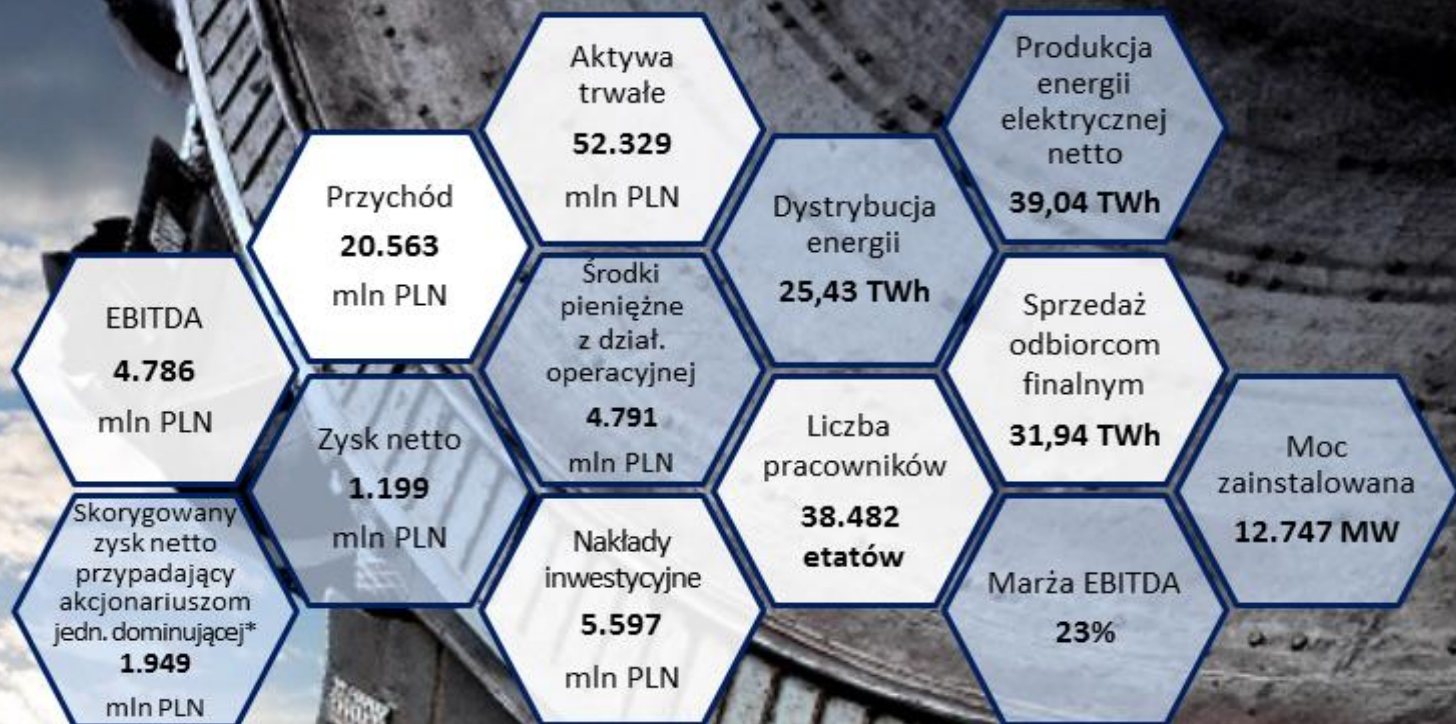


**Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
za okres 3 i 9 miesięcy**

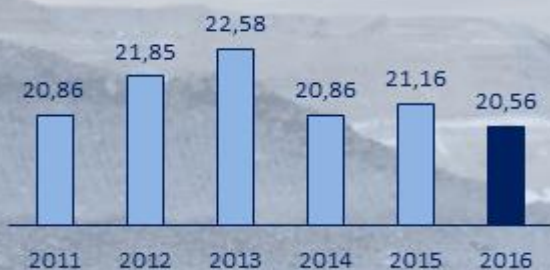
zakończony dnia 30 września 2016 roku

Spis treści

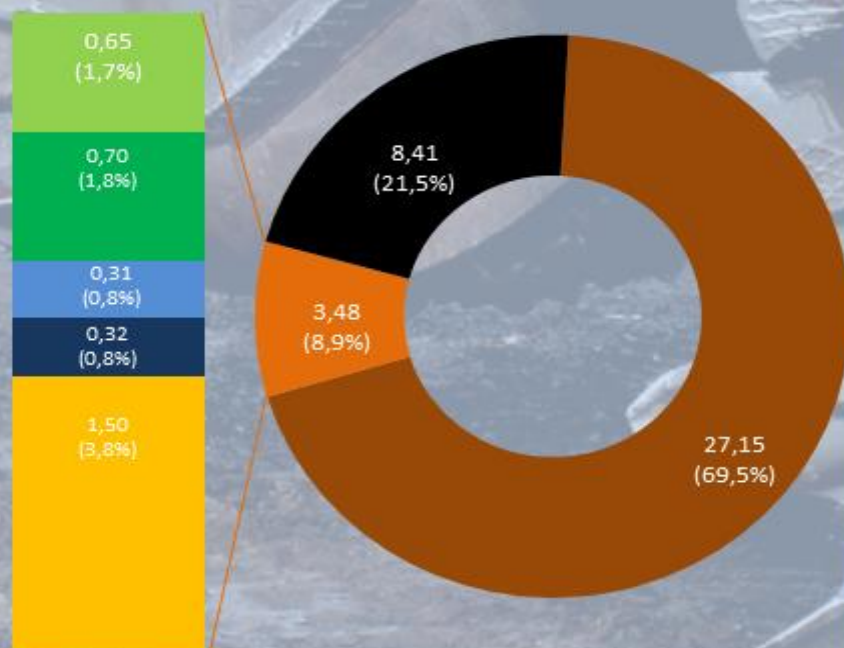
1	Działalność Grupy Kapitałowej	6
1.1	Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Kapitałowej PGE	7
1.2	Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki	8
2	Zaktualizowana Strategia Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie 2020 roku	24
3	Kluczowe projekty realizowane w trzech kwartałach 2016 roku	28
4	Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	36
4.1	Wyniki finansowe GK PGE	36
4.2	Wyniki operacyjne GK PGE	43
4.3	Segmenty działalności – dane finansowe	46
4.4	Transakcje z podmiotami powiązаныmi	55
4.5	Publikacja prognoz wyników finansowych	55
4.6	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	56
5	Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE	57
5.1	Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	58
5.2	Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE	60
6	Pozostałe istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	61
6.1	Umowa Inwestycyjna w sprawie inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o.	61
6.2	Zmiany w składzie Zarządu	62
6.3	Zmiany w składzie Rady Nadzorczej	63
6.4	Działania związane z energetyką jądrową	64
6.5	Kwestie prawne	66
6.6	Opis znaczących umów	68
6.7	Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	68
6.8	Utrata wartości majątku wytwórczego segmentu Energetyka Odnawialna	68
6.9	Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	70
6.10	Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	71
6.11	Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	71
6.12	Informacja dotycząca wypłaty dywidendy za 2015 rok	72
6.13	Informacja dotycząca potencjalnego zbycia przez PGE S.A. na rzecz Polskiej Grupy Zbrojeniowej S.A. udziałów Exatel S.A.	72
6.14	Informacja na temat sporu pomiędzy Exatel S.A. a Taifun Real sp. z o.o.	72
6.15	Rating	72
6.16	Umowa kompleksowa na dostawy gazu ziemnego realizowana przez PGNiG S.A.	73
6.17	Podwyższenie kapitału zakładowego PGE ze środków własnych Spółki	73
6.18	Złożenie wraz z partnerami wstępnej oferty na zakup aktywów EDF w Polsce	73
6.19	Osunięcie nadkładu na zwałowisku wewnętrznym Kopalni Węgla Brunatnego Turów	73
6.20	Powołanie spółki ElectroMobility Poland	74
6.21	Wypowiedzenie umów na zakup praw majątkowych przez Enea S.A.	74
7	Oświadczenia Zarządu	75
7.1	Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	75
8	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	75
	Słowniczek	76



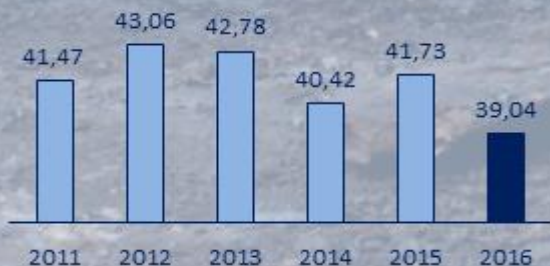
PRZYCHODY [MLD PLN] 9 MIESIĘCY



STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO [TWh] 9 MIESIĘCY



Węgiel brunatny

Węgiel kamienny

Gaz

Szczytowo-pompowe

Woda

Wiatr

Biomasa

* zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

ENERGETYKA KONWENCJONALNA

ENERGETYKA ODNAWIALNA

Działalność

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

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

Kluczowe aktywa segmentu

4 elektrownie konwencjonalne
8 elektrociepłowni
2 kopalnie węgla brunatnego

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

Wolumeny energii

Produkcja energii elektrycznej netto w okresie 9 miesięcy 2016r.
37,71 TWh

Produkcja energii elektrycznej netto w okresie 9 miesięcy 2016r.
1,33 TWh

Pozycja rynkowa

PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego

PGE jest największym producentem energii ze źródeł odnawialnych

Przychody [mln PLN]

8.531

496

EBITDA [mln PLN]

2.446

256

Udział w EBITDA Grupy

51%

5%

CAPEX [mln PLN]

4.309

113

Aktywa [mln PLN]

34.749

3.746

OBRÓT

DYSTRYBUCJA

Działalność

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

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

Kluczowe aktywa segmentu

285.079 km linii dystrybucyjnych

Wolumeny energii

Sprzedaż energii do odbiorców finalnych w okresie 9 miesięcy 2016 r.
31,90 TWh

Dystrybuowana energia okresie 9 miesięcy 2016 r.
25,43 TWh

Pozycja rynkowa

Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii

Przychody [mln PLN]	11.832	4.366
EBITDA [mln PLN]	320	1.685
Udział w EBITDA Grupy	7%	35%
CAPEX [mln PLN]	14	1.135
Aktywa [mln PLN]	3.485	16.968

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”) jak również ogólnych wytycznych kierunkowych wskazanych w Strategii na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju ● zmiany w zakresie usług systemowych takie jak: <ul style="list-style-type: none"> ▪ modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy ▪ modyfikacja usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej ▪ uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania ● wdrożenie rynku mocy ● kolejne nowelizacje ustawy o odnawialnych źródłach energii, określające system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych („OZE”) ● poziom obowiązku umorzeń świadectw pochodzenia energii z OZE na kolejne lata ● parametry i harmonogram aukcji dla instalacji OZE oraz wysokość cen referencyjnych ● zmiana zasad uzyskiwania świadectw efektywności energetycznej oraz oczekiwana publikacja wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej ● wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) oraz sprawy sądowe w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”) ● kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego jest uzależniony między innymi od wskaźników SAIDI i SAIFI oraz czasu realizacji przyłączenia ● możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych, z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego ● projekt ustawy – Prawo wodne wprowadzający opłaty za usługi wodne, w tym za korzystanie z wód do celów energetyki
Zagraniczne	<ul style="list-style-type: none"> ● regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego 2030 – ustalenia szczytu klimatycznego z października 2014 roku, w szczególności: ustalenie co najmniej 40% celu redukcji emisji CO₂, 27% celu udziału źródeł odnawialnych w zużyciu energii ogółem, 27% celu poprawy efektywności, w tym: <ul style="list-style-type: none"> ▪ projekt rewizji dyrektywy o systemie handlu uprawnieniami do emisji („EU ETS”)

- formuła mechanizmów kompensacyjnych – Funduszu Modernizacyjnego oraz darmowego przydziału uprawnień do emisji CO₂
- zaskarżenie przez Polskę przed Trybunałem Sprawiedliwości decyzji o wprowadzeniu Rezerwy Stabilizacyjnej Rynku („MSR”) na rynku uprawnień do emisji CO₂ – możliwy wpływ na ceny CO₂ i procedurę ustalania polityki klimatycznej
 - projekt rewizji dyrektywy o odnawialnych źródłach energii („REDII”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do 27% udziału źródeł odnawialnych w miksie energetycznym na poziomie UE do 2030 roku
 - projekt rewizji dyrektywy o efektywności energetycznej („EED”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do 27% poprawy efektywności energetycznej na poziomie UE do 2030 roku
- regulacje związane z ograniczeniem emisji innych zanieczyszczeń, w tym:
 - proces rewizji najlepszych dostępnych technik („BAT”) – niepewność co do ostatecznego terminu publikacji konkluzji BAT, a co się z tym wiąże – daty dostosowania do nowych wymogów floty wytwórczej. Preferencyjny termin dostosowania do wymogów konkluzji BAT to 2024 rok, co oznacza konieczność opóźnienia publikacji konkluzji BAT do końca 2019 roku
 - projekt dyrektywy National Emission Ceilings („NEC”) w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza i jego wpływ na sektor elektroenergetyczny, w tym ustalenie ostatecznej treści przepisów wyznaczających pułapy emisji oraz sposób ich realizacji przez władze krajowe
 - realizacja koncepcji Unii Energetycznej, w tym:
 - prace nad zestandaryzowanym modelem rynku energii elektrycznej, jednorodnymi obszarami handlowymi oraz zasadami wymiany handlowej pomiędzy nimi. Obecnie trwają prace nad przyłączeniem Polski do mechanizmu market coupling, który opiera się na łączeniu ofert sprzedaży i zakupu energii z dwóch lub kilku rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowej dostępnej na połączeniach tych rynków oraz wyznaczaniu cen energii elektrycznej w obszarach cenowych w oparciu o wspólny algorytm
 - nowa dyrektywa mająca na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, która może przewidywać wiążący prawnie obowiązek rozbudowy interkonektorów do 10% w 2020 roku oraz 15% w 2030 roku
 - proces harmonizacji mechanizmów mocowych w UE

1.2 Czynniki i zdarzenia mające wpływ na osiągnięte wyniki

1.2.1 Sytuacja makroekonomiczna

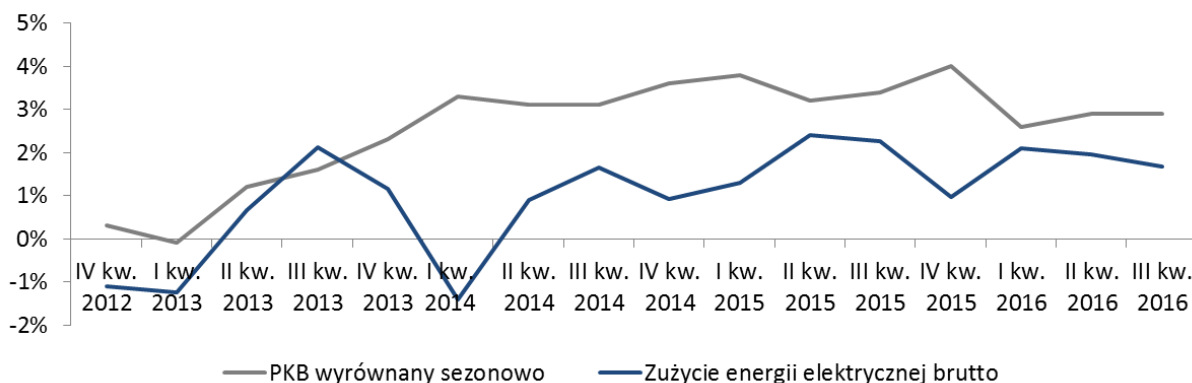
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe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

Co do zasady, w Polsce istnieje historyczna dodatnia korelacja pomiędzy wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, a wzrostem gospodarczym. Z danych historycznych w długim okresie wynika jednak, że związek ten ulega osłabieniu w związku z malejącą ogólną energochłonnością gospodarki. W ciągu ostatnich 10 lat realny Produkt Krajowy Brutto Polski wzrósł około czterokrotnie silniej niż zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania, a także istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz dystrybucji, zmiany w zakresie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło mogą znacząco wpływać na wyniki Grupy.

W trzecim kwartale 2016 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 0,7% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wzrost był niższy niż przed rokiem, kiedy to zużycie energii wzrosło w trzecim kwartale o 2,3% w porównaniu z analogicznym okresem w 2014 roku.

Tendencje gospodarcze w trzech kwartałach 2016 roku pozostały ogólnie pozytywne, choć obserwuje się utrzymujące się niższe niż zakładano na początku roku tempo wzrostu PKB. Zgodnie z dostępnymi na dzień publikacji prognozami rynkowymi PKB wyrównany sezonowo w trzecim kwartale 2016 roku był realnie wyższy o 2,9% niż w poprzednim roku.

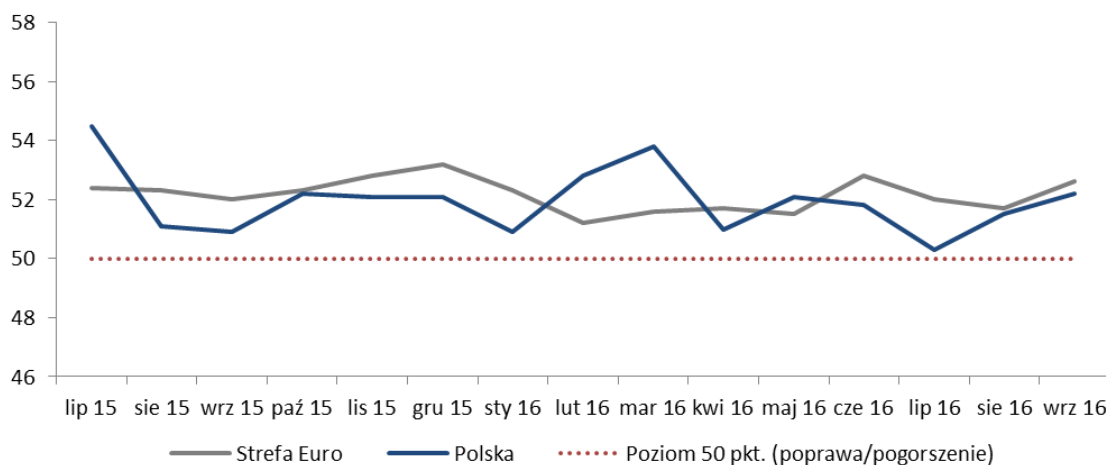
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



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

Wzrostowi gospodarstwu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła umiarkowana optymistyczna sytuacja polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za około 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w trzecim kwartale 2015 roku średnio 52,2 pkt, a dla trzeciego kwartału 2016 roku średnio 51,3 pkt. Oznacza to pozycję ponad poziomem 50 punktów, powyżej której ankietowani menedżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora. Pozytywny wynik to efekt przede wszystkim rosnącej produkcji, zatrudnienia i konsumpcji. Wyniki polskiego sektora przemysłowego powinny być wzmacniane przez strefę euro, której wskaźnik PMI w trzecim kwartale 2015 roku utrzymywał się średnio na poziomie 52,2 pkt, a w trzecim kwartale 2016 roku średnio na poziomie 52,1 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 trzecim kwartale 2016 roku zanotowano umiarkowany wzrost na poziomie 2,5% r/r wobec 4,3% w analogicznym okresie poprzedniego roku. Zmiana była spowodowana wzrostem dynamiki przetwórstwa przemysłowego (3,4% r/r w trzecim kwartale 2016 roku wobec 5,3% w trzecim kwartale 2015 roku). Ponownie spadła natomiast wartość produkcji w całym sektorze energetycznym (-7,3% r/r w trzecim kwartale 2016 roku wobec -3,3% w trzecim kwartale 2015 roku). Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) po raz pierwszy od ponad trzech lat zanotował we wrześniu dodatnią dynamikę na poziomie 0,2% w stosunku do analogicznego okresu w 2015 roku. Od lipca 2014 roku wskaźnik cen konsumenta („CPI”) odnotowuje ujemne wartości. Wskaźnik CPI na koniec września wyniósł -0,5% r/r.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	III kwartał 2016	III kwartał 2015
Produkt Krajowy Brutto ¹	2,9	3,4
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	-0,5	-0,8
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ³	0,2	-2,5
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ³	2,5	4,3
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ³	3,4	5,3
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	-7,3	-3,3
Dynamika krajowego zużycia energii elektrycznej brutto ⁴	0,7	2,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	39,6	39,3
EUR/PLN ⁵	4,34	4,19

Źródło: ¹wartość PKB wyrównana sezonowo za III kwartał 2016 oszacowana w oparciu o prognozy analityków, ²NBP dane na koniec września, ³GUS, ⁴PSE S.A., ⁵NBP.

1.2.2 Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych w III kwartale 2016 roku oraz 2015 roku.

Rodzaj paliwa	III kwartał 2016		III kwartał 2015	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1.417	303	1.414	329
Gaz (tys. m ³)	68.688	35	75.712	35
Biomasa	247	57	236	63
Olej opałowy (lekki i ciężki)	11	11	4	4
RAZEM		406		431

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych w okresie trzech kwartałów 2016 roku oraz 2015 roku.

Rodzaj paliwa	I – III kwartał 2016		I – III kwartał 2015	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	3.755	807	3.781	900
Gaz (tys. m ³)	422.575	291	375.894	308
Biomasa	748	168	932	261
Olej opałowy (lekki i ciężki)	31	29	18	23
RAZEM		1.295		1.492

W okresie trzech kwartałów 2016 roku koszty zakupu głównych paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców spoza Grupy wyniosły 1.295 mln PLN i były niższe o 197 mln PLN w porównaniu do wykonania trzech kwartałów 2015 roku.

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

Biomasa

- niższy wolumen zakupu o 20% (-52 mln PLN)
Niższy wolumen zakupu biomasy jest efektem niższej produkcji energii elektrycznej we współspalaniu z biomasą na skutek spadku opłacalności produkcji energii elektrycznej w tej technologii (wpływ nowych uregulowań ustawy OZE oraz niskich cen zielonych certyfikatów).
- niższa średnia cena o 20% (-41 mln PLN)

Węgiel kamienny

- niższy wolumen zakupu o 1% (-6 mln PLN)
Niższy wolumen zakupu węgla kamiennego wynika przede wszystkim z niższego wolumenu zakupu przez Elektrociepłownię Pomorzany, co jest następstwem niższej produkcji energii elektrycznej i ciepła z powodu ograniczenia czasu pracy elektrociepłowni do 17.500 h w latach 2016 - 2023 ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych.
- niższa średnia cena o 10% (-87 mln PLN)
Niższa cena węgla kamiennego wynika głównie z sytuacji na krajowym i międzynarodowym rynku wydobywczym. Pozwoliło to na wynegocjowanie umownych cen węgla na poziomie niższym niż w roku 2015.

Gaz

- wyższy wolumen zakupu o 12% (+38 mln PLN)
Wzrost wolumenu zakupu gazu w trzech kwartałach 2016 roku w stosunku do trzech kwartałów 2015 roku wynika ze zwiększonego zapotrzebowania na paliwo gazowe oddziałów PGE GiEK S.A.
- niższa średnia cena o 16% (-55 mln PLN)
Niższa średnia cena zakupu gazu ziemnego związana jest z prowadzoną liberalizacją polskiego rynku gazu oraz spadkiem cen tego paliwa na giełdach.

Olej opałowy

- wyższy wolumen zakupu o 72% (+17 mln PLN)
Wyższy wolumen zakupu wynika z większego zużycia mazutu na potrzeby rozruchu bloków po remontach i modernizacjach w Elektrowni Bełchatów.

- niższa średnia cena o 27% (-11 mln PLN)
Na zmniejszenie średniej ceny zakupu oleju opałowego ma wpływ obniżka cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie.

W trzech kwartałach 2016 roku około 70% energii elektrycznej w PGE zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt wydobycia jest w całości kontrolowany przez Grupę Kapitałową PGE.

1.2.3 Taryfy

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

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

Sprzedaż energii elektrycznej

W 2016 roku sprzedaż energii do klientów korporacyjnych (kluczowych i biznesowych) oraz indywidualnych (innych niż z grup taryfowych G przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja S.A.) nie podlegała taryfowaniu przez Prezesa URE.

W 2016 roku sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., odbywała się na podstawie ustalonej dla PGE Obrót S.A. taryfy zatwierdzonej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na okres do 31 grudnia 2016 roku. W porównaniu z okresem analogicznym 2015 roku stawki opłat w grupie taryfowej G spadły o ok. 0,8%.

Dystrybucja energii elektrycznej

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Taryfa dla ciepła

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

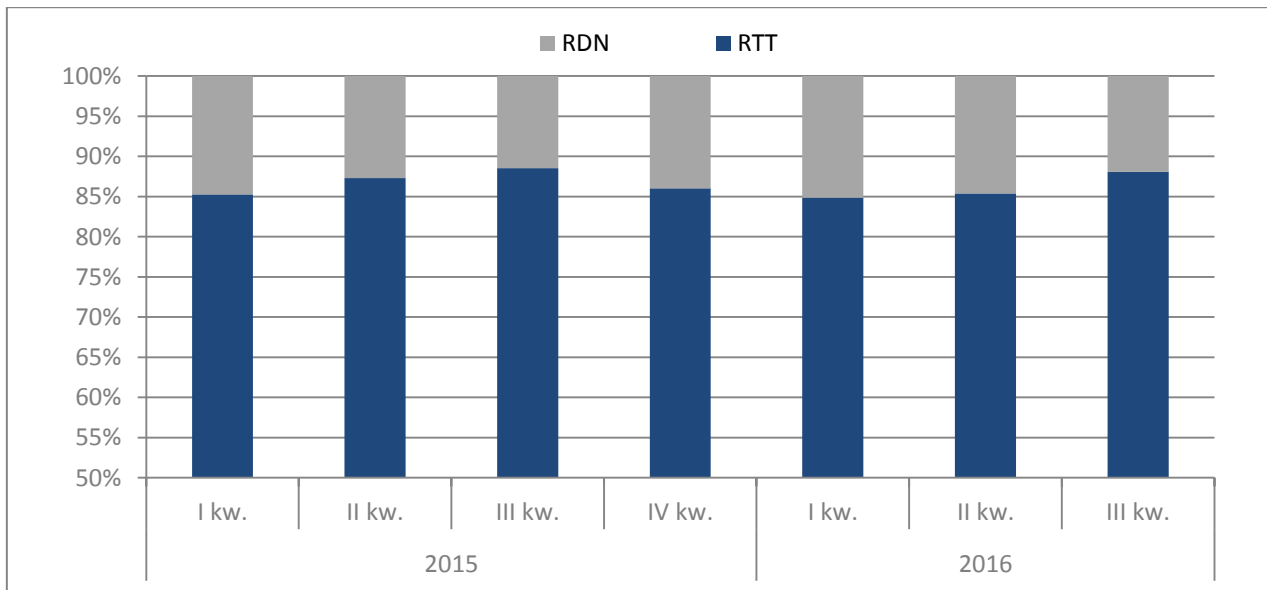
1.2.4 Ceny energii elektrycznej

Rynek krajowy - Obroty

Obroty Energią Elektryczną na Rynku Dnia Następnego („RDN”) prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”) w III kwartale 2016 roku wyniosły 6,1 TWh i były wyższe o 13% w stosunku do analogicznego okresu 2015 roku. Na Rynku Transakcji Terminowych („RTT”) wolumen obrotu wyniósł 45,0 TWh, co oznacza wzrost o 8% w ujęciu r/r.

Łączny wolumen obrotu na RDN oraz RTT w pierwszych III kwartałach 2016 roku wyniósł 146,6 TWh, co oznacza wzrost o 4% w porównaniu z rokiem poprzednim. Obrót na TGE przekraczał poziom krajowego zużycia energii elektrycznej, wynoszący wg PSE S.A. 121,2 TWh.

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



Źródło: TGE

Rynek krajowy - Ceny

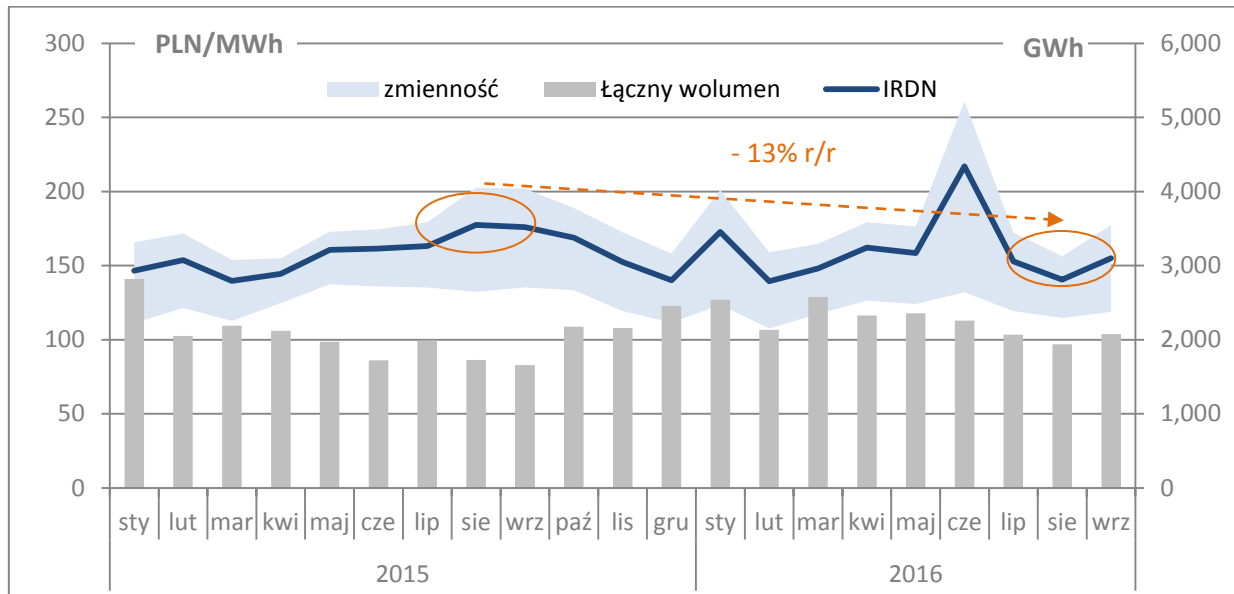
Rynek Dnia Następnego

W III kwartale 2016 roku średnia cena na RDN („indeks IRDN”) wyniosła 150 PLN/MWh wobec 172 PLN/MWh odnotowanej w III kwartale poprzedniego roku, co oznacza spadek o 13%.

Spadek cen energii elektrycznej zarówno w godzinach szczytowych jak i pozaszczytowych spowodowany był między innymi:

- mniejszymi ubytkami mocy w Krajowym Systemie Energetycznym wynikającymi z mniejszego obciążenia remontowego,
- spadkiem cen węgla kamiennego w Polsce,
- niższą ceną praw do emisji dwutlenku węgla,
- większą produkcją w elektrowniach wiatrowych,
- większym wolumenem importu energii – w szczególności z kierunku północnego.

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

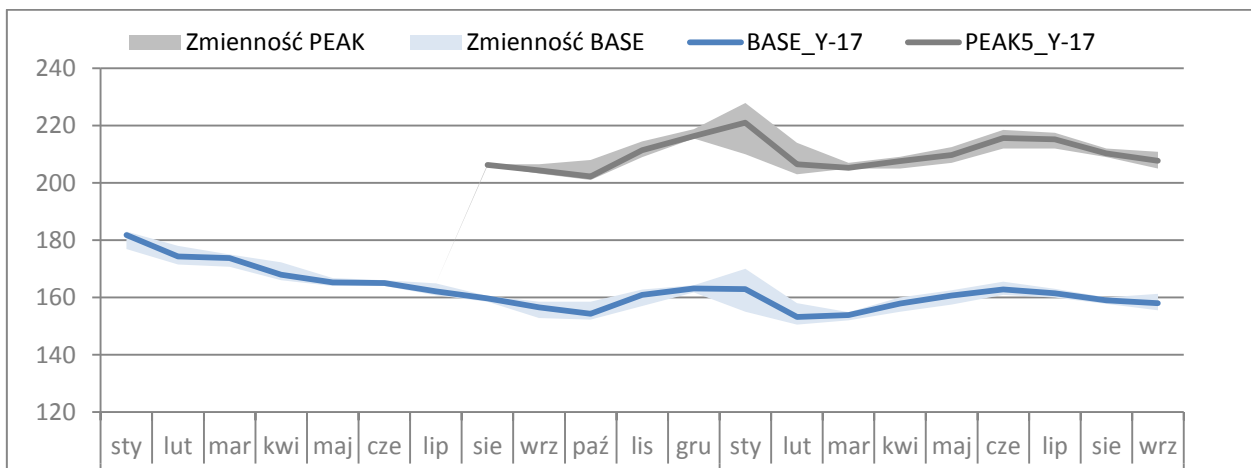


* Średnia miesięczna cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej (IRDN) oraz rozpiętość (porównanie średniej miesięcznej ceny kontraktów szczytowych sIRDN oraz pozaszczytowych offIRDN).

Rynek Transakcji Terminowych

Średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE Y-17”) wyniosła w III kwartale 2016 roku 159 PLN/MWh – cena produktu „BASE Y-2017” nie uległa zmianie w stosunku do ubiegłego roku. Na przestrzeni kwartału obserwowana była tendencja spadkowa. Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK Y 17”) w III kwartale 2016 roku wyniosła 210 PLN/MWh i była o 2% wyższa w ujęciu r/r.

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



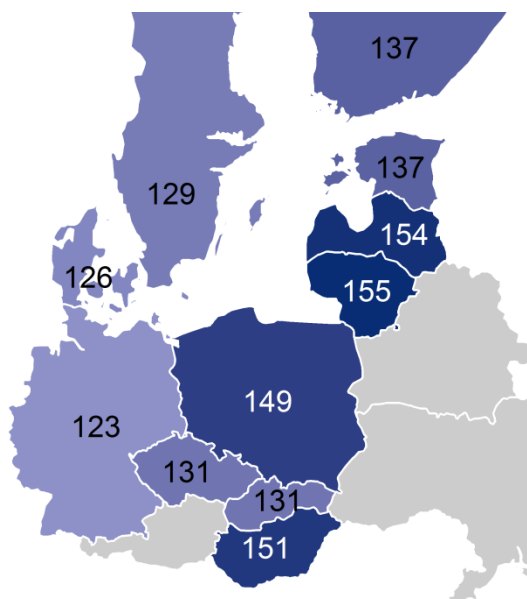
* Średnia miesięczna cena arytmetyczna ze wszystkich transakcji (zmienność PEAK – różnica między maksymalną a minimalną ceną w danym miesiącu w kontraktach szczytowych, zmienność BASE – różnica między maksymalną a minimalną ceną w danym miesiącu w kontraktach pasmowych).

Rynek międzynarodowy

Rynek hurtowy

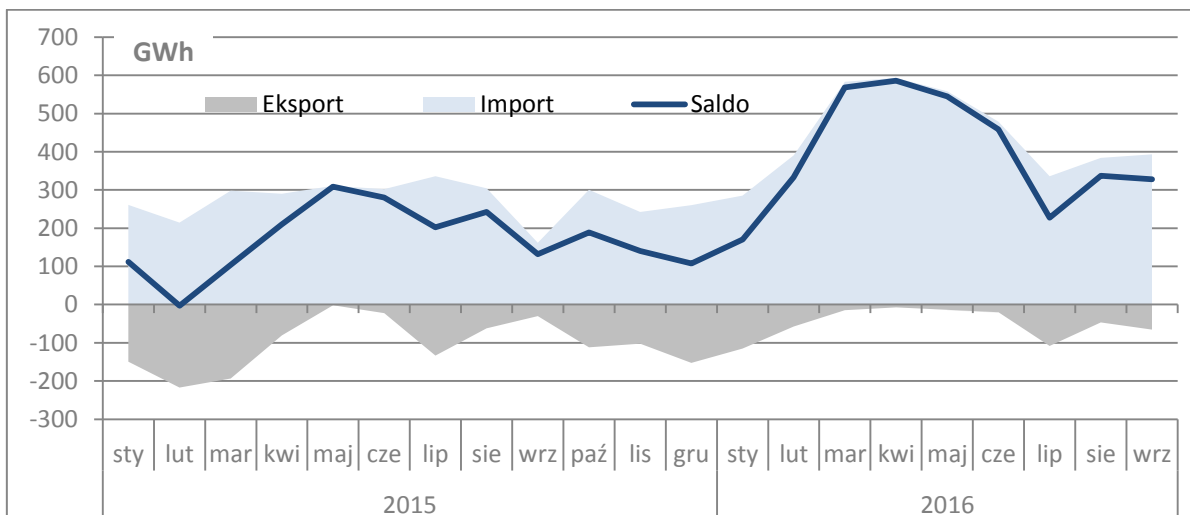
W III kwartale 2016 roku średnie ceny hurtowe na rynku polskim pozostały powyżej przeciętnych wartości notowanych na rynkach szwedzkim, niemieckim, czeskim i słowackim. Jednocześnie zróżnicowanie cen między Polską a sąsiadującymi krajami zmniejszyło się w porównaniu do II kwartału 2016 roku – wpłynął na to spadek cen w Polsce oraz wzrost cen w wyżej wymienionych krajach. Ponadto, odwróceniu uległa relacja cenowa pomiędzy Polską a Litwą: w III kwartale 2016 roku ceny energii w Polsce były o 6 PLN/MWh niższe niż na Litwie, podczas gdy w II kwartale 2016 roku ceny energii na Litwie były niższe o 19 PLN/MWh. Zmniejszająca się rozpiętość cenowa wpłynęła na zmniejszenie importu energii elektrycznej do Polski w ujęciu k/k.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2016 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EURO 4,34 PLN).



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

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



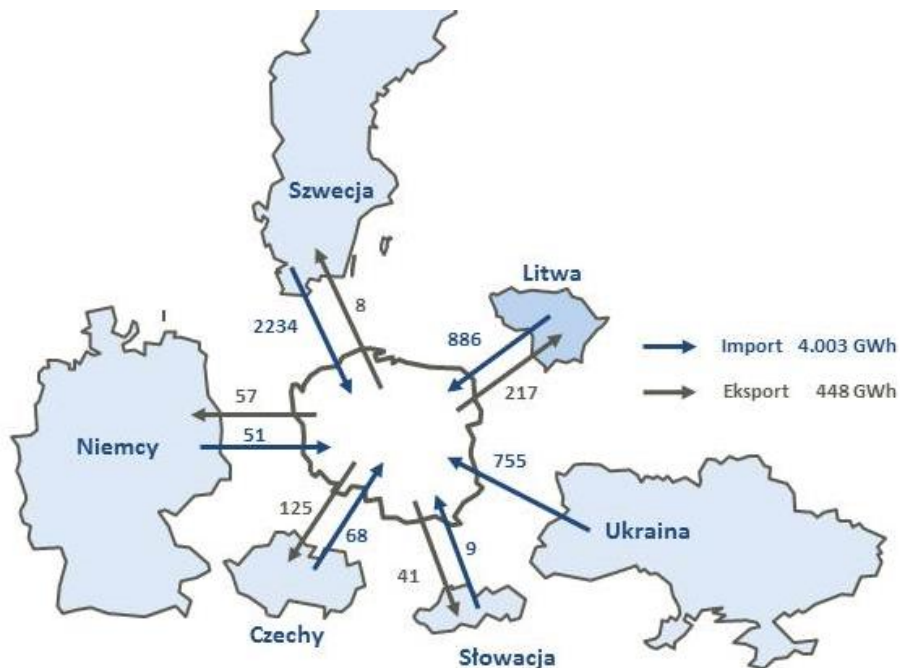
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Saldo transgranicznej wymiany handlowej w III kwartale 2016 roku wyniosło 0,89 TWh, co oznacza wzrost o 55% względem analogicznego okresu roku poprzedniego. Po trzech kwartałach 2016 roku zagregowany import netto wynosi 3,55 TWh – jest to niemal o 2 TWh więcej w porównaniu z rokiem poprzednim. Z drugiej strony zjawisko to uległo pewnemu

wyhamowaniu: w porównaniu z II kwartałem 2016 roku import netto zmniejszył się o 44%. Po trzech kwartałach 2016 roku zagregowany wolumen importu jest niemal 9 razy większy niż wolumen eksportu, jednak w samym III kwartale import był 5 razy większy niż eksport.

W dalszym ciągu głównym źródłem importu netto pozostaje Szwecja (0,68 TWh w III kwartale 2016 roku). Zmniejszenie importu netto, w ujęciu k/k, można zaobserwować na granicy z Litwą (do poziomu 0,17 TWh) oraz Ukrainą (do poziomu 0,09 TWh) – przy czym Litwa i Ukraina miały istotny wkład we wzrost importu obserwowany w I półroczu 2016 roku. W trzecim kwartale 2016 roku Polska osiągnęła dodatni bilans w handlu energią z Czechami (eksport netto 0,05 TWh), natomiast wolumeny przepływów handlowych na granicy z Niemcami oraz Słowacją pozostały na poziomie marginalnym.

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej po trzech kwartałach 2016 roku (GWh).



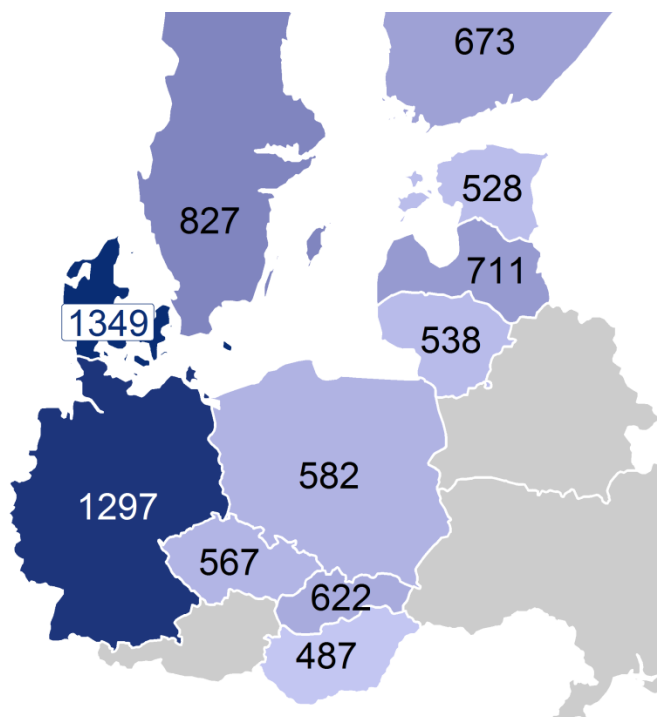
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rynek detaliczny

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w Unii Europejskiej zależy nie tylko od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Istotny wpływ na ostateczną cenę energii elektrycznej ma system fiskalny, mechanizmy regulacji oraz systemy wsparcia w poszczególnych państwach. W I półroczu 2016¹ roku dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 22% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla Unii Europejskiej wynoszącej 29%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej w tym okresie przekraczał 50%.

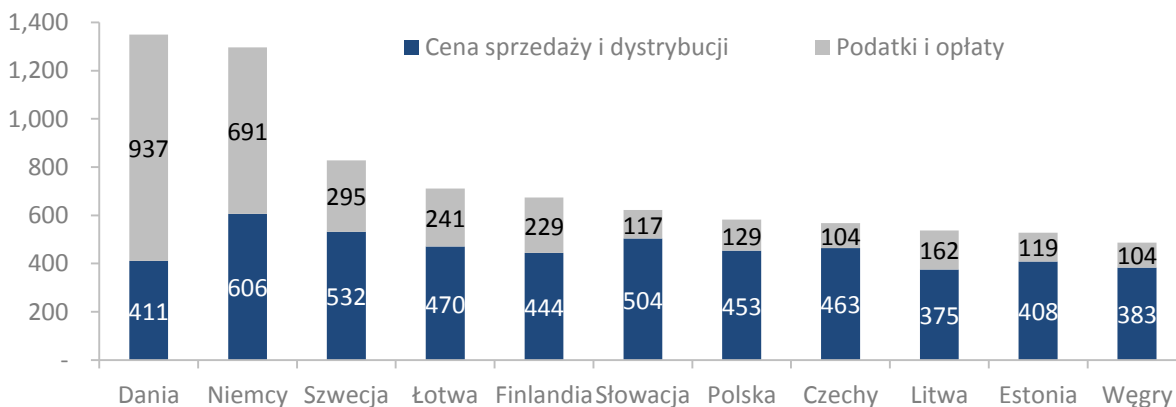
¹ Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2016 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 4,37 PLN

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2016 roku (ceny w PLN/MWh, przeliczone wg. średniego kursu EURO 4,37 PLN).

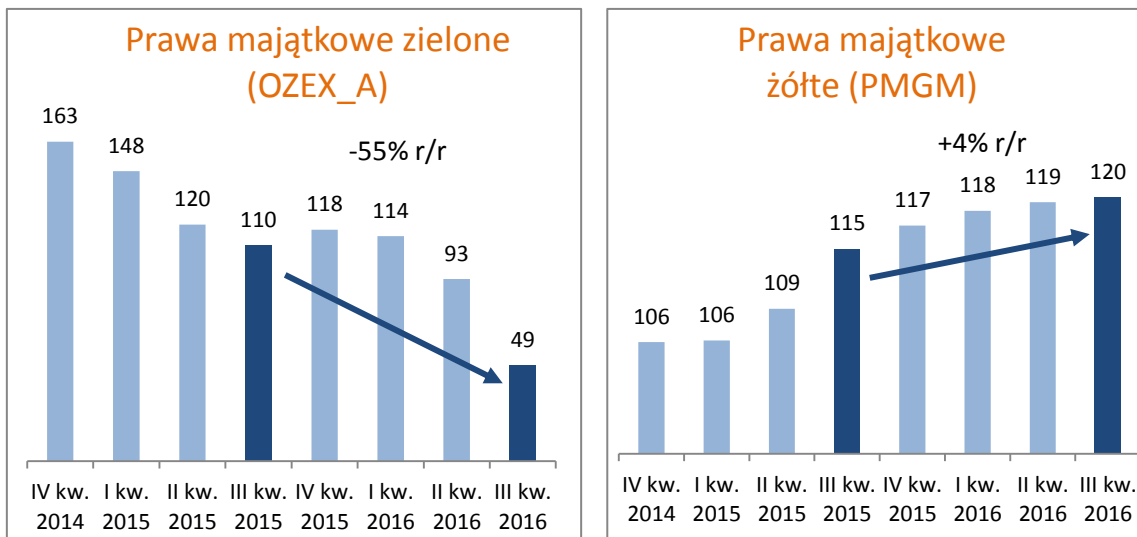


Źródło: opracowanie własne na podstawie Energy prices in the EU. Eurostat, the statistical office of the European Union. Kurs EURO 4,37 PLN

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 III kwartale 2016 roku średnia cena zielonych certyfikatów osiągnęła poziom 49 PLN/MWh i była o 56% niższa w ujęciu r/r. Główną przyczyną presji cenowej jest nadpodaż zielonych certyfikatów wyprodukowanych w latach poprzednich połączona z rosnącą produkcją energii ze źródeł odnawialnych. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów w I półroczu 2016 roku wynosił 15%. W II półroczu 2016 roku, wraz z wejściem w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii, wyodrębniony został obowiązek umorzeń certyfikatów biogazowych PMOZE-BIO na poziomie 0,65%, natomiast obowiązek umorzeń PMOZE został ustalony na poziomie 14,35%. Certyfikaty PMOZE-BIO notowane są na TGE od września 2016 roku, ich średnia cena w III kwartale wyniosła 278 PLN/MWh. Dla zielonych certyfikatów PMOZE i PMOZE-BIO zastosowanie ma jedna opłata zastępcza wyznaczona na 2016 rok na poziomie 300,03 PLN/MWh. Średnia cena żółtych certyfikatów w III kwartale 2016 roku osiągnęła poziom 120 PLN/MWh i była wyższa o 4% w porównaniu ze średnią ceną w III kwartale ubiegłego roku. Wzrost cen wynikał ze zmian regulacyjnych (obowiązek umorzeń² został podniesiony z 4,9 % do 6%, zaś opłata zastępcza wzrosła z 121,63 do 125,00 PLN/MWh).

Rysunek: Średnie kwartalne ceny praw majątkowych.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE. Przedstawione na wykresie ceny praw majątkowych żółtych są cenami średnioważonymi typu „blend” – dla produktów PMGM-14, PMGM-15 oraz PMGM-16.

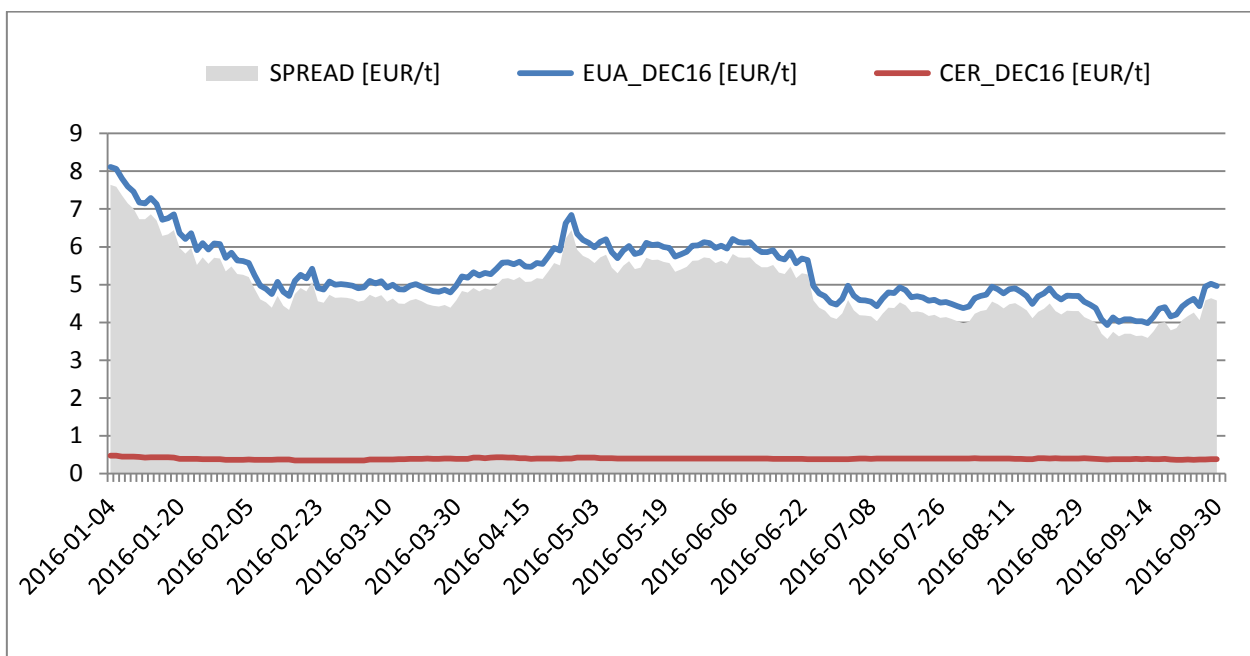
² Obowiązek umorzeń dotyczy sprzedaży energii do klienta końcowego. Sprzedawca zobowiązany jest umorzyć określone przez regulatora ilości kolorowych certyfikatów (w odniesieniu do wolumenu sprzedanej energii).

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 umarżane 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 okresie trzech kwartałów 2016 roku ceny uprawnień do emisji EUA wyniosły średnio 5,30 EUR/t z czego w I kwartale znacznie straciły one na wartości, głównie w wyniku obniżenia notowań cenowych towarów na rynkach ściśle skorelowanych tj.: ropa naftowa, gaz, węgiel i energia elektryczna w Niemczech oraz zwiększenia wolumenu aukcyjnego w 2016 roku. W I półroczu nastąpiła alokacja darmowych uprawnień do emisji CO₂ za 2015 rok oraz publikacja przez Komisję Europejską danych dotyczących poziomu emisji gazów cieplarnianych z instalacji objętych Europejskim Systemem Handlu Emisjami („EU-ETS”). W II kwartale obserwowaliśmy odwrócenie trendu i nieznaczny wzrost cen, a także odbicie na rynkach surowcowych. Pod koniec czerwca 2016 roku nastąpił skokowy spadek cen. Zbiegł się on w czasie z zawirowaniami na rynkach finansowych po ogłoszeniu wyników referendum w Wielkiej Brytanii. W III kwartale ceny uprawnień notowały niskie wartości pomimo zmniejszonej o połowę podaży EUA na rynku pierwotnym. Pod koniec III kwartału ceny uprawnień do emisji EUA zanotowały lekki wzrost z uwagi na zbliżające się spotkanie ministrów UE w celu przyspieszenia procesu ratyfikowania porozumienia paryskiego ws. klimatu.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w trzech kwartałach 2016 roku.



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

W trzech kwartałach 2016 roku ceny uprawnień do emisji EUA, w kontraktach terminowych na grudzień 2016 roku, kształtowały się w przedziale 3,93-8,11 EUR/t. W tym samym okresie jednostki CER, w kontraktach terminowych na grudzień 2016 roku, wyceniano na poziomie 0,35-0,47 EUR/t.

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

1.2.7 Przydział Darmowych Uprawnień do Emisji na lata 2013-2020

8 kwietnia 2014 roku przyjęto rozporządzenie Rady Ministrów, w którym zostały określone przydziały uprawnień do emisji na pokrycie produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych instalacji w okresie 2013-2020. Analogicznie, przydziały dla wytwórców ciepła zostały uregulowane rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 roku.

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

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

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO₂ z głównych instalacji Grupy w III kwartale i okresie trzech kwartałów 2016 roku w porównaniu do przydziału uprawnień.

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w III kwartale i okresie trzech kwartałów 2016 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2016 rok (w tonach).

Operator	Emisja CO ₂ III kwartał 2016 roku*	Emisja CO ₂ I – III kwartał 2016 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2016 rok**
Elektrownia Bełchatów	9.655.543	25.338.418	10.282.843
Elektrownia Turów	2.135.932	5.902.337	4.137.453
Elektrownia Opole	1.376.568	4.375.209	2.377.219
Zespół Elektrowni Dolna Odra	1.126.235	3.580.210	1.949.023
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	105.287	514.906	442.383
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	25.047	345.941	257.020
Elektrociepłownia Gorzów	79.714	305.783	201.665
Elektrociepłownia Rzeszów	26.258	197.134	107.381
Elektrociepłownia Kielce	12.751	118.129	83.196
Elektrociepłownia Zgierz	31.383	121.495	32.763
RAZEM	14.574.718	40.799.562	19.870.946

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

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

1.2.8 Rozwiązanie kontraktów długoterminowych KDT

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

Tabela: Podstawowe dane dotyczące wytwórców Grupy objętych Ustawą KDT.

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

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

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

2 Zaktualizowana Strategia Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie 2020 roku

W dniu 6 września 2016 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. zatwierdziła przedstawioną przez Zarząd Spółki Aktualizację Strategii Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie 2020 roku. Aktualizacja ma na celu dostosowanie działań Grupy do zmieniającego się otoczenia. Grupa w zaktualizowanym dokumencie adresuje również ryzyka i szanse związane m.in. ze zmiennością cen paliw, kierunkami polityki klimatycznej, ewolucją modelu rynku oraz rozwojem nowych technologii.

Misja, wizja i cele nadrzędne

Zgodnie ze zaktualizowaną strategią, misją Grupy PGE jest zapewnianie bezpieczeństwa i rozwoju poprzez niezawodność dostaw, doskonałość techniczną, nowoczesne usługi i partnerskie relacje. Budowanie wartości dla akcjonariuszy i kluczowa rola w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju to z kolei nadrzędne cele, które Grupa PGE będzie realizować.

Rysunek: Redefinicja misji GK PGE



Zaktualizowana wizja określa docelową pozycję Grupy PGE w czterech obszarach:



Lider wytwarzania, aktywnie wykorzystujący szanse rozwoju

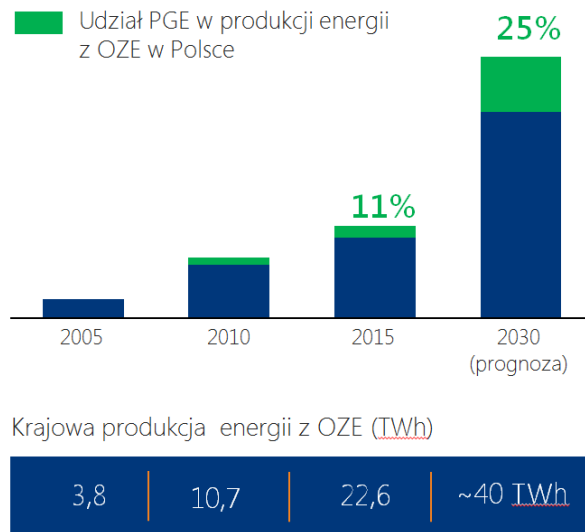
Utrzymanie pozycji lidera wytwarzania wiąże się z osiągnięciem po 2020 roku poziomu co najmniej 40% udziału w rynku wytwarzania energii elektrycznej w kraju. Grupa PGE będzie kontynuować realizację flagowych inwestycji w Opolu i Turowie z możliwością udziału partnerów w tych projektach. Równocześnie będą analizowane kolejne inwestycje w energetykę konwencjonalną w oparciu o nowy model rynku np. budowa nowych mocy w Elektrowni Dolna Odra. Analizie zostanie poddany również potencjał współspalania biomasy w źródłach wytwórczych należących do Grupy PGE w oparciu o nowy system wsparcia OZE. Spółka będzie dokonywać w optymalnym zakresie modernizacji elektrowni i elektrociepłowni, aby odpowiadały nowym normom emisji przemysłowych BAT (ang. BAT - Best Available Technology).

Jednocześnie w obszarze wytwarzania Grupa PGE będzie poszukiwać innowacyjnych rozwiązań, które będą stanowić o jej przewadze konkurencyjnej oraz będzie redukować oddziaływanie na środowisko m.in. poprzez dostosowanie aktywów wytwórczych do nowego modelu rynku energii, utrzymanie konkurencyjności wydobycia węgla brunatnego, redukcję emisji SO₂, NO_x, pyłów i rtęci oraz zwiększenie efektywności zagospodarowania ubocznych produktów spalania.

Grupa PGE zamierza utrzymać pozycję lidera w segmencie OZE i w 2030 roku wytwarzać ok. 25% krajowej produkcji energii z OZE. Aby osiągnąć ten ambitny cel Grupa PGE zamierza m.in. zrealizować najbardziej zaawansowane projekty lądowych

farm wiatrowych, morską farmę wiatrową o mocy ok. 1.000 MW oraz zwiększyć zaangażowanie w segment źródeł rozproszonych. Realizacja inwestycji będzie uzależniona od sukcesu w aukcyjnym systemie wsparcia, zbudowania innowacyjnego modelu finansowania i wdrożenia nowych modeli biznesowych dla segmentu mikroinstalacji.

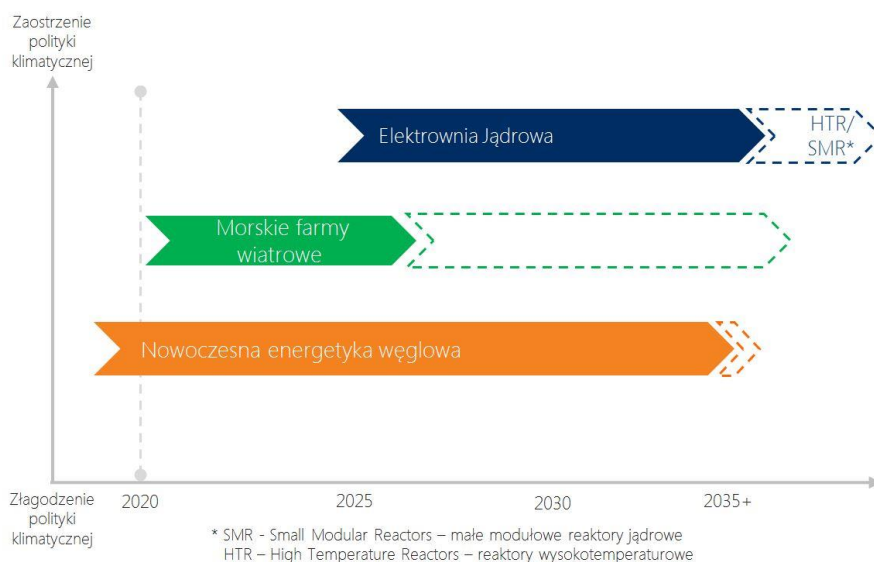
Rysunek: Aspiracja Grupy PGE w krajowej produkcji energii z OZE



Aby utrzymać pozycję lidera wytwarzania w długim terminie, Grupa PGE dysponuje trzema opcjami strategicznymi, dzięki czemu może dokonać optymalnego wyboru w kontekście przyszłej polityki klimatycznej:

- budowa pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, po wypracowaniu modelu gwarantującego efektywność ekonomiczną inwestycji
- budowa ok. 1.000 MW w morskich elektrowniach wiatrowych, w oparciu o aukcyjny system wsparcia,
- nowoczesna energetyka węglowa, w tym zagospodarowanie nowych złóż węgla brunatnego, w przypadku istotnego złagodzenia polityki klimatycznej.

Rysunek: Opcje strategiczne



Niezawodny i aktywny dostawca mediów i usług

W obszarze dystrybucji realizowane inwestycje mają skutkować wzrostem niezawodności dostaw oraz obniżeniem wskaźników SAIDI i SAIFI do 2020 roku względem roku 2015 o 56%, a średniego czasu przyłączenia odbiorcy o 40%. Realizacja celów jakościowych wspomagana będzie m.in. przez rozwój systemów monitorowania jakości energii, inteligentnego opomiarowanie pracy sieci i jej automatyzację oraz budowę systemu transmisji cyfrowej.

W obszarze sprzedaży Grupa PGE zamierza skoncentrować się na wzmacnianiu relacji z klientami poprzez rozwój wiedzy o ich potrzebach. W odpowiedzi na zidentyfikowane oczekiwania Grupa PGE będzie rozszerzać swoją ofertę m.in. o nowe produkty i usługi komplementarne do energii elektrycznej oraz rozwijać nowe kanały sprzedaży i komunikacji.

Najbardziej efektywna i elastyczna grupa energetyczna w Polsce

Efektywność kosztowa i operacyjna Grupy PGE jest jednym z kluczowych warunków realizacji pozostałych celów strategicznych. Elastyczność natomiast jest konieczna dla uzyskania zdolności szybkiego reagowania na wyzwania, pojawiające się w otoczeniu Grupy PGE.

Dzięki poprawie efektywności Grupa PGE planuje osiągnąć w 2020 roku roczną redukcję prognozowanych kosztów kontrolowalnych w wysokości 500 mln PLN w stosunku do 2016 roku. Pozwoli to na całkowitą redukcję kosztów w okresie 2016–2020 o około 3,5 mld PLN w stosunku do scenariusza obecnej efektywności.

Redukcja kosztów ma na celu wzmocnienie konkurencyjności i potencjału Grupy PGE oraz tworzy podstawę dalszego rozwoju Grupy. Poprawa efektywności będzie realizowana w każdej linii biznesowej Grupy.

Rysunek: Suma redukcji kosztów kontrolowalnych w latach 2016-2020.



*Koszty kontrolowalne

Poprawa efektywności operacyjnej realizowana będzie zarówno w strukturze organizacyjnej jak i w procesach. Zmiany w strukturze organizacyjnej mają na celu przygotowanie Grupy PGE do rozwoju w najbardziej perspektywicznych obszarach biznesowych, eliminację pokrywających się funkcji oraz uproszczenie struktur organizacyjnych. Zmiany te realizowane będą m.in. poprzez standaryzację i optymalizację funkcji wsparcia na poziomie całej Grupy PGE, wdrożenie mechanizmów sprawnego tworzenia nowych linii biznesowych oraz wydzielenie linii biznesowej „Kogeneracja”. Optymalizacja procesów dotyczy będzie wszystkich procesów w Grupie PGE skupiając się na podniesieniu efektywności kanałów sprzedaży i obsługi klienta oraz wsparciu procesów przez nowoczesne systemy IT.

Ponadto, w ciągu najbliższych czterech lat planowane nakłady modernizacyjno-odtworzeniowe mają zostać zredukowane w stosunku do prognoz o około 500 mln PLN. Będzie to możliwe m.in. dzięki wprowadzeniu systemu zintegrowanego zarządzania majątkiem produkcyjnym. Ujednolicone podejście do planowania wydatków na majątek produkcyjny pozwoli na obniżenie kosztów utrzymania majątku i CAPEX przy zachowaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Wzrost elastyczności Grupy PGE osiągnięty będzie głównie dzięki mechanizmom monitorowania otoczenia i szybkiego reagowania na zmiany, współpracy z partnerami zewnętrznymi, ośrodkami naukowymi i akademickimi oraz przyspieszeniu procesów decyzyjnych, analitycznych i raportowych. Do podnoszenia elastyczności organizacji przyczyni się również uproszczenie struktur organizacyjnych w oddziałach segmentu dystrybucji oraz wydzielenie specjalistycznych funkcji.

Lider rozwoju nowych modeli biznesowych i segmentów działalności

Zaktualizowana strategia kładzie szczególny nacisk na rozwijanie nowych modeli biznesowych i segmentów działalności. Będzie to możliwe m.in. dzięki zaangażowaniu się Grupy PGE we współpracę nad rozwojem i komercjalizacją nowych technologii z wiarygodnymi partnerami o kompetencjach pozwalających na uzyskanie synergii oraz przewagi konkurencyjnej. Wsparcie Grupy PGE może polegać na zaangażowaniu finansowym, merytorycznym lub organizacyjnym, w zależności od rodzaju przedsięwzięcia. Wśród nowych rozwiązań technologicznych będących w obszarze zainteresowania Grupy PGE są m.in. magazyny energii, elektromobilność, technologia power to gas, skroplony gaz ziemny - LNG, energetyka rozproszona, inteligentne rozwiązania zintegrowane oraz budowa instalacji zgazowania węgla.

Zaangażowanie w rozwój i komercjalizację nowych technologii pozwoli Grupie PGE wprowadzić na rynek nowoczesną i kompleksową ofertę dla klienta, obejmującą m.in. fotowoltaikę, elektromobilność, inteligentne rozwiązania dla domów, gaz ziemny i zarządzanie popytem. Nowoczesna i kompleksowa oferta przyczyni się do dywersyfikacji źródeł przychodów Grupy PGE.

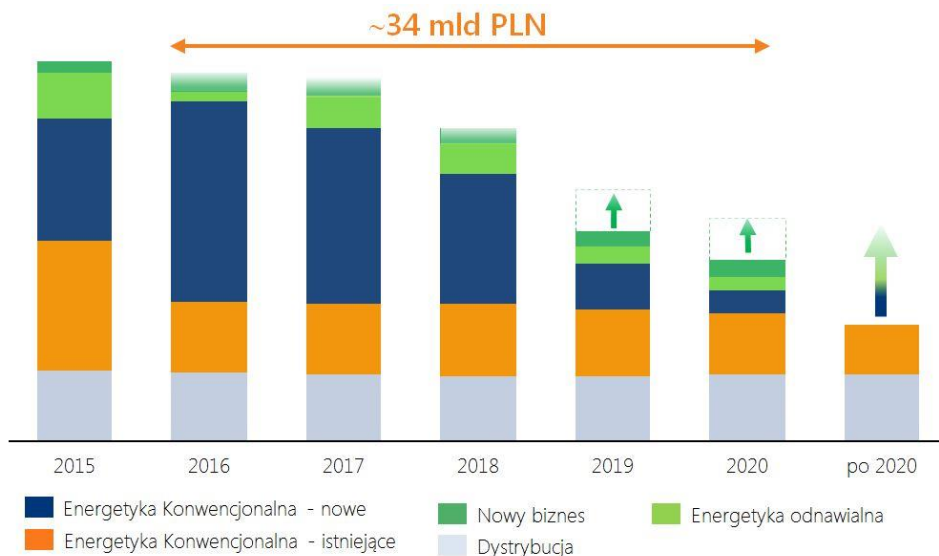
Grupa PGE zamierza budować markę lidera na rynku efektywności energetycznej. Nowa działalność typu ESCO (ang. ESCO – Energy Saving Company) zapewni klientom korzyści z tytułu m.in. obniżenia kosztów zużycia energii, zapewnienia ciągłości dostaw i poprawy wizerunku. Pozwoli to Grupie PGE na budowę długoterminowych, korzystnych relacji z klientami takimi jak np. przemysł, jednostki samorządu terytorialnego lub odbiorcy indywidualni.

W celu rozwoju nowych rozwiązań i technologii w Grupie PGE powstanie centrum badawczo-rozwojowe oraz laboratorium demonstracyjne PGE Lab.

Inwestycje

W latach 2016 - 2020 roku Grupa PGE poniesie nakłady inwestycyjne na poziomie ~ 34 mld PLN, w tym ponad 10 mld PLN na toczące się projekty w Opolu i Turowie. W związku z kończącymi się programami modernizacji od 2016 roku spadnie poziom wydatków na istniejące moce w Energetyce Konwencjonalnej. Po zakończeniu budowy flagowych projektów Grupa PGE będzie gotowa do znacznych inwestycji w nowych obszarach biznesu, również za granicą. Po 2020 roku Grupa PGE będzie realizować nowy program inwestycyjny, uzależniony od wybranych opcji strategicznych, potrzeb systemowych oraz nowego modelu rynku.

Rysunek: Planowane nakłady inwestycyjne Grupy PGE



Wartości GK PGE

Strategia Grupy PGE realizowana będzie w zgodzie z wartościami Partnerstwo, Rozwój, Odpowiedzialność oraz zasadami codziennej pracy zawartymi w Kodeksie etyki GK PGE. Grupa PGE jest organizacją odpowiedzialną społecznie i świadomą swojego wpływu na otoczenie, dlatego w swoich działaniach PGE koncentruje się na ograniczaniu wpływu na środowisko, działaniu w oparciu o zasady etyczne oraz zaangażowaniu na rzecz lokalnych społeczności zapewniających zrównoważony rozwój biznesu.

3 Kluczowe projekty realizowane w trzech kwartałach 2016 roku

Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole	<ul style="list-style-type: none"> ● budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy ● budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania) ● nakłady poniesione: ok. 5,9 mld PLN ● paliwo: węgiel kamienny ● sprawność netto: 45,5% ● wykonawca: konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa przy współpracy GE jako zarządzającego realizacją Projektu w imieniu Konsorcjum ● 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: trwa montaż części ciśnieniowej kotła Bloku nr 5 i 6 oraz montaż urządzeń technologicznych maszynowni Bloku nr 5, zakończono wznoszenie płaszcza chłodni kominowej nr 6; ogólne zaawansowanie prac na koniec września 2016 roku wynosiło ok. 60%
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. 160 mln PLN ● paliwo: węgiel brunatny ● sprawność netto: 43,1% ● wykonawca: konsorcjum firm: Mitsubishi-Hitachi Power Systems Europe, Budimex i Tecnicas Reunidas ● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: I półrocze 2020 roku ● 1 grudnia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót ● status: prowadzone są prace zbrojarsko-betonowe w obszarze budynku głównego (kotłownia, maszynownia oraz pylon komunikacyjny) oraz chłodni kominowej, kontynuowane są również prace ziemne.
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. 430 mln PLN ● paliwo: lokalny gaz zaazotowany lub gaz sieciowy wysokometanowy (Grupa E) ● sprawność ogólna netto: 84% ● wykonawca: konsorcjum spółek z Grupy Siemens ● przekazanie gotowego bloku do eksploatacji: II półrocze 2016 roku ● 3 października 2013 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót ● status: projekt znajduje się aktualnie w fazie rozruchu, zakończono synchronizację Bloku z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym oraz rozpoczęto ruch regulacyjny; na terenie budowy prowadzone są ostatnie prace budowlane.
Budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów	<ul style="list-style-type: none"> ● budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów o mocy ok. 8 MWe w kondensacji (4,6 MWe + 16,5 MWt w kogeneracji) ● budżet: ok. 293 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania) ● nakłady poniesione: ok. 3,5 mln PLN ● paliwo: odpady komunalne ● sprawność kotła: 86% ● wykonawca: Konsorcjum TM.E.S.p.A. Termomeccanica Ecologia i Astaldi S.p.A spółka cywilna ● przekazanie inwestycji do eksploatacji: I połowa 2018 roku ● 22 grudnia 2015 roku podpisanie kontraktu z Wykonawcą, 8 kwietnia 2016 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót ● status: prowadzone są prace zbrojarsko-betonowe w obszarze budynku administracyjnego oraz budynku głównego, kontynuowane są prace ziemne.
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

Farma wiatrowa Kisielice II

- budżet: ok. 79 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- moc: 12 MW (6 turbin o mocy 2 MW)
- styczeń 2015 roku – umowa na budowę farmy wiatrowej w formule „pod klucz” (Mega)
- status: inwestycja zakończona, w grudniu 2015 roku uzyskano Pozwolenie na Użytkowanie, w lutym 2016 roku koncesję na wytwarzanie

Łączna moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Grupie PGE wynosi obecnie **529 MW**.

Inwestycje
modernizacyjno-
odtworzeniowe

Kompleksowa modernizacja bloków 7-12 w Elektrowni Bełchatów

- **celem projektu jest:** wydłużenie żywotności bloków do 320 tys. godzin, co umożliwi wykorzystanie istniejących zasobów węgla oraz podwyższenie sprawności bloków o około 2 p.p.
- budżet: ok. 4,6 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- zaawansowanie prac: w latach 2013-2015 bloki nr 7, 8, 11 i 12 zostały przekazane do eksploatacji. W dniu 21 czerwca 2016 roku przekazano do eksploatacji blok nr 9, natomiast w dniu 28 września 2016 roku przekazano do eksploatacji blok nr 10
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2017 rok

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

- **celem projektu jest:** obniżenie emisji SO₂ do poziomu wymaganego po wejściu w życie dyrektywy IED (<=200 mg/Nm³)
- budżet: ok. 156 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- zaawansowanie prac: w II kwartale 2016 roku zakończono prace obiektowe
- 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.
- zaawansowanie prac: pozostały do wykonania prace związane z wypełnieniem i zabezpieczeniem składowiska. Trwają postępowania przetargowe i prace początkowe w zakresie instalacji dla bloku nr 14
- 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)
- zaawansowanie prac: w I kwartale 2016 roku zakończono prace obiektowe i przekazano instalację bloku nr 2 do eksploatacji
- 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 Dyrektywą IED (<=200 mg/Nm³)
- zaawansowanie prac: w czerwcu 2016 roku przekazano instalację do eksploatacji
- budżet: ok. 530 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

Budowa ciągu nadkładowego GD.1. w Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów (Pole Szczerców)

- **celem projektu jest:** zwiększenie zdolności wydobywczych kopalni w stopniu umożliwiającym pokrycie potrzeb Elektrowni Bełchatów
- budżet: ok. 100 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2016 rok

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

- **celem projektu jest:** obniżenie emisji NO_x oraz SO_x z kotłów nr 3 i 4 do poziomu pozwalającego na ich dalszą eksploatację po 2017 roku
- budżet: ok. 52 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- 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 przyszłej konkluzji BAT, jak również zapewnienie pracy elektrowni do około 2040 roku
- budżet: ok. 363,7 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: w zakresie NO_x – 2017/2018 rok (blok A/B), w zakresie IOS - 2019 rok

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

- **celem projektu jest:** Dostosowanie do przyszłych wymagań konkluzji BAT w zakresie dopuszczalnych emisji siarki, NO_x i pyłu oraz zwiększenie dyspozycyjności, sprawności i podwyższenie nominalnej mocy elektrycznej każdego turbozespołu o ok. 15 MWe
- budżet: 826 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- zaawansowanie prac: odebrano projekt podstawowy dla poszczególnych wysp z wyjątkiem projektu wyspy AKPiA, który zostanie dostarczony w listopadzie 2016 roku oraz projektu wyspy chłodnia kominowa, który zostanie dostarczony w grudniu 2016 roku
- 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 przyszłej konkluzji BAT
- zaawansowanie prac: trwa ocena ofert w postępowaniu na wybór Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI)
- budżet: 95,1 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2018 rok

Projekt ograniczenia strat sieciowych

- **celem projektu jest:** zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej
- podejmowane działania:
 - wymiana transformatorów na niskostratne
 - przebudowa i modernizacja sieci: budowa nowych stacji WN/SN i SN/nN, zwiększenie przekrojów przewodów linii WN, SN i nN, skracanie ciągów linii SN i nN
 - 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 trzech kwartałach 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 trzech kwartałach 2016 roku:** uruchomiono postępowanie zakupowe realizowane w reżimie ustawy PZP, którego przedmiotem jest dostawa i wdrożenie systemów obsługi i rozliczeń klientów dla PGE Obrót S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A. W ramach postępowania otrzymano 11 wniosków o dopuszczenie do udziału w postępowaniu. Dodatkowo zakończono realizację wdrożenia nowego systemu eBOK/mBOK dla klientów GK PGE. Rozwiązanie otrzymało nagrodę PayU Lab Award w kategorii „eCustomer Experience – Energy”.

Następnie do wykonawców biorących udział w postępowaniu przetargowym pn. „Dostawa i wdrożenie systemów obsługi i rozliczeń klientów dla PGE Obrót S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A.” przekazano informację o wynikach oceny spełniania warunków udziału w postępowaniu. Po zapoznaniu się z tą informacją dwóch wykonawców wniosło do Prezesa Krajowej Izby Odwoławczej odwołania od decyzji i czynności organizatora postępowania, czego następstwem była rozprawa przed KIO. W chwili obecnej organizator postępowania oczekuje na uzasadnienie wyroku.

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
 - optymalizację i standaryzację 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 trzech kwartałach 2016 roku:** zakończono prace w poszczególnych liniach biznesowych polegające na przyjęciu korporacyjnych zasad. W tym czasie trwały również prace dostosowywania w poszczególnych spółkach zapisów procedur i instrukcji niższego rzędu, tak aby były zgodne z treścią korporacyjnych zasad. W II kwartale trwały również prace nad przygotowaniem narzędzi HR z II grupy inicjatyw strategicznych. Kluczowe były prace związane z przygotowaniem narzędzia informatycznego – SAP HRM, w którym zamodelowane zostały procesy HR. Ponadto działaniami ciągłymi realizowanymi w II kwartale były działania komunikacyjne, w tym również zarządzanie zmianą. W czerwcu dobiegła końca pierwsza edycja Akademii HR Biznes Partnera i Akademii Menedżera Procesów Kadrowo – Płacowych, w których uczestniczyło ponad 80 pracowników obszaru ZKL z wszystkich linii biznesowych. Celem tych programów było wsparcie rozwoju kompetencji pracowników obszaru ZKL w ramach modelu HR Partnerem Biznesu. W III kwartale rozpoczęto prace nad wspólnym dla GK PGE Modelem Kompetencji. Na bazie przyjętych wartości GK PGE opracowano wspólnie z Zarządami kompetencje ogólnofirmowe oraz menedżerskie. W kolejnym kroku wypracowane zostaną kompetencje specjalistyczne.

Program SAP

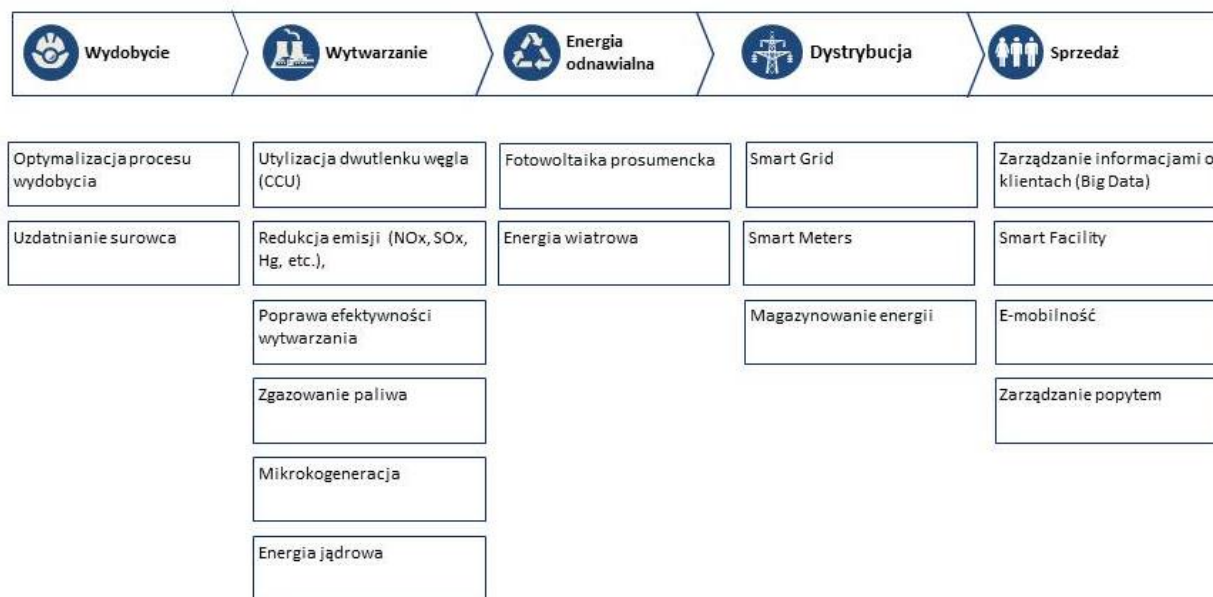
- **celem projektu jest:**
 - zwiększenie efektywności działania poprzez: standaryzację procesów w ramach Grupy, zwiększenie efektywności procesowej, optymalizację wykorzystania majątku technicznego, efektywniejsze zarządzanie utrzymaniem i rozwojem systemu,
 - zwiększenie przejrzystości poprzez: stworzenie 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 systemów, utrzymania dominującej pozycji na rynku w obliczu rosnącej konkurencji.

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

- **działania podjęte w trzech kwartałach 2016 roku:** zakończono prace wdrożeniowe obszarów RiL i AM w spółkach Ramb sp. z o.o., MegaSerwis sp. z o.o., Bestgum Polska sp. z o.o., Eltur-Serwis sp. z o.o., Elbis sp. z o.o., Betrans sp. z o.o. W lipcu dla powyższych spółek zakończono wdrożenie Obiegu Faktur Zakupowych, a w sierpniu nastąpiło wdrożenie obszaru ZKL. W obszarze ZKL zakończono także prace wdrożeniowe projektu ZKL HRM Kariera i Rozwój dla spółek GK PGE. Wdrożeniem objęto także spółki zależne PGE S.A. i PGE GiEK S.A. - zakończenie ostatniej fazy projektu ZKL HRM W5 nastąpiło 21 października 2016 roku. Trwają prace w ramach projektu EOD,

który obejmuje osiem spółek Grupy Kapitałowej. Trwa projekt JPK realizowany w spółkach: PGE S.A., PGE GiEK S.A., PGE Dystrybucja S.A., PGE Energia Odnawialna S.A., PGE Obrót S.A., PGE Systemy S.A., PTS Betrans sp. z o.o., Bestgum Polska sp. z o.o., Eltur-Serwis sp. z o.o., MegaSerwis sp. z o.o., Ramb sp. z o.o., PGE Dom Maklerski S.A., Exatel S.A. Pierwszy plik kontrolny dotyczący rejestru VAT został pozytywnie wygenerowany w terminie przez wszystkie spółki i obejmował dane za miesiąc lipiec. W siedmiu spółkach GK PGE realizowany jest pilot BPI – narzędzia wspierającego kompleksowe zarządzanie efektywnością procesów biznesowych realizowanych za pośrednictwem systemu SAP. Do tej pory wdrożenie systemu SAP objęło ponad 20 tys. użytkowników w ramach obszarów RiL, ZKL, AM, FC we wszystkich spółkach GK PGE i jest jednym z największych wdrożeń systemu SAP w Europie.

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 („I”) dotyczące np.: dostarczania nowych produktów lub usług. SOBiR+NB wynikają z najważniejszych wyzwań Grupy i zostały zidentyfikowane dla każdego elementu łańcucha wartości (rysunek poniżej). Ponadto, w celu rozpoznania technologii dostępnych na rynku globalnym, w ramach PGE S.A. powołano trzy zespoły robocze dedykowane technologii zgazowania węgla, wykorzystania odpadów do produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz technologii wzbogacania węgla. Charakterystyki i oceny technologii, dokonane przez zespoły, są obecnie podstawą projektów rozwijających bądź służących wdrażaniu najbardziej istotnych z punktu widzenia Grupy PGE rozwiązań.



W związku z przyjętą w III kwartale 2016 roku Aktualizacją Strategii Grupy, rozpoczęły się prace nad aktualizacją Strategii Rozwoju i Innowacji, które mają określić zakres zmian merytorycznych w SOBiR oraz zweryfikować stopień wdrożenia i poziom wykorzystania narzędzi służących zarządzaniu B+R+I w GK PGE. W efekcie zaktualizowana Strategia Rozwoju i Innowacji będzie dostosowana do Strategii GK PGE i stawianych w niej celów, wskazując jednocześnie sposoby operacjonalizacji priorytetów obszaru B+R+I. Aktualizacja sposobów wdrożenia i realizacji Strategii Rozwoju i Innowacji uwzględniać ma również zmieniające się otoczenie (regulacyjne i biznesowe) Grupy w zakresie możliwości pozyskiwania środków na działalność B+R+I oraz możliwych modeli współpracy i optymalnego prowadzenia projektów badawczo-rozwojowych i innowacyjnych.

Innowacyjność

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

Kluczowe projekty realizowane w trzech kwartałach 2016 roku

Koncepcja „Power-to-Gas”

- **celem projektu jest:** rozwój technologii magazynowania energii w ramach instalacji „Power-to-Gas” polegającej na konwersji nadwyżek energii elektrycznej, głównie wyprodukowanej przez farmy wiatrowe, w wodór w procesie elektrolizy z możliwością jej późniejszego wykorzystania w różnych konfiguracjach technologicznych. Studium wykonalności budowy instalacji Power to Gas opracowane zostało na wspólne zlecenie PGE S.A. i Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. Obecnie przygotowujemy plan projektu Power to Gas w wybranej lokalizacji i scenariuszu zagospodarowania wodoru.

Współpraca z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju („NCBR”)

- 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:**
 - W ramach prac nad podpisaniem Umowy w sprawie Wspólnego Przedsięwzięcia dokonywane były kolejne dostosowania Umowy PGE – NCBR do nowych wytycznych Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój (POIR), będącego źródłem finansowania części budżetu Wspólnego Przedsięwzięcia (środków publicznych) oraz innych wytycznych jakie NCBR wprowadzał, jako efekt doświadczeń z wcześniej uruchomionych Wspólnych Przedsięwzięć i zaleceń Instytucji Zarządzającej POIR. W tym kontekście dokonywano również przeglądu aktualności i wprowadzano modyfikacje do Umowy PGE – Wykonawca, która zabezpiecza m.in. interesy obydwu Stron w zakresie praw do własności intelektualnej wyników projektów B+R oraz ustala zasady komercjalizacji wyników tych projektów. Ponadto, mając na uwadze uruchomiony Program Sektorowy dla elektroenergetyki (PBSE), konieczna była dodatkowa modyfikacja propozycji agendy badawczej. Agenda jest gotowa do przedstawienia do weryfikacji w trybie roboczym przez NCBR. Celem Wspólnego Przedsięwzięcia jest zaadresowanie wyzwań stojących przed Grupą jako największym podmiotem sektora, a przez to zwiększenie poziomu innowacyjności GK PGE i całej polskiej energetyki. Agenda badawcza opracowywana jest na podstawie zaproponowanych przez PGE S.A. obszarów tematycznych wpisujących się w SOBiR+NB i z założenia uzupełnia się synergicznie z Programem Sektorowym dla elektroenergetyki.
 - We wrześniu 2016 roku NCBR ogłosił uruchomienie wnioskowanego przez Polski Komitet Energii Elektrycznej Studium Wykonalności Programu Sektorowego dla Elektroenergetyki (PBSE). 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. Pierwszy konkurs w ramach PBSE rozpoczyna nabór aplikacji od 2 listopada 2016 roku, a indykatywny budżet konkursu to 150 mln PLN. Ocena wniosków i ogłoszenie projektów, które otrzymają dofinansowanie odbędzie się w I kwartale 2017 roku. Zgodnie z wnioskowanym harmonogramem całego Programu, kolejny konkurs ma być ogłoszony w II połowie 2017 roku.
 - W ramach angażowania się Grupy PGE w mechanizmy kapitałowe wspierające rozwój nowych rozwiązań i technologii, Grupa przystąpiła do konkursu ogłoszonego przez PARP, na uruchomienie akceleratora dla małych firm i przeprowadzenie 15-miesięcznego programu akceleracji. Konkurs PARP został uruchomiony w ramach programu Start in Poland, przygotowanego przez Ministerstwo Rozwoju i jest pierwszym uruchamianym narzędziem mającym rozwijać współpracę małych i dużych firm, przy wykorzystaniu mechanizmów funduszowych (kapitałowe mechanizmy zwrotne). W zamian za inicjatywę wspólnego funduszu z PZU, która nie została sfinalizowana, opracowywane są obecnie założenia organizacyjne i strategiczne mające doprowadzić do wejścia PGE w struktury typu VC z docelową opcją utworzenia własnego CVC. Do uruchomienia CVC PGE konieczne jest zebranie odpowiedniej

wiedzy oraz kompetencji, a także nawiązanie współpracy na poziomie krajowym i międzynarodowym, ponieważ tylko w takiej sytuacji możliwe jest efektywne prowadzenie działalności własnego funduszu. Droga dojścia do CVC jest przedmiotem planowania i uzgodnień wewnętrznych.

Elektromobilność

- Grupa PGE zaangażowała się w przedsięwzięcia mające na celu propagowanie i rozwój w Polsce komunikacji elektrycznej. Działania dotyczą dwóch wątków – komunikacji autobusowej – publicznych środków transportu obsługujących obszary miejskie oraz komunikacji indywidualnej – samochody osobowe wykorzystywane do celów zawodowych oraz prywatnych.

W ramach wymienionych wątków PGE:

- nawiązało współpracę z producentami autobusów w celu opracowania, przetestowania (poprzez wdrożenia pilotażowe) oraz przygotowania do komercyjnego wdrożenia, modelu publicznego transportu opartego na autobusach elektrycznych oraz zakładającego dalsze wykorzystanie baterii po okresie użycia w pojazdach. Jest to zagadnienie szczególnie ważne dla osiągnięcia poprawy wyników ekonomicznych całego modelu użycia pojazdów elektrycznych, który w największym stopniu obciążony jest kosztem baterii,
 - przygotowało do powołania z pozostałymi trzema polskimi koncernami energetycznymi spółkę ElektromobilityPoland S.A. mającą doprowadzić do dynamicznego rozwoju elektromobilności indywidualnej w Polsce.
-

4 Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

4.1 Wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	III kwartał 2016	III kwartał 2015*	zmiana %	I-III kwartał 2016	I-III kwartał 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	6.897	6.915	0%	20.563	21.160	-3%
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	895	1.312	-32%	1.847	-4.862	-
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	1.643	2.002	-18%	4.786	6.230	-23%
Zysk/Strata netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej	mIn PLN	656	1.029	-36%	1.202	-4.026	-130%
Skorygowany zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej**	mIn PLN	682	1.065	-36%	1.949	3.209	-39%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	131	142	-8%	532	443	20%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1.907	2.505	-24%	5.597	5.837	-4%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	1.934	2.148	-10%	4.791	5.217	-8%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-1.835	-1.953	6%	-6.436	-6.019	-7%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	3.574	-26	-	3.928	-299	-
Zysk netto na akcję	PLN	0,35	0,56	-36%	0,64	-2,15	-
Skorygowany zysk netto na akcję	PLN	0,36	0,57	-36%	1,04	1,72	-39%
Marża EBITDA	%	24%	29%		23%	29%	

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Stan na dzień 30 września 2016	Stan na dzień 31 grudnia 2015	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	6.118	4.126	48%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA***	x	0,62	0,32	

*Dane przekształcone

** Zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

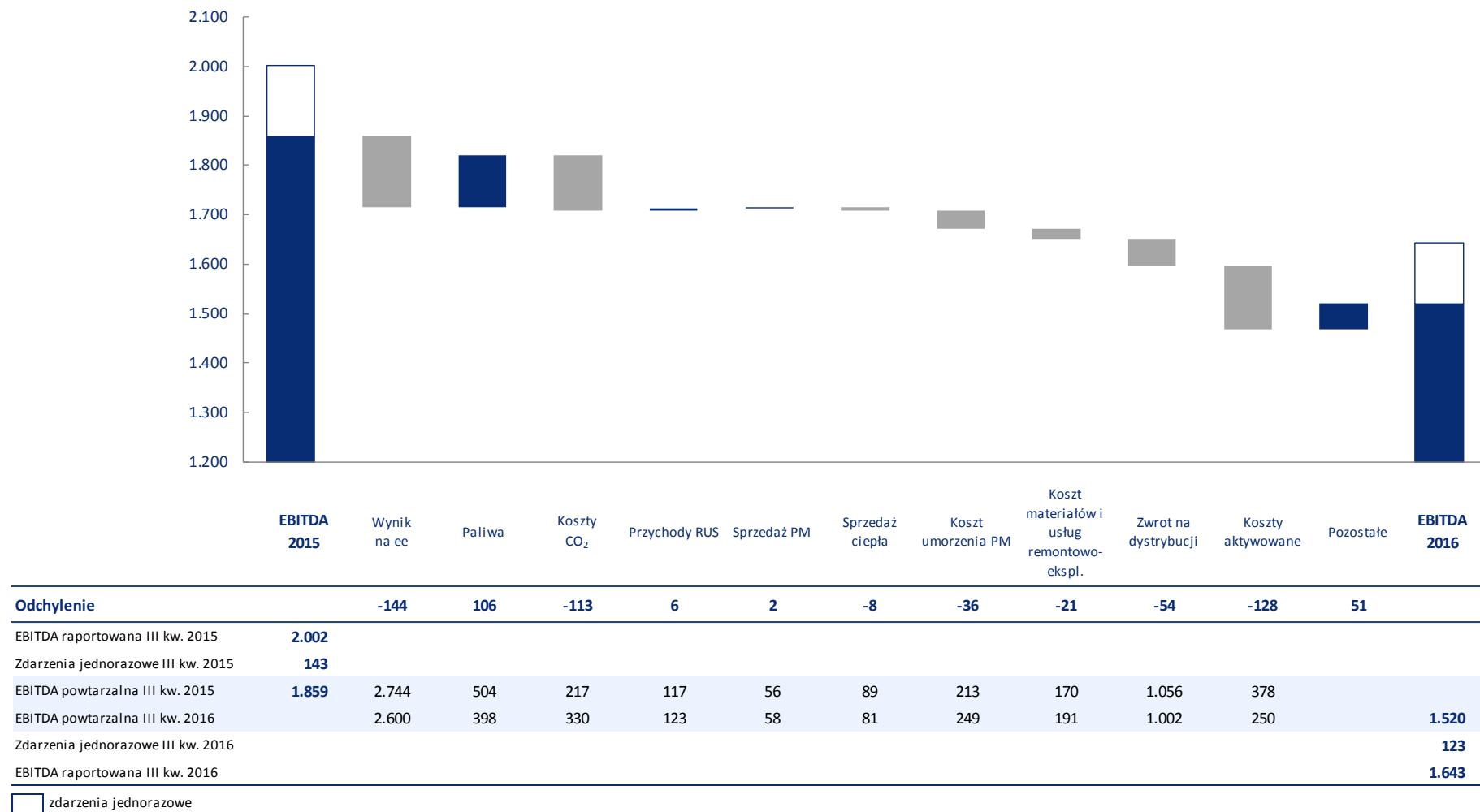
*** LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

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

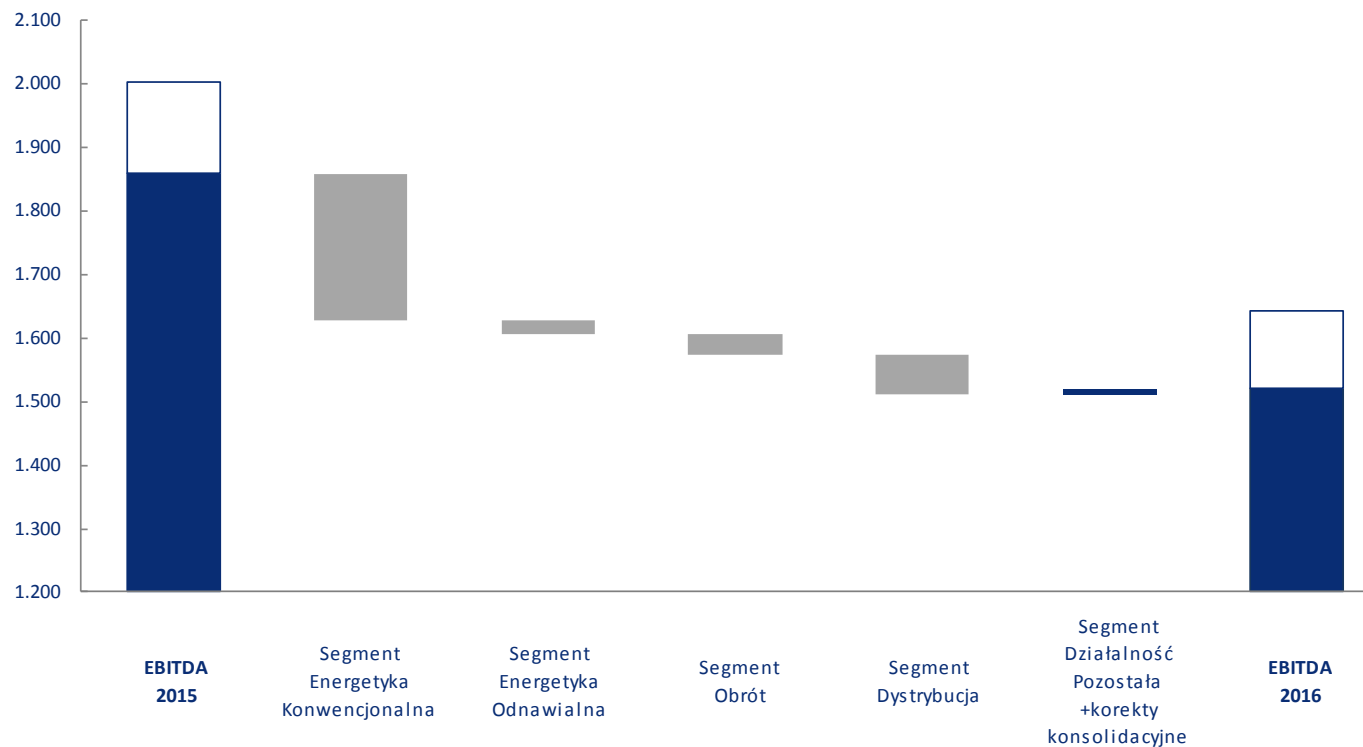
Zdarzenia jednorazowe	III kwartał 2016	III kwartał 2015	zmiana %	I-III kwartał 2016	I-III kwartał 2015	zmiana %
Rekompensaty KDT	131	142	-8%	532	443	20%
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	0	0	-	0	193	-
Zamiana rezerwy aktuarialnej	0	1	-	0	54	-
Przeszacowanie wartości zapasów praw majątkowych	0	0	-	-118	0	-
Program Dobrowolnych Odejść	-8	0	-	-29	0	-
Razem	123	143	-14%	385	690	-44%

4.1.1 Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

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



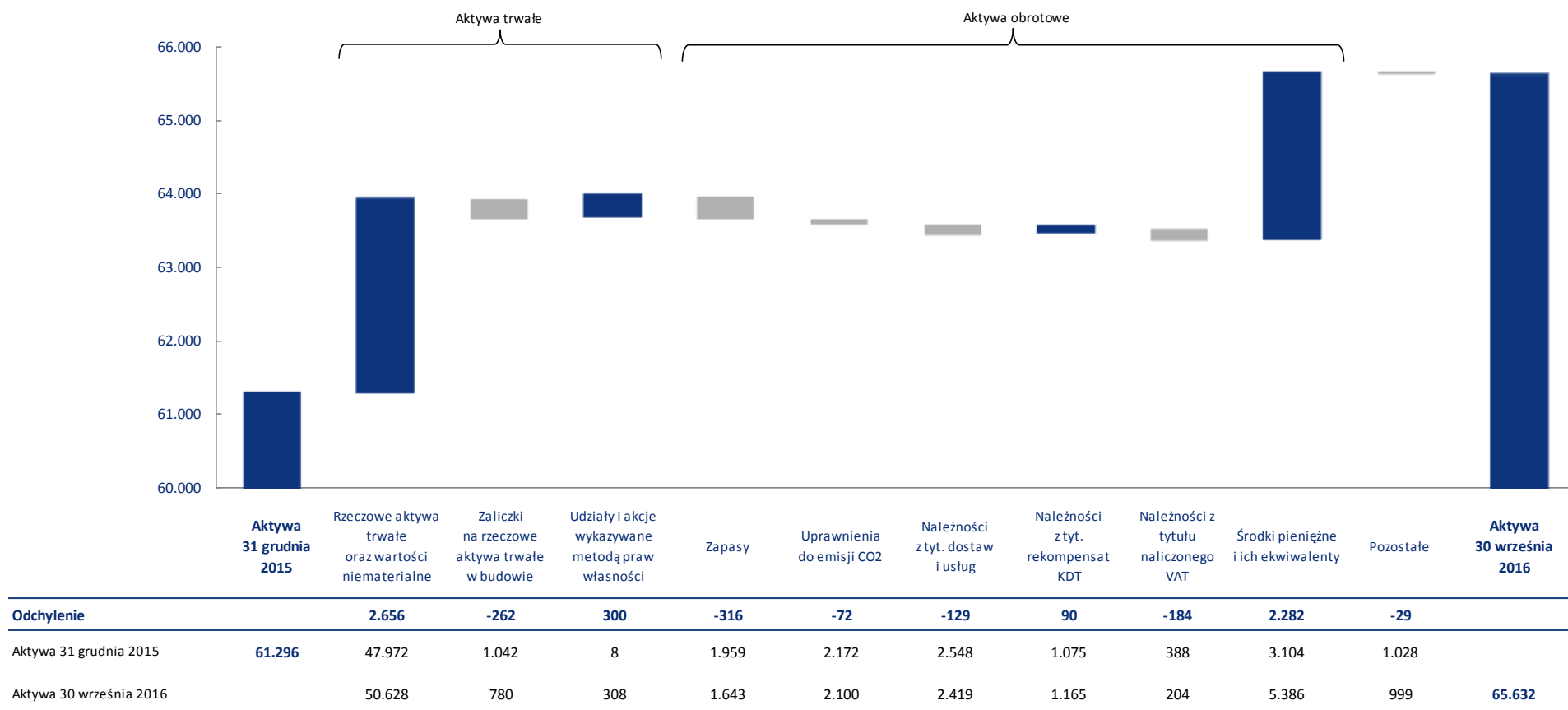
Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku powtarzalnego EBITDA w podziale na segmenty [w mln PLN].



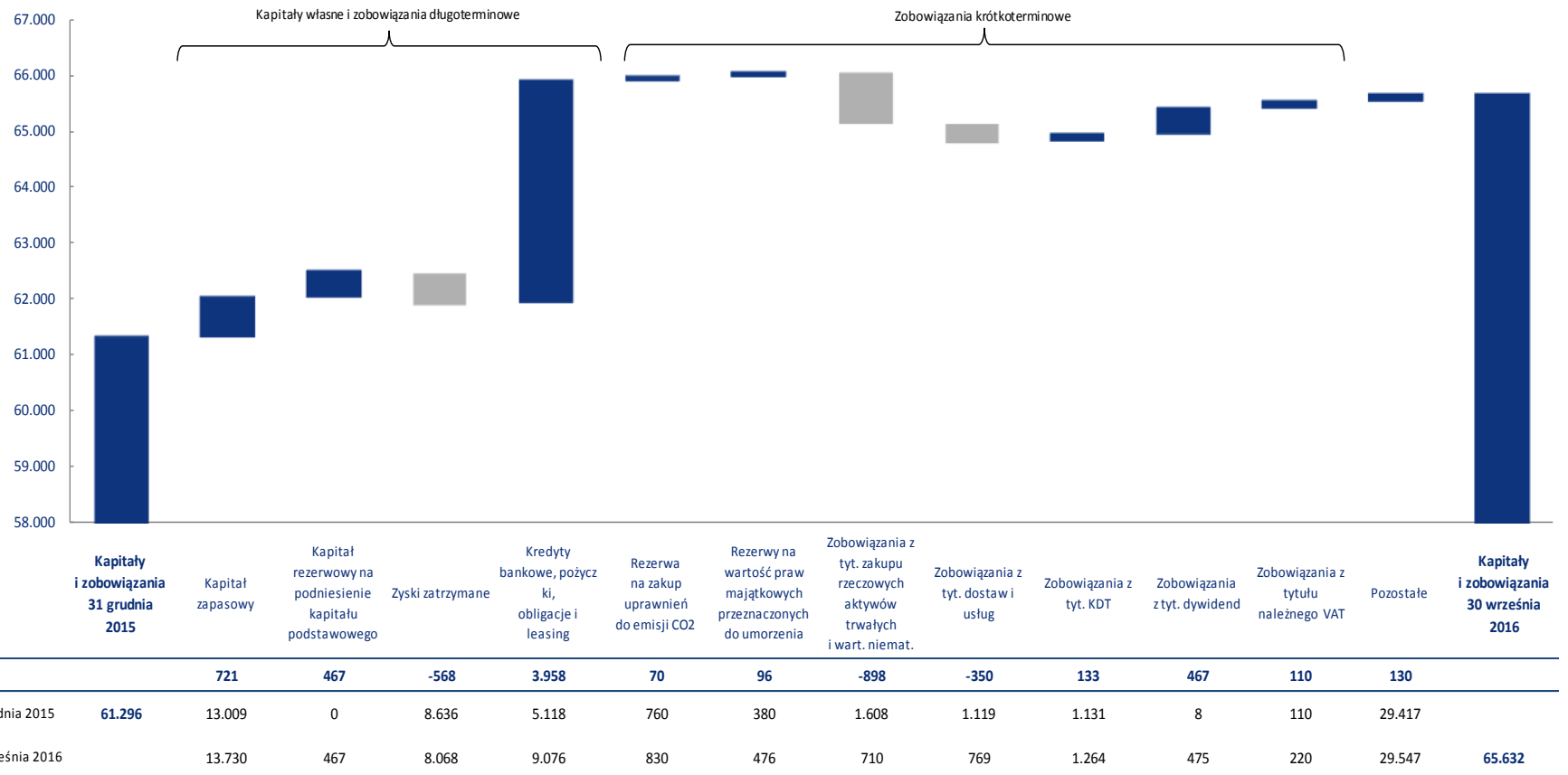
zdarzenia jednorazowe

4.1.2 Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów [w mln PLN].

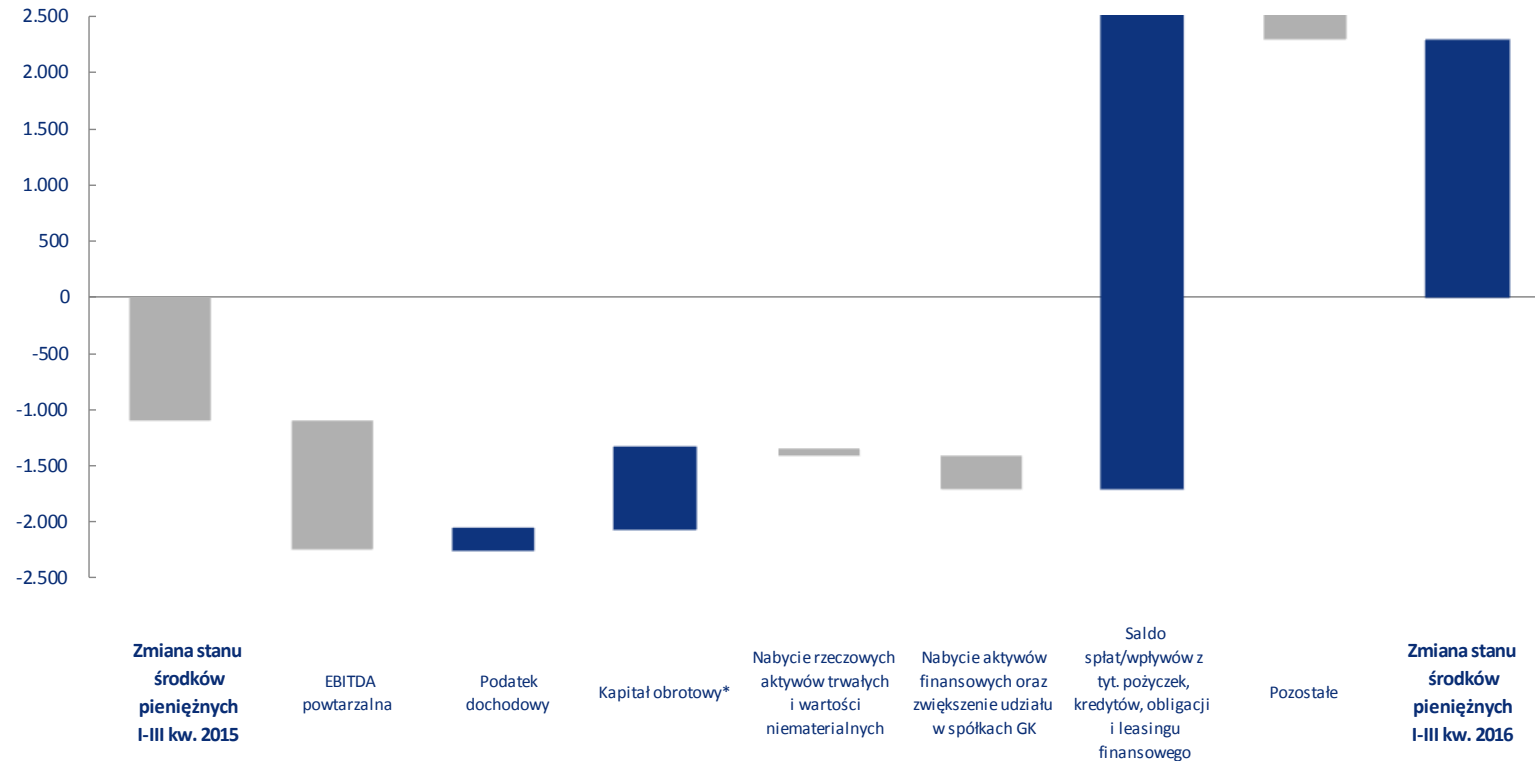


Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i Zobowiązań [w mln PLN].



4.1.3 Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

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



*Część kapitału obrotowego korygująca przepływy pieniężne z działalności operacyjnej

4.2 Wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	III	III	zmiana %	I-III	I-III	zmiana %
		kwartał 2016	kwartał 2015		kwartał 2016	kwartał 2015	
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	13,07	12,54	4%	34,75	37,56	-7%
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	13,62	14,11	-3%	39,04	41,73	-6%
Sprzedaż ciepła	mln GJ	1,12	1,44	-22%	11,30	12,04	-6%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	10,47	9,77	7%	31,90	29,03	10%
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	8,52	8,35	2%	25,43	24,80	3%

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

**z doszacowaniem

4.2.1 Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	III	III	zmiana %	I-III	I-III	zmiana %
	kwartał 2016	kwartał 2015		kwartał 2016	kwartał 2015	
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	26,29	25,66	2%	76,92	75,88	1%
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	10,48	9,79	7%	31,94	29,06	10%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	15,27	15,43	-1%	43,39	45,58	-5%
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	<i>13,82</i>	<i>14,70</i>	<i>-6%</i>	<i>39,04</i>	<i>43,27</i>	<i>-10%</i>
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	<i>1,43</i>	<i>0,69</i>	<i>107%</i>	<i>4,28</i>	<i>2,23</i>	<i>92%</i>
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	<i>0,02</i>	<i>0,04</i>	<i>-50%</i>	<i>0,07</i>	<i>0,08</i>	<i>-13%</i>
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,54	0,44	23%	1,59	1,24	28%

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

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

Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	III kwartał 2016	III kwartał 2015	zmiana %	I-III kwartał 2016	I-III kwartał 2015	zmiana %
ZAKUP W TWh, z czego:	13,71	12,59	9%	41,40	37,55	10%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	10,80	10,29	5%	32,01	30,21	6%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostałym	1,24	0,66	88%	3,63	2,62	39%
Zakupy poza granicami kraju	0,01	0,01	0%	0,05	0,03	67%
Zakupy na rynku bilansującym	1,66	1,63	2%	5,71	4,69	22%

Wzrost zakupów na rynku krajowym - giełda wynika z wyższego zapotrzebowania na energię elektryczną segmentu Obrót związanego z wyższym wolumenem sprzedaży do odbiorców finalnych. Wyższy wolumen zakupów odnotowano także na rynku hurtowym- pozostałym, co jest efektem zwiększenia zakupów na rynku lokalnym od Elektrowni Połaniec dokonanych przez PGE Obrót S.A. Wzrost wolumenu zakupu na rynku bilansującym jest następstwem konieczności zbilansowania zakontraktowanej sprzedaży, zakupu i produkcji.

Produkcja energii elektrycznej

Wolumen produkcji	III kwartał 2016	III kwartał 2015	zmiana %	I-III kwartał 2016	I-III kwartał 2015	zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	13,62	14,11	-3%	39,04	41,73	-6%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,30	10,03	3%	27,15	29,64	-8%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,00</i>	<i>0,04</i>	<i>-100%</i>	<i>0,00</i>	<i>0,25</i>	<i>-100%</i>
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,60	3,18	-18%	8,07	8,32	-3%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,10</i>	<i>0,12</i>	<i>-17%</i>	<i>0,28</i>	<i>0,34</i>	<i>-18%</i>
Elektrociepłownie węglowe	0,09	0,25	-64%	0,62	0,92	-33%
Elektrociepłownie gazowe	0,19	0,20	-5%	1,50	1,30	15%
Elektrociepłownie biomasowe	0,13	0,11	18%	0,37	0,34	9%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,06	0,15	-60%	0,32	0,37	-14%
Elektrownie wodne	0,07	0,04	75%	0,31	0,30	3%
Elektrownie wiatrowe	0,18	0,15	20%	0,70	0,54	30%

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2016 roku w porównaniu do trzech kwartałów 2015 roku miała niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym. Jest to efekt spadku produkcji w Elektrowni Bełchatów, co wynika z ograniczenia czasu pracy bloku nr 1 do 1.500 h w 2016 roku ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych, a także z dłuższego o 3.681 h czasu postoju bloków w remontach, głównie:

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

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opole i Elektrowni Dolna Odra, co jest następstwem niższego wykorzystania bloków elektrowni przez PSE S.A. Dodatkowo blok nr 1 w Elektrowni Opole pozostawał w remoncie średnim od 19 kwietnia do 18 maja 2016 roku.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach węglowych wynika z niższej produkcji energii elektrycznej w Elektrociepłowni Pomorzany, co jest efektem ograniczenia czasu pracy elektrociepłowni do 17.500 h w latach 2016 - 2023 ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych. Dodatkowo niższa produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w Elektrociepłowni Bydgoszcz jest wynikiem przejęcia części rynku ciepła przez Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w Bydgoszczy oraz ograniczeń technologicznych instalacji odsiarczania spalin.

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

Wzrost produkcji w elektrowniach wiatrowych wynika głównie ze zwiększenia mocy zainstalowanej o 178 MW w farmach wiatrowych uruchomionych w IV kwartale 2015 roku oraz w I kwartale 2016 roku tj.:

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

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

Nieznaczny wzrost produkcji w elektrowniach wodnych spowodowany jest korzystniejszymi warunkami atmosferycznymi w III kwartale 2016 roku.

Spadek produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w okresie trzech kwartałów 2016 roku były wykorzystywane w mniejszym stopniu przez PSE S.A.

4.2.2 Sprzedaż ciepła

W okresie trzech kwartałów 2016 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 11,30 mln GJ i był niższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w analogicznym okresie 2015 roku o 0,74 mln GJ. Niższa sprzedaż ciepła wynika głównie z ograniczenia czasu pracy Elektrociepłowni Pomorzany do 17.500 h w latach 2016 – 2023 ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych. Dodatkowo niższa sprzedaż ciepła przez Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz wynika z rozpoczęcia działalności przez nowego producenta ciepła w Bydgoszczy od stycznia 2016 roku.

4.3 Segmenty działalności – dane finansowe

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

w mln PLN	Przychody ogółem		
	III kwartał 2016	III kwartał 2015*	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	2.879	3.052	-6%
Energetyka Odnawialna	126	168	-25%
Obrót	3.785	3.802	0%
Dystrybucja	1.444	1.479	-2%
Pozostała Działalność	178	172	3%
RAZEM	8.412	8.673	-3%
Korekty konsolidacyjne	-1.515	-1.758	14%
RAZEM PO KOREKTACH	6.897	6.915	0%

* dane przekształcone

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

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	878	500	1.454	34.749
Energetyka Odnawialna	51	-13	18	3.746
Obrót	112	105	7	3.485
Dystrybucja	568	289	422	16.968
Pozostała działalność	23	-10	34	1.029
RAZEM	1.632	871	1.935	59.977
Korekty konsolidacyjne	11	24	-28	-1.928
RAZEM PO KOREKTACH	1.643	895	1.907	58.049

* por. nota 6 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
Energetyka Konwencjonalna	1.127	789	1.656	28.843
Energetyka Odnawialna	76	17	346	4.589
Obrót	144	138	9	4.371
Dystrybucja	630	360	450	16.050
Pozostała działalność	25	-5	61	994
RAZEM	2.002	1.299	2.522	54.847
Korekty konsolidacyjne	0	13	-17	-1.908
RAZEM PO KOREKTACH	2.002	1.312	2.505	52.939

* por. nota 6 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

** dane przekształcone

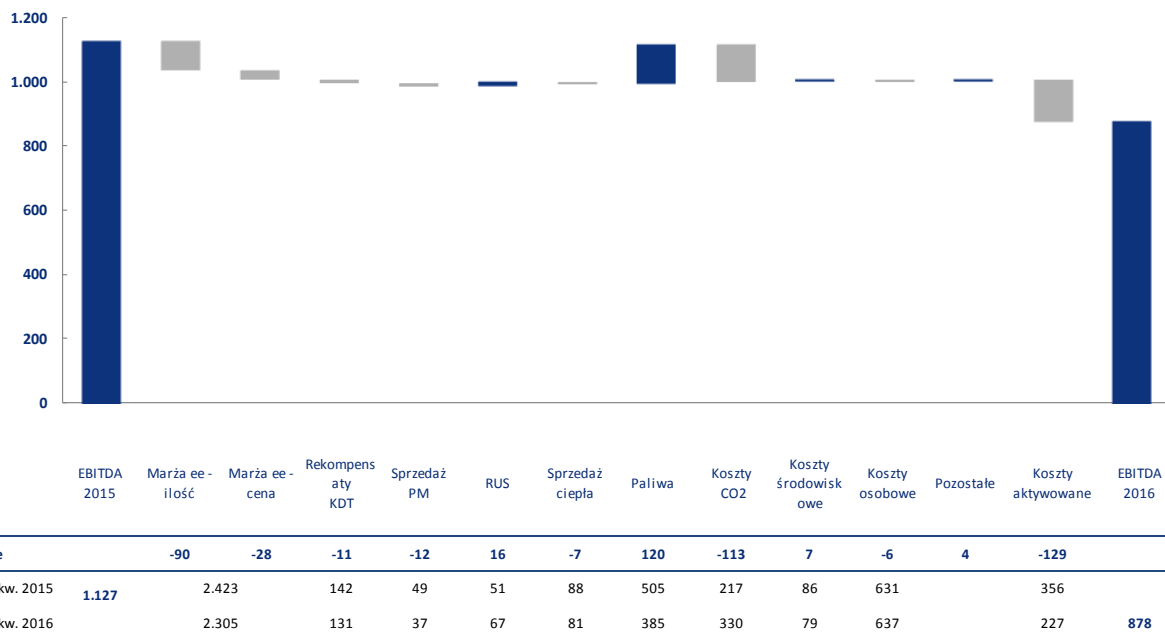
4.3.1 Segment Energetyka Konwencjonalna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

w mln PLN	III kwartał 2016	III kwartał 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	2.879	3.052	-6%
EBIT	500	789	-37%
EBITDA	878	1.127	-22%
Nakłady inwestycyjne	1.454	1.656	-12%

* dane przekształcone

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

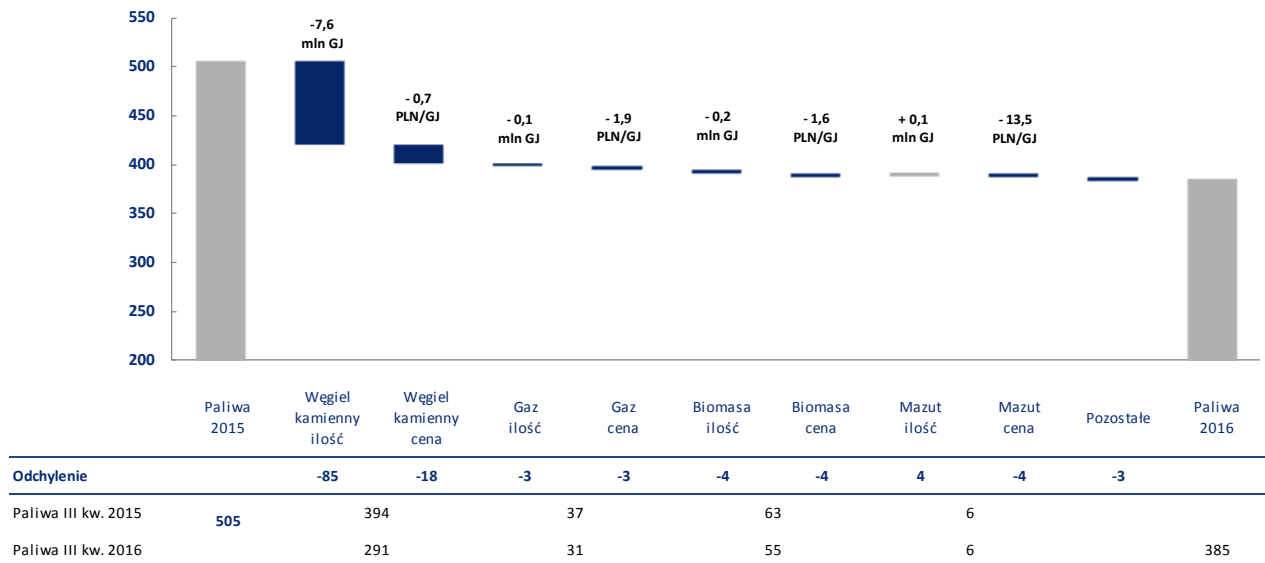


Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2016 roku w stosunku do wyników okresu porównywalnego 2015 roku były:

- **Niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej**, głównie na skutek niższej produkcji w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym. Jest to efekt niższego wykorzystania Elektrowni Opole i Elektrowni Dolna Odra przez PSE S.A. oraz ograniczenia czasu pracy Elektrociepłowni Pomorzany do 17.500 h w latach 2016 – 2023 ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych.
- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował odpowiedni spadek przychodów ze sprzedaży. Średnia zrealizowana cena sprzedaży energii elektrycznej przez segment Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2016 roku ukształtowała się na poziomie 170 PLN/MWh, natomiast w III kwartale 2015 roku wyniosła 174 PLN/MWh.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, w tym głównie węgla kamiennego. Jest to efekt niższego zużycia węgla kamiennego na skutek niższej produkcji na tym paliwie oraz niższych cen węgla kamiennego. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższego jednostkowego kosztu emisji CO₂ oraz otrzymania mniejszej ilości darmowych uprawnień do emisji CO₂.
- **Niższy poziom kosztów aktywowanych**, m.in. na skutek niższej niż w okresie porównywalnym relacji ilości zdjętego nadkładu w kopalniach w porównaniu do wydobytego węgla i ujęcia niższych kosztów usuwania nadkładu jako aktywa.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, głównie na skutek znacznie niższych cen zielonych certyfikatów.

- **Wyższe przychody z RUS**, co jest głównie efektem świadczenia przez Elektrownię Dolna Odra (bloki nr 1 i 2) Usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej na rzecz PSE S.A.
- **Niższe przychody ze sprzedaży ciepła**, głównie z powodu braku produkcji ciepła przez Elektrociepłownię Pomorzany ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych.
- **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 na skutek poniesionych kosztów z tytułu PDO, które nie wystąpiły w okresie porównywalnym.

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



Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	III kwartał 2016	III kwartał 2015	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1.304	1.424	-8%
▪ Rozwojowe	1.041	808	29%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	263	616	-57%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	12	17	-29%
Środki transportu	0	5	-
Pozostałe	13	23	-43%
RAZEM	1.329	1.469	-10%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	125	187	-33%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1.454	1.656	-12%

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

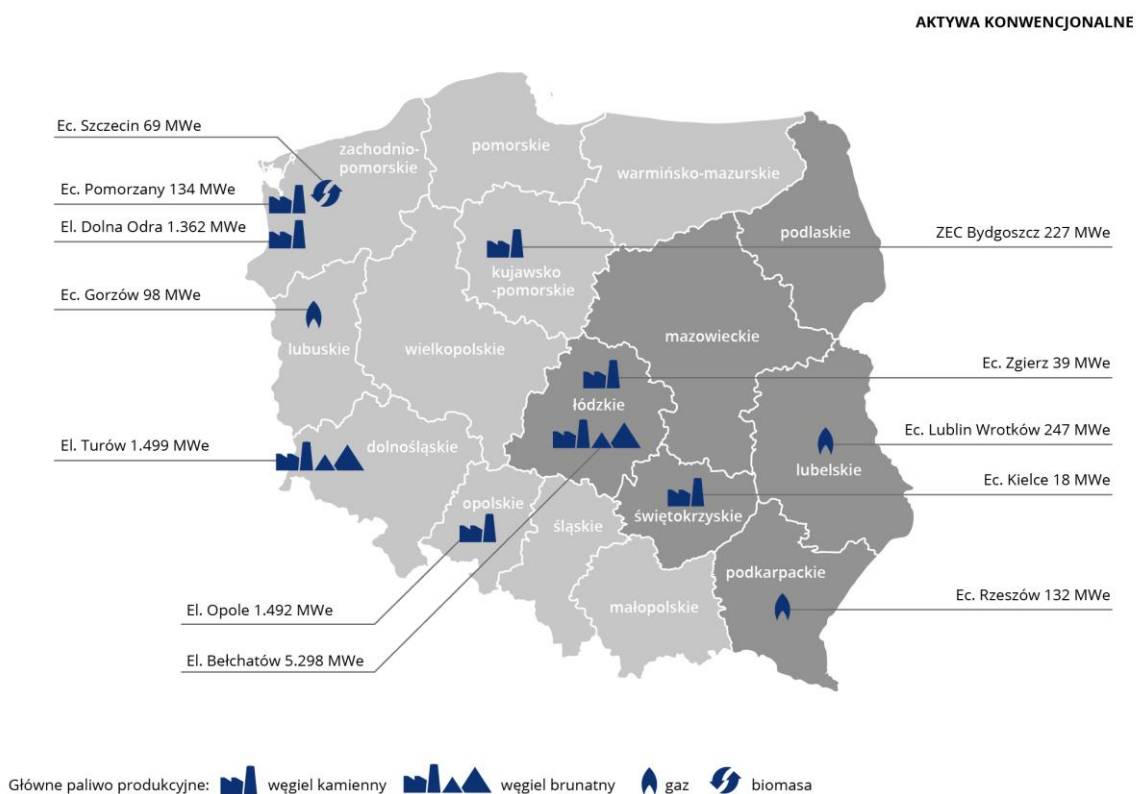
- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 887 mln PLN;
- budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów 125 mln PLN;
- kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 7 - 12 w Elektrowni Bełchatów 68 mln PLN;
- budowa bloku 11 w Elektrowni Turów 18 mln PLN;
- kompleksowa modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów 12 mln PLN;

Kluczowe rozstrzygnięcia w III kwartale 2016 roku w segmencie Energetyki Konwencyjnalnej:

- W dniu 11 sierpnia 2016 roku podpisano kontrakt na budowę instalacji odsiarczania spalin metodą pól suchą w Elektrowni Pomorzany;
- W dniu 23 września 2016 roku nastąpiła pierwsza synchronizacja turbiny parowej bloku gazowo-parowego w Oddziale Elektrociepłownia Gorzów.
- W dniu 28 września 2016 roku przekazano do eksploatacji zmodernizowany blok nr 10 w Elektrowni Bełchatów.

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencyjonalna.

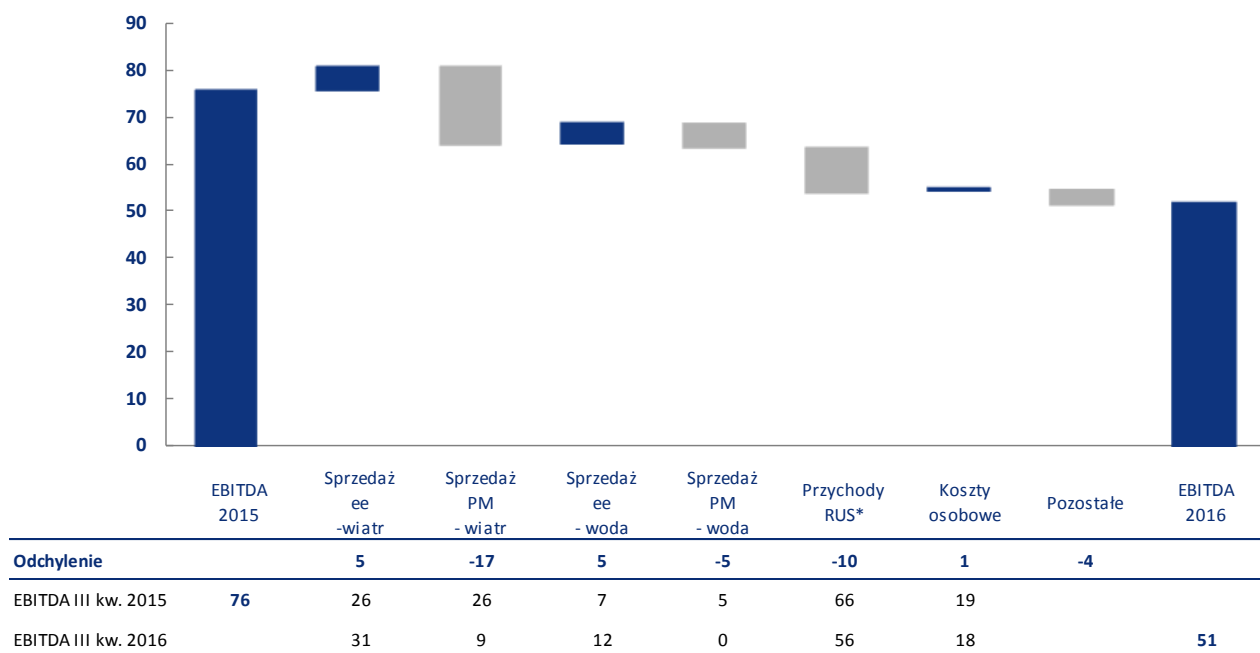


4.3.2 Segment Energetyka Odnawialna

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

w mln PLN	III kwartał 2016	III kwartał 2015	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	126	168	-25%
EBIT	-13	17	-
EBITDA	51	76	-33%
Nakłady inwestycyjne	18	346	-95%

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



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

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

- **Spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych** wynikający z: (i) wyceny produkcji praw majątkowych po niższej cenie o około 59 PLN/MWh w III kwartale 2016 roku w stosunku do III kwartału 2015 roku, co wpłynęło na spadek przychodów o około (-) 9 mln PLN; (ii) korekty wyceny sprzedanych praw majątkowych oraz ich zapasu co wpłynęło na spadek przychodów o około (-) 13 mln PLN.
- **Wzrost sprzedaży energii elektrycznej** wynika głównie ze wzrostu wolumenu produkcji, co związane jest ze zwiększeniem mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych o 178 MW (por. pkt 4.2.1) w efekcie oddania do użytkowania nowych farm wiatrowych.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikają głównie z niższego wolumenu interwencyjnej mocy czynnej ze względu na inny harmonogram odstawień elektrowni.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** spowodowane jest głównie wyższymi kosztami operacyjnymi w związku z oddaniem do użytkowania nowych farm wiatrowych.

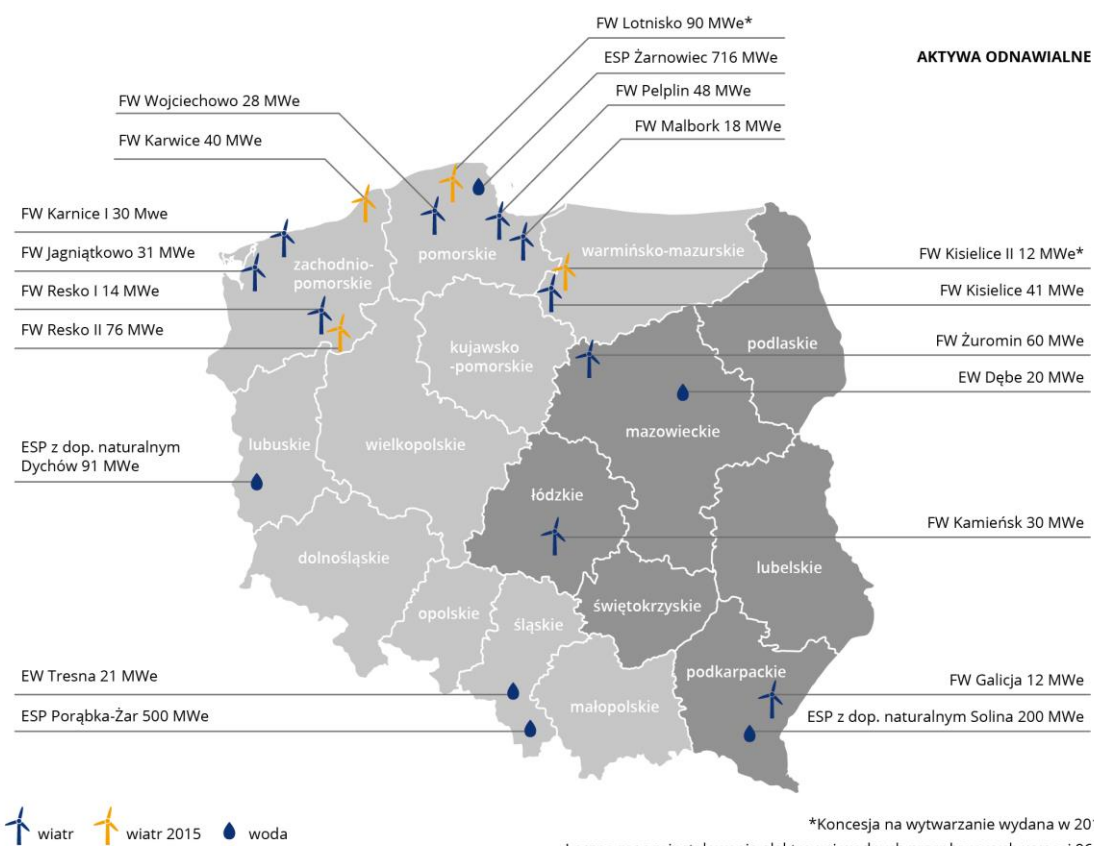
Nakłady inwestycyjne

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

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	III kwartał 2016	III kwartał 2015	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	18	345	-95%
▪ Rozwojowe	0	340	-
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	18	5	260%
Pozostałe	0	1	-
RAZEM	18	346	-95%

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



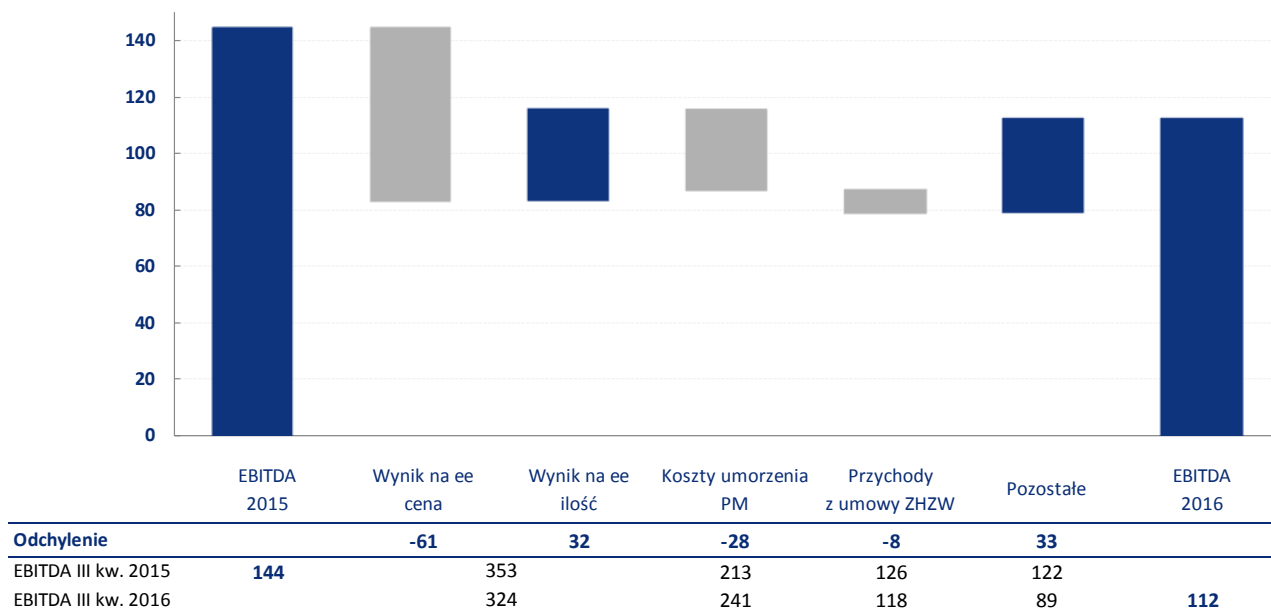
4.3.3 Segment Obrót

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mln PLN	III kwartał 2016	III kwartał 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3.785	3.802	0%
EBIT	105	138	-24%
EBITDA	112	144	-22%
Nakłady inwestycyjne	7	9	-22%

* dane przekształcone

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



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

- **Obniżenie wyniku na energii elektrycznej** o 29 mln PLN wynikające głównie z uzyskania niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii, w związku z mniej korzystną relacją pomiędzy średnią ceną sprzedaży (spadek o 8 PLN/MWh) a średnią ceną zakupu energii elektrycznej (spadek o 3 PLN/MWh). Wzrost wolumenu obrotu energią elektryczną o 9 % częściowo zrekompensował ujemny wpływ niższej ceny sprzedaży na wyniki segmentu.
- **Wzrost kosztów umorzenia praw majątkowych** głównie w wyniku większego zapotrzebowania na prawa majątkowe kogeneracyjne oraz wprowadzenia obowiązku umorzenia certyfikatów przyznawanych za energię elektryczną wyprodukowaną w biogazowniach, co jest następstwem nowelizacji ustawy o OZE. Wzrost ten został częściowo skompensowany niższymi cenami dostaw praw majątkowych zielonych.
- **Zmniejszenie przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi („ZHZW”)** wynikające z niższego o 0,8 TWh wolumenu obrotu oraz niższych cen sprzedaży energii elektrycznej objętej zarządzaniem. Spadek przychodów od PGE GiEK S.A. wyniósł 9 mln PLN, natomiast od PGE EO S.A. przychody wzrosły o 1 mln PLN.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z: (i) wyższych przychodów o 11 mln PLN z usług świadczonych na rzecz spółek z pozostałych segmentów GK PGE oraz (ii) niższych kosztów działań marketingowych i sponsoringu o 14 mln PLN.

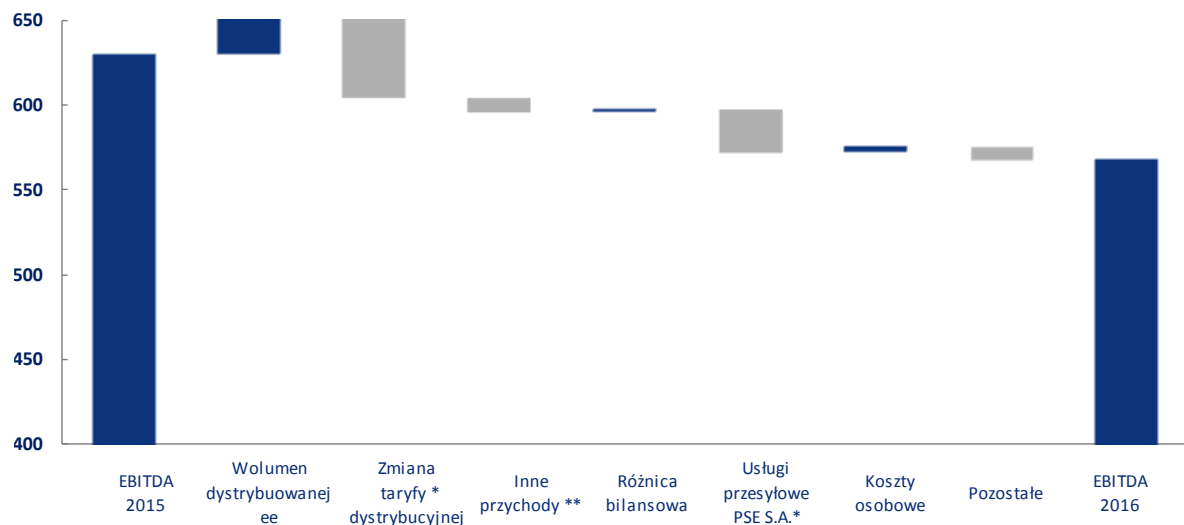
4.3.4 Segment Dystrybucja

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucji.

mIn PLN	III kwartał 2016	III kwartał 2015*	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1.444	1.479	-2%
EBIT	289	360	-20%
EBITDA	568	630	-10%
Nakłady inwestycyjne	422	450	-6%

* dane przekształcone

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



Opis	Wzrost / Spadek
EBITDA 2015	630
Wolumen dystrybuowanej energii	+26
Zmiana taryfy *	-51
Inne przychody **	-9
Różnica bilansowa	+2
Usługi przesyłowe PSE S.A.*	-25
Koszty osobowe	+3
Pozostałe	-8
EBITDA 2016	568

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

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

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 158,8 GWh, wynikający głównie ze wzrostu zużycia energii elektrycznej przez klientów.
- **Spadek przychodów z usługi dystrybucji** z uwagi na niższe stawki opłat dystrybucyjnych w taryfie na 2016 rok w porównaniu ze stawkami zatwierdzonymi w taryfie na 2015 rok.
- **Spadek w pozycji inne przychody** wynikający głównie z niższych przychodów z tytułu energii biernej i przekroczenia mocy.
- **Spadek kosztów różnicy bilansowej** wynika głównie ze spadku ceny zakupu energii elektrycznej przeznaczonej na pokrycie różnicy bilansowej przy wzroście wolumenu o około 0,04 TWh.
- **Niższe koszty osobowe** wynikają głównie z: (i) redukcji zatrudnienia oraz (ii) utworzenia w 2015 roku rezerwy na regulację wynagrodzeń.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z: (i) wyższych kosztów remontów i eksploatacji majątku sieciowego oraz (ii) wyższych kosztów podatku od nieruchomości w związku ze wzrostem wartości majątku sieciowego.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w III kwartale 2016 oraz 2015 roku.

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne		
	III kwartał 2016	III kwartał 2015	zmiana %
Sieci SN i nN	134	131	2%
Stacje 110/SN i SN/SN	39	45	-13%
Linie 110 kV	16	7	129%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	141	144	-2%
Zakup transformatorów i liczników	49	70	-30%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	27	38	-29%
Pozostałe	16	15	7%
RAZEM	422	450	-6%

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

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.

OBSZAR SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PGE



4.3.5 Pozostała Działalność

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Pozostała Działalność.

w mln PLN	III kwartał 2016	III kwartał 2015	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	178	172	3%
EBIT	-10	-5	-100%
EBITDA	23	25	-8%
Nakłady inwestycyjne	34	61	-44%

Niższy o 2 mln PLN wynik EBITDA segmentu związany jest głównie z realizacją niższej marży na sprzedaży usług (m.in. tranzytu głosu) przez Exatel S.A. oraz wyższymi kosztami operacyjnymi spółki.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w III kwartale 2016 roku wyniosły 34 mln PLN w porównaniu do 61 mln PLN poniesionych w III kwartale 2015 roku.

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

- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 14 mln PLN;
- Exatel S.A. – na rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej 10 mln PLN.

4.4 Transakcje z podmiotami powiązаныmi

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

4.5 Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

W dniu 25 października 2016 roku PGE S.A. opublikowała raport bieżący nr 58/2016, w którym ujawniła szacunek skonsolidowanego zysku operacyjnego powiększonego o amortyzację (EBITDA) oraz zysku netto przypadającego akcjonariuszom jednostki dominującej za 9 miesięcy 2016 roku.

4.6 Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

4.6.1 Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

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

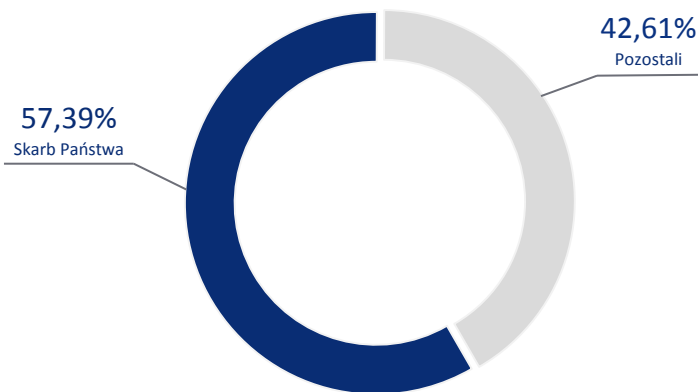
Tabela: Akcje PGE S.A. posiadane i zarządzane bezpośrednio przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę.

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I półrocze 2016 roku (tj. 11.08.2016 roku) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu za III kwartał (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu za III kwartał (PLN)
Zarząd	-	bez zmian	-	-
Rada Nadzorcza	7	bez zmian	7	70
Jarosław Głowacki*	7	bez zmian	7	70

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

4.6.2 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%

5 Opis organizacji Grupy Kapitałowej PGE

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

Segment	Spółka
ENERGETYKA KONWENCJONALNA	<ol style="list-style-type: none">1. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.2. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.3. MegaSerwis sp. z o.o.4. ELBIS sp. z o.o.5. PUP ELTUR SERWIS sp. z o.o.6. TOP SERWIS sp. z o.o.7. ELMEN sp. z o.o.8. MEGAZEC sp. z o.o.9. EPORE sp. z o.o.10. RAMB sp. z o.o.11. PTS BETRANS sp. z o.o.12. BESTGUM POLSKA sp. z o.o.13. Energoserwis Kleszczów sp. z o.o.
ENERGETYKA ODNAWIALNA	<ol style="list-style-type: none">14. PGE Energia Odnawialna S.A.15. Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.16. Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.17. Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.18. PGE Energia Natury sp. z o.o.19. PGE Energia Natury PEW sp. z o.o.
OBRÓT	<ol style="list-style-type: none">20. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.21. PGE Dom Maklerski S.A.22. PGE Trading GmbH23. PGE Obrót S.A.24. ENESTA sp. z o.o.
DYSTRYBUCJA	<ol style="list-style-type: none">25. PGE Dystrybucja S.A.

5.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

5.1.1 Zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej w okresie od 1 stycznia do 30 września 2016 roku

W okresie od 1 stycznia do 30 września 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 okresie od 1 stycznia do 30 września 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 EUR do kwoty 5.350.000 EUR, tj. o kwotę 2.000.000 EUR, poprzez utworzenie jednego nowego udziału spółki o wartości nominalnej 2.000.000 EUR. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. W dniu 7 marca 2016 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w niemieckim rejestrze handlowym.
- W dniu 10 marca 2016 roku pomiędzy PGE S.A. oraz PGE GiEK S.A. została zawarta umowa sprzedaży 6.812 udziałów w spółce RAMB sp. z o.o. z siedzibą w Piaskach (gm. Kleszczów), posiadanych przez PGE GiEK S.A., stanowiących 100% kapitału zakładowego spółki. Z dniem zawarcia umowy sprzedaży na PGE S.A. przeniesione zostało prawo własności udziałów spółki. Aktualnie PGE S.A. jest jedynym wspólnikiem spółki.
- W dniu 26 kwietnia 2016 roku zostało zawarte porozumienie w sprawie rozpoczęcia działalności spółki Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. („PGG”). W dniu 29 kwietnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 1.805.557.200 PLN do kwoty 2.305.607.200 PLN, poprzez ustanowienie nowych udziałów obejmowanych przez: PGE GiEK S.A. z siedzibą w Bełchatowie, ENERGA Kogeneracja sp. z o.o. z siedzibą w Elblągu, PGNiG TERMIKA S.A. z siedzibą w Warszawie, Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych z siedzibą w Warszawie, Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach, WĘGŁOKOKS S.A. z siedzibą w Katowicach, którzy złożyli stosowne oświadczenia o objęciu nowych udziałów w PGG i przystąpieniu do niej. PGE GiEK S.A. objęła 3.611.111 udziałów o wartości nominalnej 361.111.100 PLN, stanowiące 15,7% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG. W dