszarów RiL, ZKL, AM, FC we wszystkich spółkach GK PGE. Trwają prace wdrożeniowe obszarów RiL, AM, ZKL 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. Start produkcyjny miał miejsce 1 kwietnia 2016 roku.

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, gospodarki odpadami do produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz suszenia i 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



Innowacyjność

PGE koncentruje się na inicjowaniu i realizacji projektów B+R w ramach SOBiR+NB. W I kwartale 2016 roku kontynuowano realizację 53 projektów w ramach tych obszarów.

Kluczowe projekty realizowane w I kwartale 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.
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">■ 1 lipca 2015 roku podpisano porozumienie w sprawie realizacji Wspólnego Przedsięwzięcia. W ramach dotychczasowych prac nad podpisaniem Umowy w sprawie Wspólnego Przedsięwzięcia, przygotowano dokument Umowy oraz Zasad Finansowania a obecnie trwają prace nad Umowami z Wykonawcami oraz agendą badawczą. 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.■ w październiku 2015 roku NCBR przyjął przygotowane pod auspicjami Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej Studium Wykonalności Programu Sektorowego dla Elektroenergetyki. Jest to spójny plan agendy badawczej dla zakresu elektroenergetycznego łańcucha wartości, której realizacja ma odpowiedzieć na kluczowe wyzwania stojące przed całą branżą. Studium Programu Sektorowego jest pierwszym tego typu planem przygotowanym oraz zaakceptowanym przez wszystkich głównych uczestników rynku elektroenergetycznego. Po rekomendacji Rady Centrum obecnie trwają prace nad uspołnieniem agendy badawczej Programu z zaakceptowaną przez NCBR propozycją Programu Sektorowego ICT, w zakresie dotyczącym rozwiązań sprzętowych i oprogramowania przeznaczonych do użycia w sektorze elektroenergetycznym.■ w ramach prac nad uruchomieniem wspólnego mechanizmu funduszeowego, wykorzystującego środki publiczne (w dyspozycji NCBR), TFI PZU przedstawiło zmodyfikowaną w stosunku do pierwotnej strukturę opartą na Funduszu Funduszy i Funduszach Portfelowych („VC”). Ze względów formalnych (po stronie NCBR) oraz biznesowych (po stronie PGE S.A.) nowe rozwiązanie musi zostać zaakceptowane kierunkowo oraz opracowane w szczegółach organizacyjnych. W stosunku do założeń pierwotnych utrzymane są założenia o zaangażowaniu środków publicznych oraz prywatnych ze wskazaniem na zatrudnienie profesjonalnych zespołów zarządzających i wykorzystanie potencjału rynków polskiego i zagranicznych.

3 Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

3.1 Wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I kwartał 2016	I kwartał 2015 <i>dane przekształcone</i>	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	7.133	7.553	-6%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	1.123	1.416	-21%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	1.822	2.202	-17%
Zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	mln PLN	870	1.095	-21%
Rekompensaty KDT	mln PLN	278	162	72%
<i>Przychody z tytułu rekompensat KDT</i>	<i>mln PLN</i>	<i>130</i>	<i>162</i>	<i>-20%</i>
<i>Odwroćenie odpisów aktualizujących KDT (pozostałe przychody operacyjne)</i>	<i>mln PLN</i>	<i>148</i>	<i>0</i>	<i>-</i>
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	1.841	1.393	32%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	1.068	1.361	-22%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-2.522	-2.433	4%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	-20	-150	-87%
Zysk netto na akcję	PLN	0,47	0,59	-20%
Marża EBITDA	%	26%	29%	-

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Stan na dzień 31 marca 2016	Stan na dzień 31 grudnia 2015	zmiana %
Kapitał obrotowy	mln PLN	4.121	4.126	0%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA*	x	0,53	0,32	

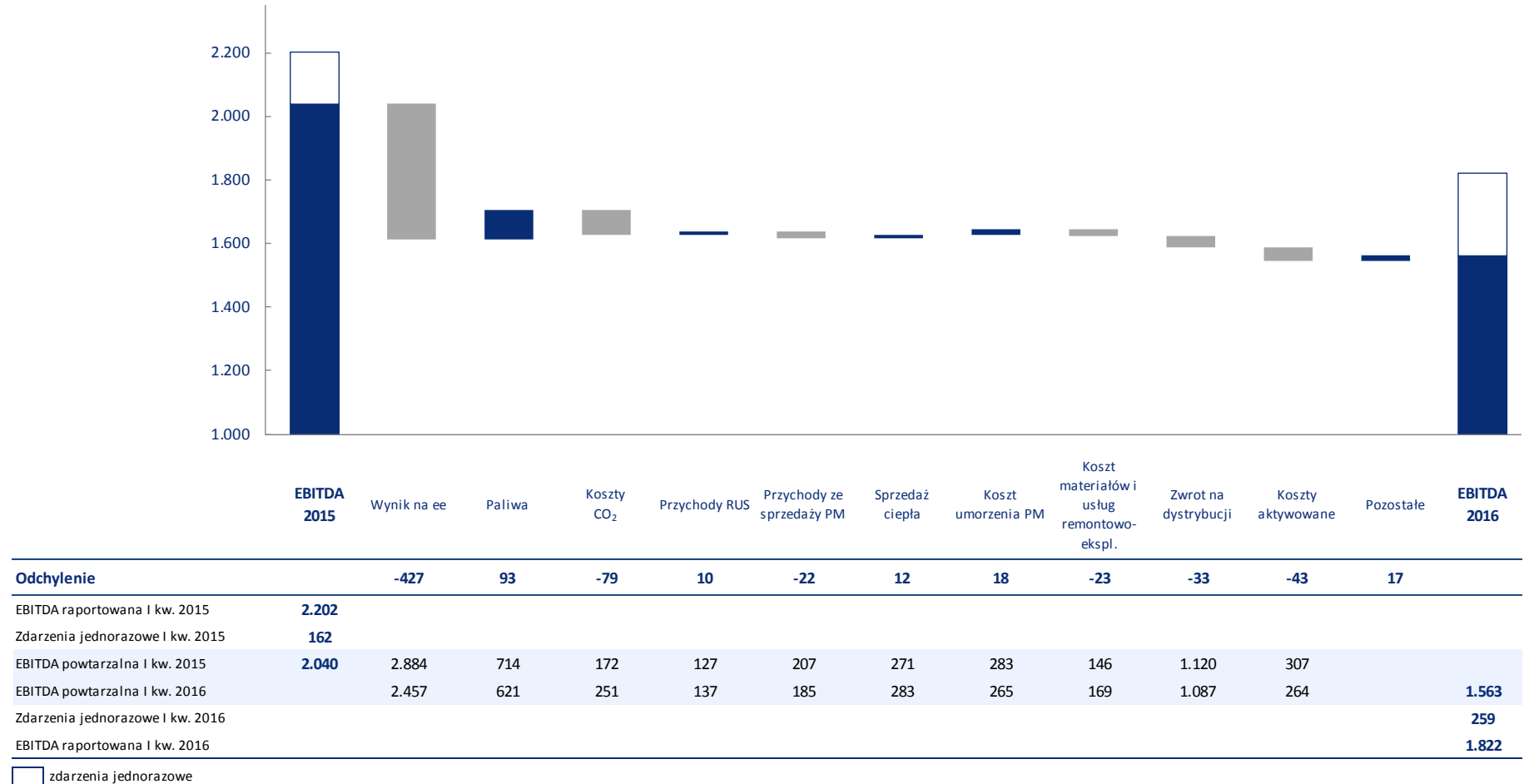
*LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

Tabela: Wpływ na wynik EBITDA zdarzeń o charakterze jednorazowym.

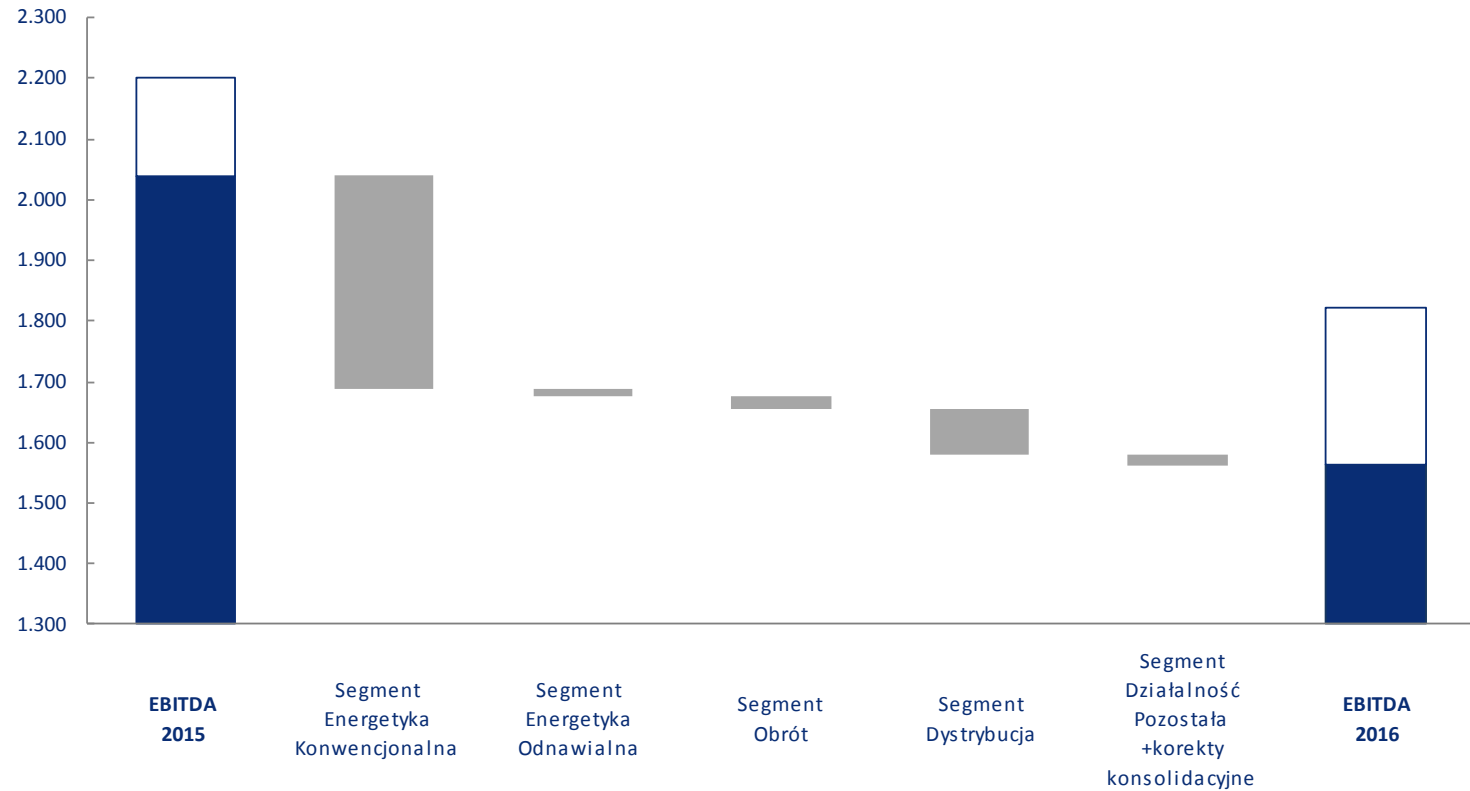
Zdarzenia jednorazowe	I kwartał 2016	I kwartał 2015	zmiana %
Rekompensaty KDT	278	162	72%
Program Dobrowolnych Odejść	-19	0	-
Razem	259	162	60%

3.1.1 Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

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



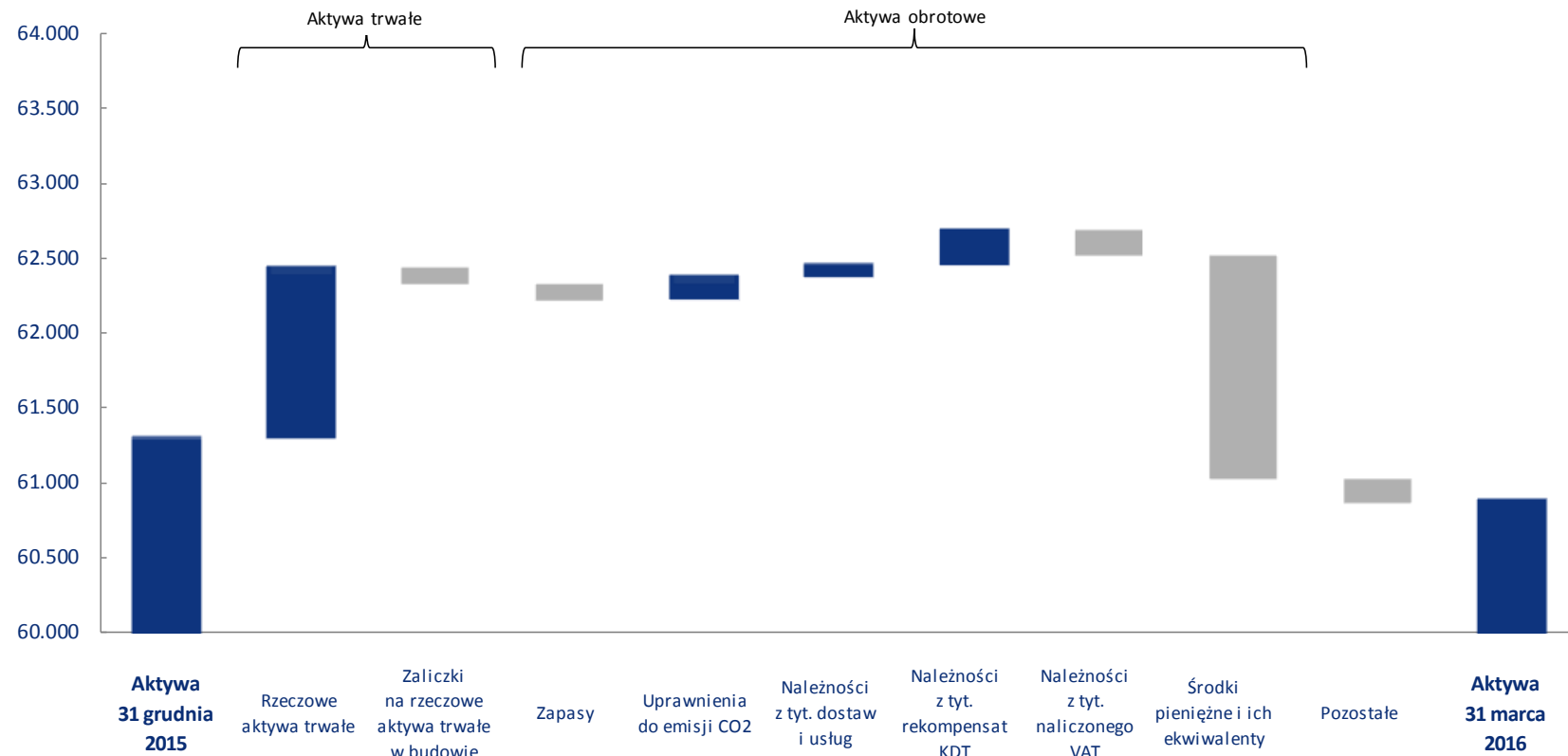
Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w podziale na segmenty [w mln PLN].



zdarzenia jednorazowe

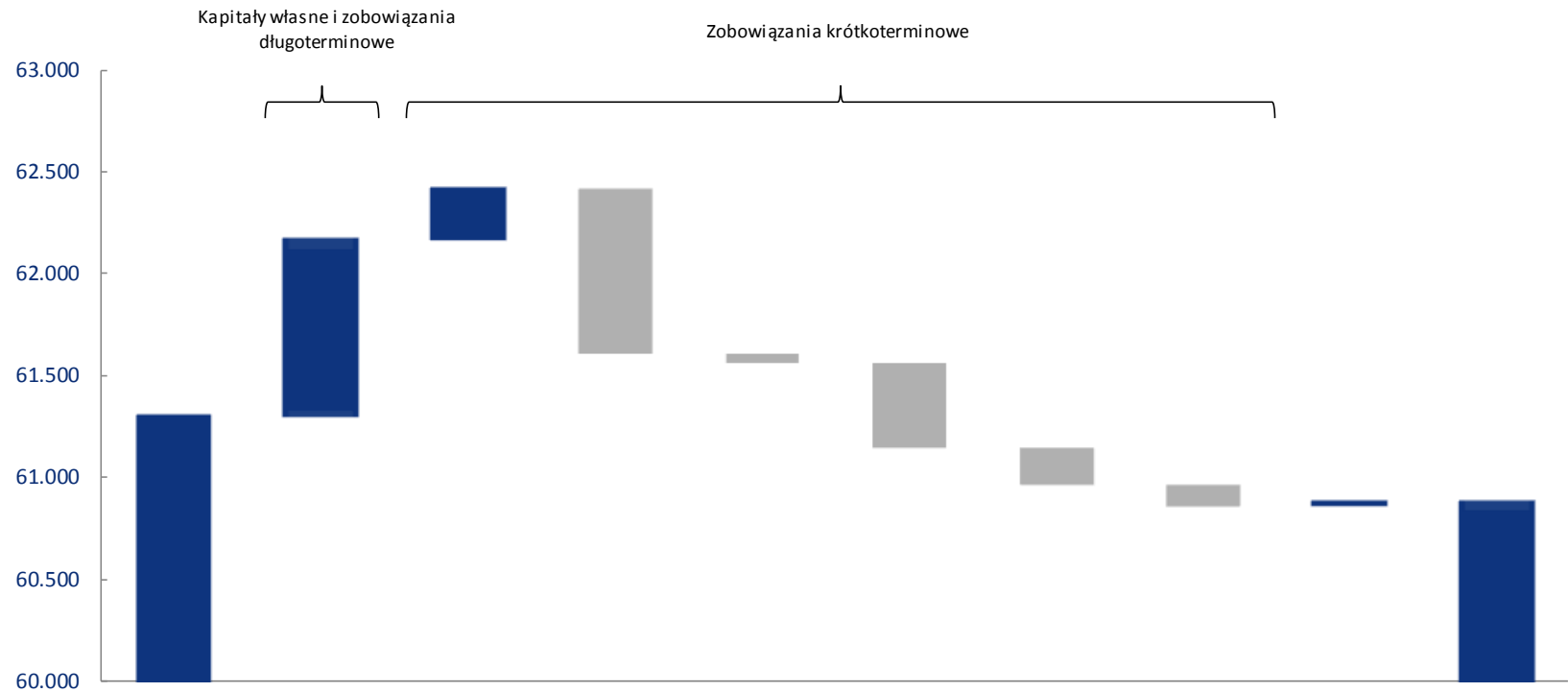
3.1.2 Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów [w mln PLN].



Odchylenie	1.137	-108	-105	153	75	235	-174	-1.474	-161		
Aktywa 31 grudnia 2015	61.296	47.068	1.042	1.959	2.172	2.548	1.075	388	3.103	1.941	
Aktywa 31 marca 2016		48.205	934	1.854	2.325	2.623	1.310	214	1.629	1.780	60.874

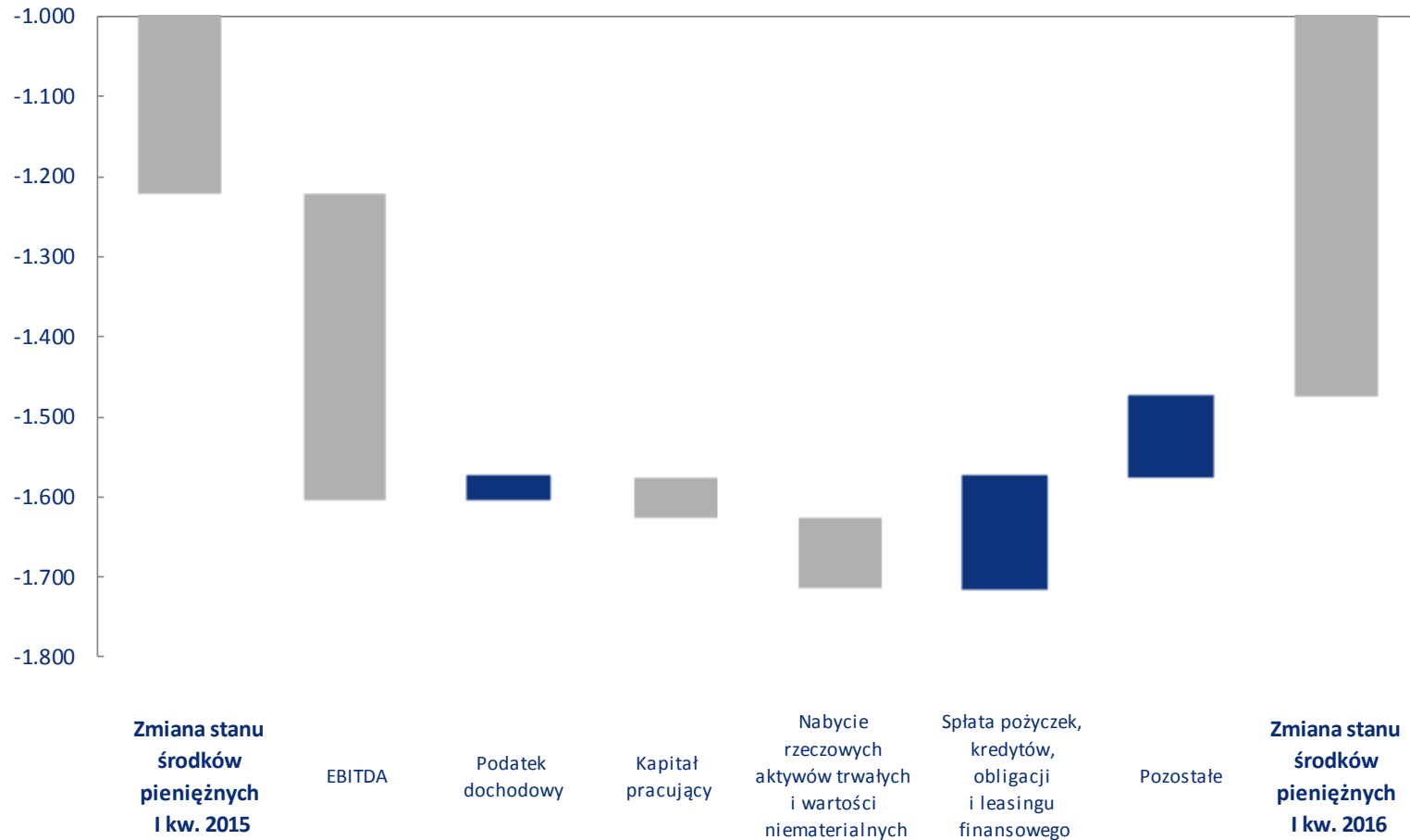
Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i Zobowiązań [w mln PLN].



	Kapitały i zobowiązania 31 grudnia 2015	Zyski zatrzymane	Rezerwa na zakup uprawnień do emisji CO2	Zobowiązania z tyt. zakupu rzeczowych aktywów trwałych i wart. niemiat.	Zobowiązania z tyt. KDT	Zobowiązania z tyt. dostaw i usług	Opłaty za korzystanie ze środowiska	Zobowiązania z tyt. wynagrodzeń	Pozostałe	Kapitały i zobowiązania 31 marca 2016
Odchylenie		870	251	-807	-44	-412	-185	-106	11	
Kapitały i zobowiązania 31 grudnia 2015	61.296	8.636	760	1.608	1.131	1.119	273	247	47.522	
Kapitały i zobowiązania 31 marca 2016		9.506	1.011	801	1.087	707	88	141	47.533	60.874

3.1.3 Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

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



	Zmiana stanu środków pieniężnych I kw. 2015	EBITDA	Podatek dochodowy	Kapitał pracujący	Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Spłata pożyczek, kredytów, obligacji i leasingu finansowego	Pozostałe	Zmiana stanu środków pieniężnych I kw. 2016
Odchylenie		-380	27	-49	-88	137	101	
Zmiana stanu środków pieniężnych I kw. 2015	-1.222	2.202	-109	-908	-2.434	-170	197	
Zmiana stanu środków pieniężnych I kw. 2016		1.822	-82	-957	-2.522	-33	298	-1.474

3.2 Wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	I kwartał 2016	I kwartał 2015	zmiana %	2015
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	11,10	13,10	-15%	49,40
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	13,16	14,53	-9%	55,58
Sprzedaż ciepła	mln GJ	7,80	7,67	2%	18,19
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	10,70	9,84	9%	39,00
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	8,64	8,41	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 kwartał 2016	I kwartał 2015	zmiana %	2015
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	25,46	26,16	-3%	101,70
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	10,71	9,85	9%	39,05
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	14,27	15,90	-10%	60,89
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	<i>12,75</i>	<i>15,07</i>	<i>-15%</i>	<i>57,71</i>
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	<i>1,49</i>	<i>0,81</i>	<i>84%</i>	<i>3,07</i>
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	<i>0,03</i>	<i>0,02</i>	<i>50%</i>	<i>0,11</i>
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,48	0,41	17%	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. Spadek wolumenu sprzedaży na giełdzie, wynika głównie z niższej produkcji w Elektrowniach: Bełchatów oraz Turów (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 kwartał 2016	I kwartał 2015	zmiana %	2015
ZAKUP W TWh, z czego:	14,02	13,06	7%	50,92
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	10,57	10,18	4%	40,54
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostałym	1,24	1,24	0%	3,99
Zakupy poza granicami kraju	0,02	0,00	-	0,03
Zakupy na rynku bilansującym	2,19	1,64	34%	6,36

Wzrost zakupów na rynku krajowym - giełda spowodowany został zwiększonymi zakupami realizowanymi przez segment Obrót w celu sprzedaży do odbiorców finalnych. Wyższy wolumen zakupu na rynku bilansującym jest następstwem zbilansowania zakontraktowanej sprzedaży i produkcji.

Produkcja energii elektrycznej

Wolumen produkcji	I kwartał 2016	I kwartał 2015	zmiana %	2015
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	13,16	14,53	-9%	55,58
Elektrownie opalane węglem brunatnym	8,50	10,13	-16%	38,98
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,11	-	0,34
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,74	2,60	5%	11,04
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,09	0,11	-18%	0,43
Elektrociepłownie węglowe	0,39	0,41	-5%	1,30
Elektrociepłownie gazowe	0,80	0,77	4%	2,05
Elektrociepłownie biomasowe	0,12	0,11	9%	0,46
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,18	0,14	29%	0,57
Elektrownie wodne	0,13	0,14	-7%	0,36
Elektrownie wiatrowe	0,30	0,23	30%	0,82

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2016 roku w porównaniu do I kwartału 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 ograniczenia wynikające z norm unijnych w zakresie standardów emisyjnych a także z dłuższego czasu postoju bloków w remontach planowanych i modernizacjach:

- blok nr 3 – remont planowy od 15 lutego 2016 roku;
- blok nr 9 – modernizacja od 1 maja 2015 roku do 6 lutego 2016 roku;
- blok nr 10 – modernizacja od 15 sierpnia 2015 roku.

Spadek produkcji w Elektrowni Turów wynika głównie z postoju bloku nr 1 w remoncie średnim od 13 lutego do 27 marca 2016 roku.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika z **niższej produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w Elektrociepłowni Bydgoszcz** co jest wynikiem ograniczeń technologicznych instalacji odsiarczania spalin.

Wzrost produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z **wyższej produkcji w Elektrowni Opole** co jest następstwem niższej produkcji w okresie porównywalnym na skutek postoju bloku nr 4 w remoncie od października 2014 roku do 6 lutego 2015 roku.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych wynika z wyższej produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w Elektrociepłowni Lublin Wrotków oraz krótszego czasu postoju w remontach bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Rzeszów.

Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych wynika głównie ze zwiększenia mocy zainstalowanej o 218 MW w farmach wiatrowych uruchomionych w drugiej połowie 2015 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 kwartału 2016 roku były wykorzystywane w większym stopniu przez PSE S.A.

3.2.2 Sprzedaż ciepła

W okresie I kwartału 2016 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 7,80 mln GJ i był wyższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w I kwartale 2015 roku o 0,13 mln GJ. Wyższa sprzedaż ciepła wynika z wyższego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego niższymi średnimi temperaturami w okresie zimowym.

3.3 Segmenty działalności – dane finansowe

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

w mln PLN	Przychody ogółem		
	I kwartał 2016	I kwartał 2015*	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	3.073	3.517	-13%
Energetyka Odnawialna	213	215	-1%
Obrót	4.142	3.797	9%
Dystrybucja	1.510	1.541	-2%
Pozostała Działalność	163	173	-6%
RAZEM	9.101	9.243	-2%
Korekty konsolidacyjne	-1.968	-1.690	16%
RAZEM PO KOREKTACH	7.133	7.553	-6%

*dane przekształcone

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

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	1.000	680	1.471	33.467
Energetyka Odnawialna	114	49	76	4.717
Obrót	139	132	4	3.615
Dystrybucja	555	273	287	16.719
Pozostała działalność	15	-17	24	1.034
RAZEM	1.823	1.117	1.862	59.552
Korekty konsolidacyjne	-1	6	-21	-2.228
RAZEM PO KOREKTACH	1.822	1.123	1.841	57.324

* por. nota 5.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	1.256	810	1.042	36.506
Energetyka Odnawialna	125	70	68	4.123
Obrót	159	153	4	4.026
Dystrybucja	632	367	263	15.732
Pozostała działalność	21	-5	33	940
RAZEM	2.193	1.395	1.410	61.327
Korekty konsolidacyjne	9	21	-17	-1.965
RAZEM PO KOREKTACH	2.202	1.416	1.393	59.362

* por. nota 5.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

** dane przekształcone

3.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mln PLN	I kwartał 2016	I kwartał 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.073	3.517	-13%
EBIT	680	810	-16%
EBITDA	1.000	1.256	-20%
Nakłady inwestycyjne	1.471	1.042	41%

* dane przekształcone

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



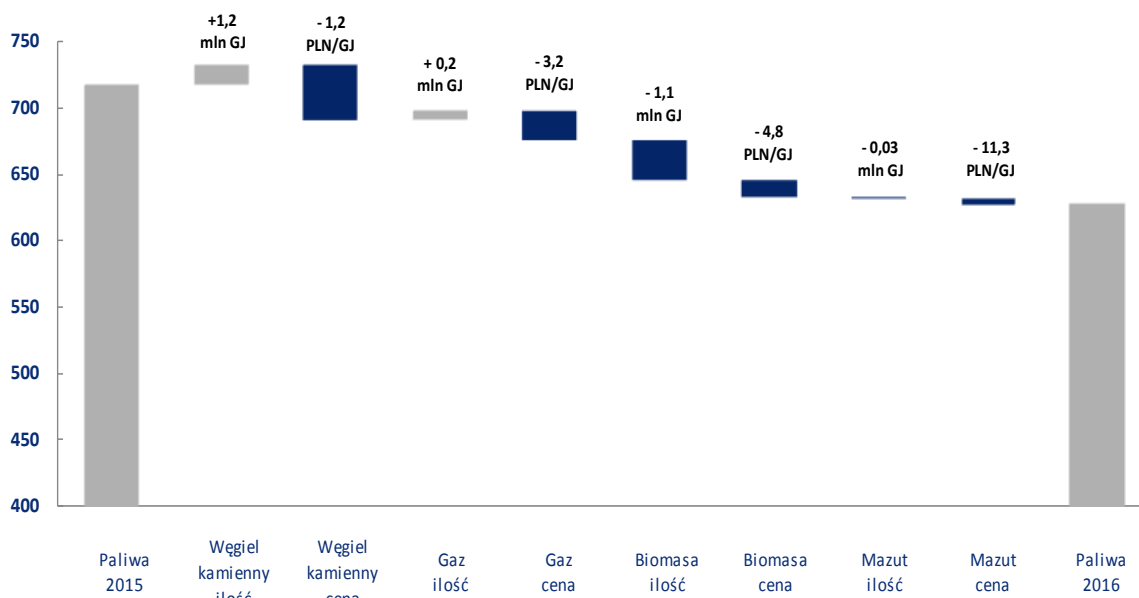
	EBITDA 2015	Marża ee - cena	Marża ee - ilość	Rekompensaty KDT	Przychody RUS	Sprzedaż ciepła	Paliwa	Koszty CO ₂	Koszty środowiskowe	Koszty osobowe	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA 2016
Odchylenie		-104	-269	116	2	13	89	-79	21	-11	8	-42	
EBITDA I kw. 2015	1.256	2.514	162	68	265	717	172	92	692	286			
EBITDA I kw. 2016		2.141	278	70	278	628	251	71	703	244			1.000

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2016 roku w stosunku do wyników porównywalnego okresu 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 ograniczenia wynikające z norm unijnych w zakresie standardów emisyjnych. Dodatkowo w porównaniu do I kwartału 2015 roku dłużej w remontach i modernizacjach odstawione były bloki nr 3, 9 i 10 w Elektrowni Bełchatów.
- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej**, który wpłynął na spadek przychodów ze sprzedaży. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku giełdowym w I kwartale 2016 roku ukształtowała się na poziomie 166 PLN/MWh, natomiast w I kwartale 2015 roku wyniosła 174 PLN/MWh.
- **Wyższe rekompensaty 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).
- **Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła** na skutek wyższego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w okresie zimowym.
- **Wyższe koszty CO₂** na skutek otrzymania mniejszej ilości darmowych uprawnień do emisji CO₂ oraz wyższego jednostkowego kosztu 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 19 mln PLN z tytułu nowo złożonych wniosków.
- **Niższy poziom kosztów aktywowanych**, m. in. na skutek mniejszej ilości zdjętego nadkładu w kopalniach i ujęcia niższych kosztów jego usuwania jako aktywa.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, w tym głównie węgla kamiennego i biomasy. Jest to efekt niższych cen węgla oraz niższej produkcji energii elektrycznej we współpalaniu z biomasą na skutek spadku opłacalności produkcji energii elektrycznej w tej technologii (wpływ uregulowań ustawy o OZE). Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na poniższym wykresie.

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



Opis	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Mazut ilość	Mazut cena
Odchylenie	15	-42	7	-21	-30	-13	-1	-4
Paliwa I kw. 2015	400		196		100		17	
Paliwa I kw. 2016	373		182		57		12	

Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2016	I kwartał 2015*	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1.320	794	66%
▪ Rozwojowe	920	471	95%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	400	323	24%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	10	11	-9%
Środki transportu	4	7	-43%
Pozostałe	4	55	-93%
RAZEM	1.338	867	54%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	133	175	-24%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1.471	1.042	41%

* dane przekształcone

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

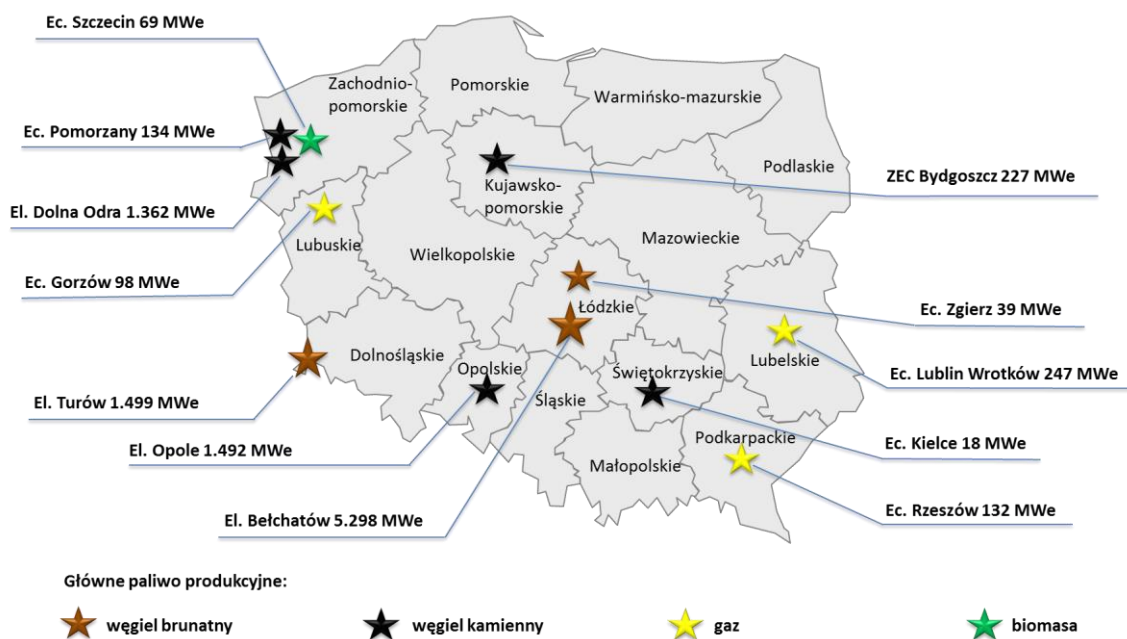
- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 904 mln PLN;
- kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7 - 12 w Elektrowni Bełchatów 267 mln PLN;
- budowa instalacji odsiarczania spalin na blokach 4 - 6 w Elektrowni Turów 16 mln PLN;
- budowa ciągu nadkładowego GD 1 w Kopalni Bełchatów 7 mln PLN;
- budowa bloku 11 w Elektrowni Turów 5 mln PLN;
- budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów 2 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I kwartale 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 lutym nastąpiła synchronizacja z krajową siecią energetyczną zmodernizowanego bloku 9 w Elektrowni Bełchatów, następnie przystąpiono do ruchu regulacyjnego na bloku;
- w kwietniu wydane zostało polecenie rozpoczęcia prac Wykonawcy zadania „Budowa Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii w EC Rzeszów”.

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.



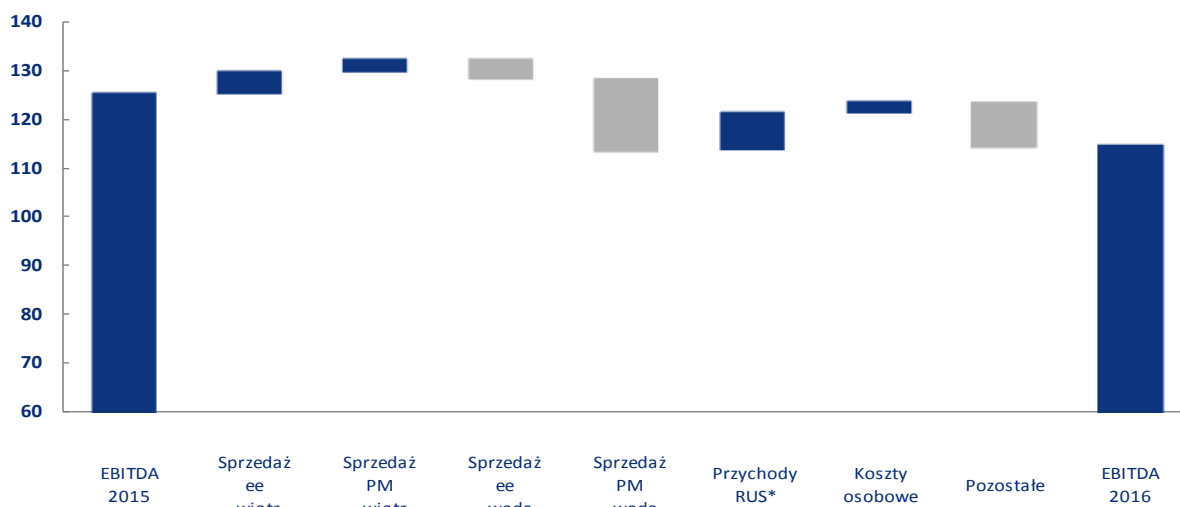
3.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	I kwartał 2016	I kwartał 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	213	215	-1%
EBIT	49	70	-30%
EBITDA	114	125	-9%
Nakłady inwestycyjne	76	68	12%

* dane przekształcone

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



Odchylenie	5	3	-4	-15	8	2	-10	
EBITDA I kw. 2015	125	40	37	27	19	59	21	
EBITDA I kw. 2016		45	40	23	4	67	19	114

* z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB, które nie mają wpływu na wynik EBITDA

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

- **Spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych**, wynika głównie z utraty wsparcia dla elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MW od 1 stycznia 2016 roku, jak również z niższej zrealizowanej średniej ceny sprzedaży w I kwartale 2016 roku w stosunku do I kwartału 2015 roku o około 36 PLN/MWh.
- **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 Bilans energii GK PGE). Powyższe zrekompensowało niższą produkcję z pozostałych farm wiatrowych z uwagi na niekorzystne warunki wietrzności w I kwartale 2016 roku.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikają głównie z wyższego wolumenu rezerwy interwencyjnej oraz wyższej stawki za usługę rezerwy interwencyjnej mocy czynnej.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów związanych z eksploatacją nowych farm wiatrowych (FW Karwice, FW Resko II, FW Kisielice II, FW Lotnisko).

Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2016	I kwartał 2015	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	76	67	13%
▪ Rozwojowe	72	65	11%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	4	2	100%
Pozostałe	0	1	-
RAZEM	76	68	12%

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

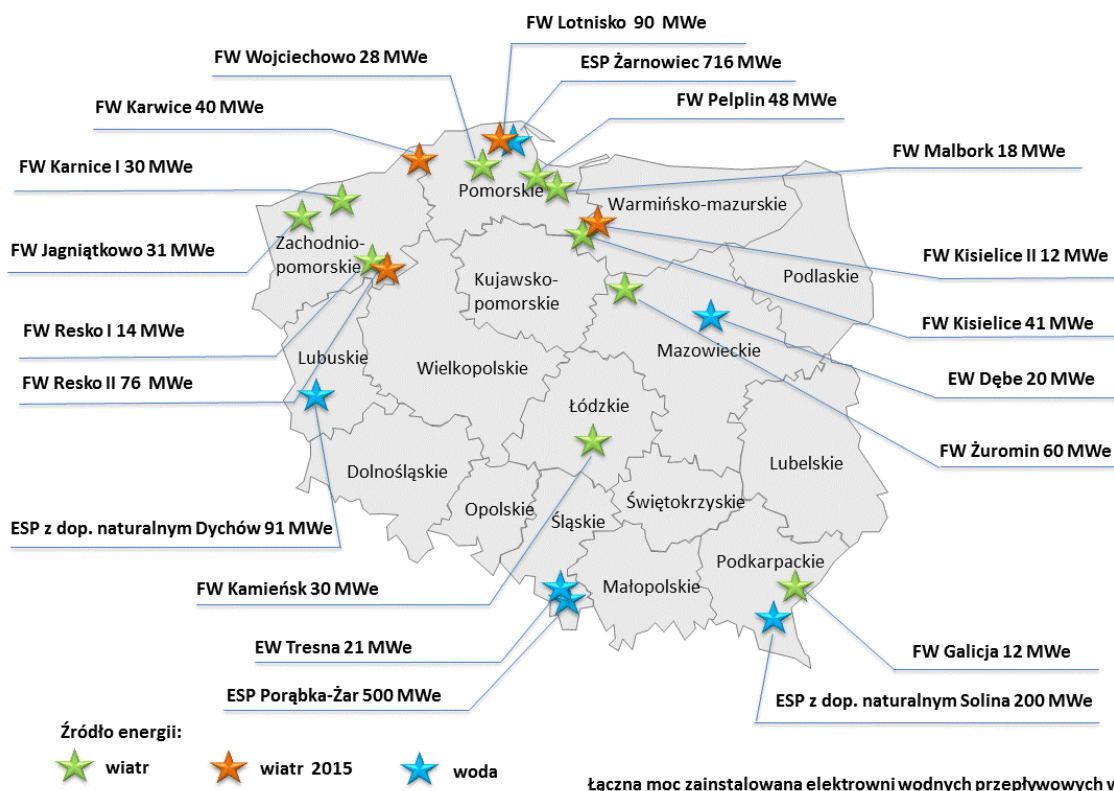
- budowa farmy wiatrowej Lotnisko o mocy 90 MW (końcowe rozliczenie kontraktu) 69 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I kwartale 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 Kisielice II 12 MW.

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



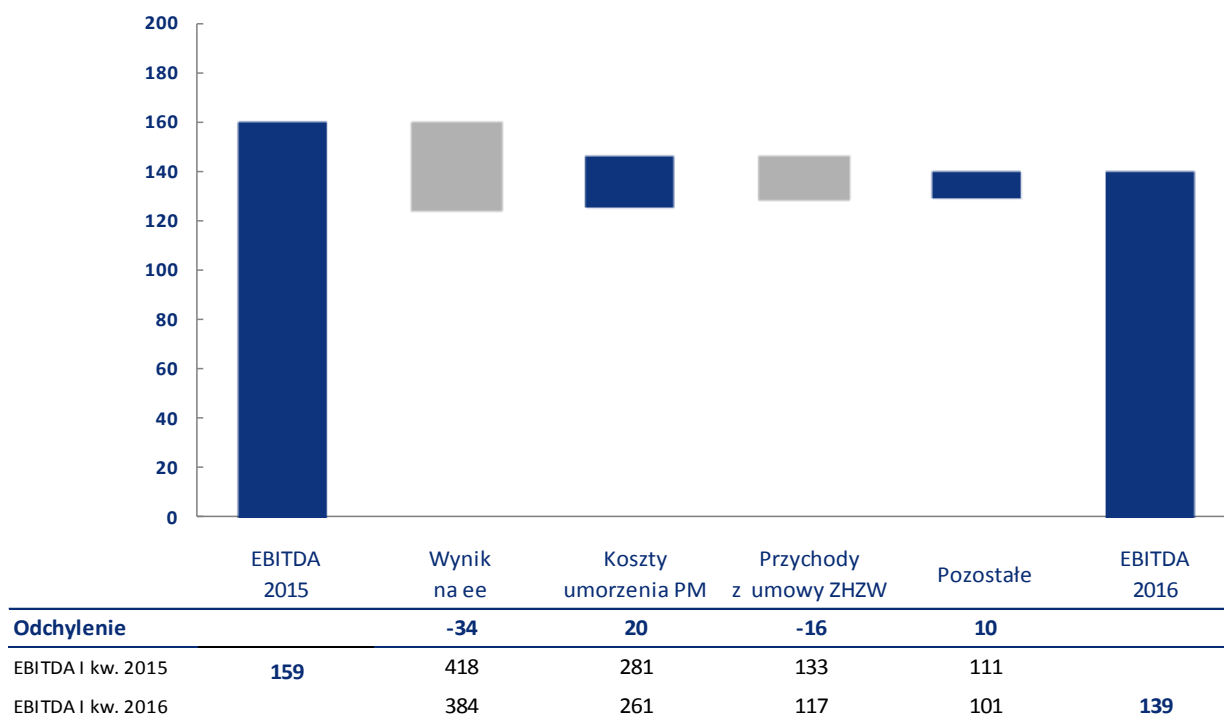
3.3.3 Segment Obrót

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mln PLN	I kwartał 2016	I kwartał 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	4.142	3.797	9%
EBIT	132	153	-14%
EBITDA	139	159	-13%
Nakłady inwestycyjne	4	4	0%

* dane przekształcone

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



Kluczowymi odchyleniami w segmencie Obrót w I kwartale 2016 roku w porównaniu do wyników I kwartału 2015 roku były:

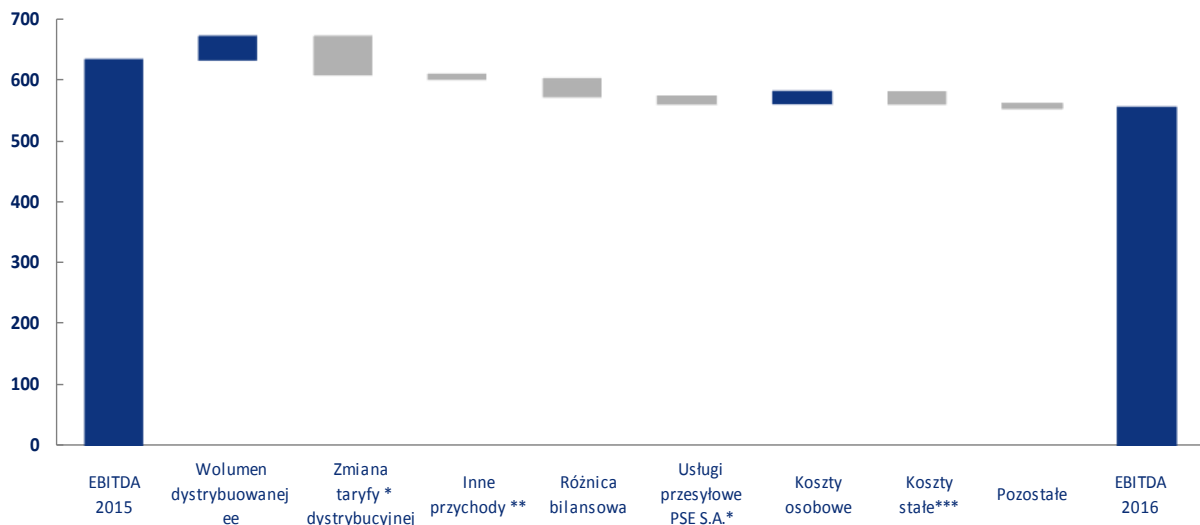
- **Obniżenie wyniku na energii elektrycznej** głównie w wyniku uzyskania niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii, w związku z mniej korzystną relacją pomiędzy średnią ceną sprzedaży (spadek o 11 PLN/MWh) a średnią ceną zakupu energii elektrycznej (spadek o 5 PLN/MWh). Wzrost wolumenu obrotu energią elektryczną o 10 % 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 Wytwórczymi („ZHZW”)** wynikające z niższego o 1,8 TWh wolumenu obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem oraz uzyskania niższych cen rynkowych sprzedaży w ramach tzw. obligo giełdowego. Spadek przychodów PGE od PGE GiEK S.A. wyniósł (-) 19 mln PLN, natomiast od PGE EO S.A. przychody wzrosły o (+)3 mln PLN.
- **Wzrost przychodów z pozostałych usług**, głównie świadczonych przez Centrum Korporacyjne na rzecz spółek z pozostałych segmentów GK PGE.

3.3.4 Segment Dystrybucja

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucji.

mIn PLN	I kwartał 2016	I kwartał 2015	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1.510	1.541	-2%
EBIT	273	367	-26%
EBITDA	555	632	-12%
Nakłady inwestycyjne	287	263	9%

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



Odchylenie	40	-63	-8	-29	-10	19	-19	-7	
EBITDA I kw. 2015	632	1.421	93	138	336	281	134		
EBITDA I kw. 2016		1.398	85	167	346	262	153		555

* 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

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

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 234,8 GWh, wynikający między innymi z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o około 39,7 tys.) w porównaniu do I kwartału 2015 roku.
- **Spadek przychodów z usługi dystrybucji** wynika głównie z niższych stawek opłat dystrybucyjnych w taryfie na rok 2016 w porównaniu ze stawkami zatwierdzonymi w taryfie na rok 2015.
- **Spadek przychodów z pozostałej usługi dystrybucyjnej** wynika głównie z niższych przychodów z energii biernej i przekroczenia mocy w związku ze: (i) spadkiem cen oraz (ii) optymalizacją zachowań odbiorców w tym obszarze, w szczególności trafniejszymi prognozami zamawiania mocy w stosunku do mocy pobranej.
- **Wzrost kosztów różnicy bilansowej** wynika z wyższego wolumenu różnicy bilansowej, co związane jest z warunkami pogodowymi, a tym samym wzrostem zapotrzebowania na energię.
- **Wzrost kosztów stałych** wynika głównie z: (i) wyższych kosztów remontów i eksploatacji majątku sieciowego; (ii) wyższych kosztów podatku od nieruchomości w związku ze wzrostem wartości majątku sieciowego oraz (iii) wyższych kosztów usług informatycznych oraz wsparcia świadczonych przez spółki z GK PGE.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika z naliczenia kary umownej jednemu z kontrahentów spółki w I kwartale 2015 roku.

Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	I kwartał 2016	I kwartał 2015	zmiana %
Sieci SN i nN	91	90	1%
Stacje 110/SN i SN/SN	22	21	5%
Linie 110 kV	5	3	67%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	116	100	16%
Zakup transformatorów i liczników	10	18	-44%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	30	18	67%
Pozostałe	13	13	0%
RAZEM	287	263	9%

W I kwartale 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 kwartał 2016	I kwartał 2015	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	163	173	-6%
EBIT	-17	-5	240%
EBITDA	15	21	-29%
Nakłady inwestycyjne	24	33	-27%

Niższy wynik EBITDA o 6 mln PLN związany był głównie z:

- **Niższym wynikiem spółki PGE Systemy S.A.** spowodowanym wzrostem kosztów operacyjnych spółki w efekcie rozszerzenia zakresu istniejących i wprowadzenia nowych usług dla spółek z GKPGE, które realizowane są przy niższej marży na sprzedaży (-) 4 mln PLN;
- **Niższym wynikiem spółki Exatel S.A.** spowodowanym niższymi przychodami na usługach dzierżawy łączny i usługach głosowych oraz wzrostem kosztów świadczeń pracowniczych (-) 1 mln PLN.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I kwartale 2016 roku wyniosły 24 mln PLN w porównaniu do 33 mln PLN poniesionych w I kwartale 2015 roku.

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

- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 12 mln PLN;
- Exatel S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 8 mln PLN;
- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 4 mln PLN.

3.4 Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 21 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

3.5 Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

Dnia 25 kwietnia 2016 roku PGE S.A. opublikowała raport bieżący nr 24/2016, w którym ujawniła szacunek skonsolidowanego zysku operacyjnego powiększonego o amortyzację (EBITDA) oraz zysku netto przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej za I kwartał 2016 roku. Skonsolidowany wynik EBITDA oraz zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej GK PGE w I kwartale 2016 roku zostały zrealizowane na poziomie szacowanym i wyniosły odpowiednio 1,8 mld PLN i 0,9 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 rok 2015 roku posiadały następującą liczbę akcji:

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

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za rok 2015 (tj. 16.02.2016 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (PLN)
Zarząd	350	-	-	-
Grzegorz Krystek*	350	-	-	-
Rada Nadzorcza	-	-	7	70
Jarosław Głowacki**	-	-	7	70

*Pan Grzegorz Krystek złożył rezygnację z pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych i Handlu z dniem 31 marca 2016 roku

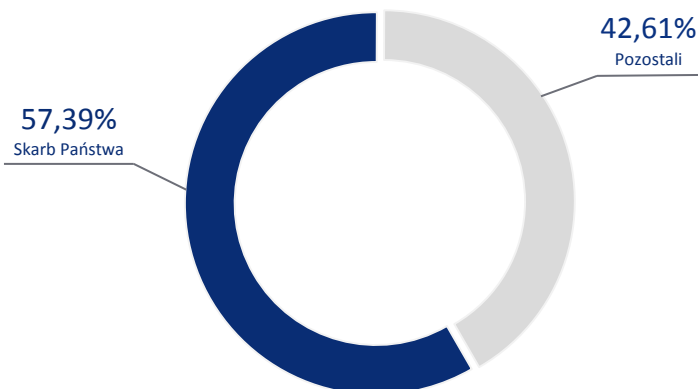
**Pan Jarosław Głowacki został powołany w skład Rady Nadzorczej PGE S.A. Uchwałą nr 13 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE S. A. z dnia 1 marca 2016 roku.

Pozostali członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej nie posiadali akcji PGE S.A.

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

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

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 Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE

Tabela: Spółki wchodzące w skład głównych segmentów GK PGE na dzień 31 marca 2016 roku.

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

4.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

4.1.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w I kwartale 2016 roku

W I kwartale 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 kwartale 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 okresie od 1 stycznia do 31 marca 2016 roku PGE S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych spółki PGE GiEK S.A., w wyniku przymusowego wykupu zgodnie z art. 418 KSH, łącznie 39.422 akcje spółki PGE GiEK S.A. (stanowiące 0,006% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.). Aktualnie PGE S.A. posiada akcje stanowiące łącznie 99,966% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

W I kwartale 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. o.o. z siedzibą w Poznaniu na rzecz PGE Dystrybucja S.A., stanowiących 20% kapitału zakładowego spółki. Warunkiem zawieszającym przeniesienie prawa własności udziałów na PGE Dystrybucja S.A. jest uzyskanie zgody UOKiK na zawarcie transakcji. Na dzień sporządzenia niniejszego dokumentu brak informacji o udzieleniu przez UOKiK zgody, o której mowa powyżej.
- 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 S.A. 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 będzie trwało do dnia 10 czerwca 2016 roku. Po zakończeniu tego postępowania spółka może złożyć wniosek do KRS o dokonanie wpisu obniżenia kapitału zakładowego.

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

4.2 Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE

Na dzień 31 marca 2016 roku następujące spółki z Grupy Kapitałowej PGE posiadały oddziały:

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

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

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

5.1 Podpisanie porozumienia w sprawie rozpoczęcia działalności Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o.

26 kwietnia 2016 roku zawarto porozumienie w sprawie rozpoczęcia działalności Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. („PGG”). Inwestorzy angażują się w PGG na warunkach rynkowych i będą nadzorować realizację biznesplanu spółki. Przeprowadzone analizy wskazują, że inwestycja generuje dodatnie stopy zwrotu dla inwestorów.

Stronami porozumienia są Grupa Energa, Grupa PGE, Grupa PGNiG, Węglkokoks S.A., Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. („TFS”), Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw („FIPP”) FIZAN, a także banki – obligatariusze Kompanii Węglowej S.A. – Alior Bank S.A., BGK, BGŻ BNP Paribas S.A., PKO BP S.A., Bank Zachodni WBK S.A. oraz 13 organizacji związkowych Kompanii Węglowej S.A.

Spółka PGG, która stanie się największym producentem węgla kamiennego w Polsce i w Europie, zostanie utworzona z 11 kopalń, 4 zakładów oraz części centrali wydzielonych z Kompanii Węglowej S.A. Zaangażowanie w PGG daje udziałowcom z sektora energetyki dostęp do bogatych zasobów węgla energetycznego o parametrach dopasowanych do potrzeb istniejących i planowanych jednostek wytwórczych, co wpisuje się w cele strategiczne grup energetycznych. Ponadto współpraca sektora wytwarzania z sektorem wydobywczym gwarantuje odbiorcom usług energetycznych możliwość pozyskania stabilnych partnerów zapewniających nieprzerwane dostawy energii elektrycznej i ciepłej po przewidywalnej cenie.

Inwestorzy deklarują objęcie nowych udziałów w PGG na łączną kwotę 2.417 mln PLN, z czego 1.800 mln PLN będzie wkładem gotówkowym, a pozostała kwota 617 mln PLN to konwersja wierzytelności TFS i Węglkokosu S.A.

Energa Kogeneracja sp. z o.o., będąca częścią Grupy Energa zainwestuje w PGG 500 mln PLN, PGE GiEK S.A. ze strony Grupy PGE 500 mln PLN, PGNiG Termika S.A. z Grupy PGNiG 500 mln PLN, FIPP FIZAN 300 mln PLN, TFS 400 mln PLN oraz Węglkokoks S.A. 217 mln PLN (łącznie zaangażowanie Węglkokosu S.A. w PGG razem z wcześniej poniesionymi nakładami w wysokości 500 mln PLN wyniesie 717 mln PLN). Inwestorzy nie planują konsolidacji wyniku PGG metodą pełną.

W ramach refinansowania aktualnego programu emisji obligacji w Kompanii Węglowej S.A. banki oraz Węglkokoks S.A. deklarują objęcie nowych obligacji wyemitowanych przez PGG na kwotę 1.037 mln PLN w trzech transzach spłacanych w latach 2019-2026. Zaangażowanie Węglkokosu S.A. sięgnie poziomu 422 mln PLN, a zaangażowanie banków 615 mln PLN.

W pracach nad osiągnięciem porozumienia brali udział wierzyciele finansowi, okazując w ten sposób gotowość do długoterminowego uczestnictwa w przemianach kluczowych sektorów gospodarki w Polsce, czego efektem jest zaakceptowanie przez obligatariuszy zawartego porozumienia zakładającego osiągnięcie rentowności i poprawę efektywności przedsiębiorstwa.

PGG będzie funkcjonować w oparciu o biznesplan, przyjęty przez Zarząd PGG, którego celem jest utrzymanie kosztów produkcji węgla pod ścisłą kontrolą, poprawa efektywności funkcjonowania spółki oraz osiągnięcie określonych poziomów rentowności. Szczegóły w tym zakresie będzie regulowała umowa inwestycyjna, która podpisana została 28 kwietnia 2016 roku („Umowa”).

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, odbędzie się w 3 etapach, w ramach których PGE GiEK S.A. wpłaci łącznie 500 mln PLN, w tym:

- 361 mln PLN w ramach pierwszego etapu (płatne 4 dni robocze po podpisaniu przez PGG Umowy Emisji Obligacji); efektem pierwszego etapu będzie objęcie 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 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.

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).

Istotnym warunkiem utworzenia PGG oraz zaangażowania inwestorów było porozumienie z organizacjami związkowymi z 19 kwietnia 2016 roku dotyczące uprawnień strony społecznej. Przewiduje ono realizację biznesplanu PGG, a w konsekwencji usprawnienie pracy zakładów górniczych poprzez tworzenie kopalń zespolonych oraz czasowe zawieszenie niektórych świadczeń pracowniczych.

5.2 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 Wasiłkę 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

5.3 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 uchwały:

- o odwołaniu ze składu Rady Nadzorczej następujących osób: Pana Jacka Barylskiego, Pani Małgorzaty Molas, Pana Jarosława Gołębiowskiego, Pana Jacka Fotek oraz Pana Marka Ściążko;
- o powołaniu w skład Rady Nadzorczej następujących osób: Pana Jarosława Głowackiego, Pani Janiny Goss, Pana Mateusza Gramza, Pana Mieczysława Sawaryna, Pana Artura Składanek 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	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
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

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ
PGE POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA S.A. ZA OKRES 3 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 31 MARCA 2016 ROKU**

W I kwartale 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 Gołębiowski	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 06.03.2016 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.	

5.4 Działania związane z energią 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. W II kwartale 2016 roku planowane jest podwyższenie kapitału zakładowego PGE EJ 1 sp. z o.o. o kwotę ok. 40 mln PLN. Zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy wartości ok. 700 mln PLN.

Finansowanie

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

Mechanizmy wsparcia

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

W II kwartale 2016 roku planowane jest prowadzenie, wspólnie z Rządem, dalszych prac mających na celu wypracowanie szczegółowych propozycji rozwiązań ekonomiczno – organizacyjno – prawnych wraz z podziałem ryzyk i szacunkiem kosztów wdrożenia tych rozwiązań. PGE S.A. oczekuje na potwierdzenie ze strony Rządu zaprezentowanych założeń (uzasadnienia i zasadniczego kształtu mechanizmu) i wypracowanie szczegółowych rozwiązań ekonomiczno – finansowych i prawnych.

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 kwartale 2016 roku, kluczowym zdarzeniem było opracowanie i zatwierdzenie przez komisję przetargową dokumentacji zaproszenia do postępowania zintegrowanego. Formalne uruchomienie postępowania zintegrowanego w III kwartale 2016 roku wymaga podjęcia wszelkich wymaganych decyzji w tym zakresie do końca II kwartału 2016 roku.

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 do uruchomienia, poczynając od II kwartału 2016 roku, pełnych badań środowiskowych i lokalizacyjnych na potrzeby przygotowania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko oraz raportu lokalizacyjnego.

W II kwartale 2016 roku oczekiwane jest wydanie przez Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska postanowienia 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 podstawę do wyznaczenia obszarów badań środowiskowych na lądzie, które rozpoczną się w 2016 roku.

W II kwartale 2016 roku planowany jest udział PGE EJ 1 sp. z o.o. w konsultacjach obecnie procedowanego „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.

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 planowane są dalsze konsultacje i uzgodnienia z Prezesem 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 planowane jest podpisanie umów 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. W kolejnych miesiącach planowane jest zorganizowanie wizyty studyjnej w jednej z funkcjonujących elektrowni jądrowych, w której udział wezmą m.in. laureaci konkursu.

5.5 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.
- W dniu 21 sierpnia 2015 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesiony przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 24 czerwca 2015 roku. W dniu 21 września 2015 roku Spółka wniosła odpowiedź na pozew. W dniu 12 kwietnia 2016 roku odbyła się rozprawa. Wyrokiem ogłoszonym w dniu 26 kwietnia 2016 roku Sąd Okręgowy w Warszawie oddalił powództwo akcjonariusza.
- W dniu 17 września 2014 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 4 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 6 czerwca 2014 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozew.

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

- W dniu 23 października 2015 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesiony przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 14 września 2015 roku w przedmiocie wyboru Przewodniczącego Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia. W dniu 23 listopada 2015 roku Spółka wniosła odpowiedź na pozew.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Byli akcjonariusze PGE Górnictwo i Energetyka S.A. występują do sądów z wnioskami o zawiązanie PGE S.A. do prób ugodowych o zapłatę odszkodowania z tytułu nieprawidłowego ich zdaniem ustalenia parytetu wymiany akcji spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. na akcje PGE S.A. w procesie konsolidacji, jaki miał miejsce w 2010 roku. Łączna wartość dotychczasowych roszczeń wynikających z zawiązań do prób ugodowych skierowanych przez byłych akcjonariuszy PGE Górnictwo i Energetyka S.A. wynosi 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.) złożył pozew sądowy o zasądzenie odszkodowania w łącznej kwocie ponad 493 mln PLN (plus odsetki) za szkodę poniesioną w związku z nieprawidłowym (jej zdaniem) ustaleniem parytetu wymiany akcji w procesie połączenia spółki PGE Górnictwo i Energetyka S.A. z PGE S.A.

Spółka złożyła odpowiedź na pozew w dniu 28 marca 2015 roku. We wrześniu 2015 roku Socrates Investment S.A. przedstawił pismo stanowiące odpowiedź na odpowiedź na pozew.

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 zażewzwaniami 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.

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.

5.6 Opis znaczących umów

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

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

W ramach Grupy w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 marca 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.

5.8 Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

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

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania wytwórcy z Grupy Kapitałowej PGE otrzymali decyzje dotyczące korekt rocznych kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za lata 2008-2014. części decyzje te były niekorzystne dla poszczególnych podmiotów i zdaniem Grupy 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 z Grupy Kapitałowej PGE od Decyzji Prezesa URE. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania większość postępowań prowadzonych jest przed Sądem Najwyższym.

W I kwartale 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 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 PGE GiEK S.A. Oddział 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 PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin oraz Oddział 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 należnych PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole za rok 2010. Sąd uwzględnił apelację PGE GiEK S.A. i jednocześnie oddalił apelację Prezesa URE. Powyższe oznacza, że sąd zmienił zaskarżoną decyzję zgodnie z żądaniem odwołania PGE GiEK S.A. Wyrok jest prawomocny. Prezesowi URE przysługuje prawo do złożenia skargi kasacyjnej. Wartość przedmiotu sporu wynosi około 142 mln PLN. Spółka zamierza wystąpić z wezwaniem do zapłaty tej kwoty do Zarządcy Rozliczeń SA.

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

Wpływ na sprawozdanie za okres zakończony dnia 31 marca 2016 roku

W sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 31 marca 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła w przychodach ze sprzedaży przychody z tytułu KDT w wysokości 130 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 31 marca 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 Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków spowodowały w sprawozdaniu finansowym za okres zakończony 31 marca 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 2008–31 marca 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła przychody z tytułu rekompensat KDT w wysokości 7.365 mln PLN.

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

Na dzień 31 marca 2016 roku PGE S.A. oraz jednostki od niej zależne nie były stroną w postępowaniach dotyczących zobowiązań lub wierzytelności, których łączna wartość stanowiłaby co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie nr 19 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.10 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 4.1. niniejszego sprawozdania.

6 Oświadczenia Zarządu

6.1 Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., kwartalne 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 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 maja 2016 roku.

Warszawa, 11 maja 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 r. i obowiązujący od dnia 1 stycznia 2016 r.
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 szczątków 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

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 r.)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V = 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³)
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m ² x s ⁻³
WRA	wartość regulacyjna aktywów
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
Wysokosprawna kogeneracja	wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: (i) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego; lub (ii) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego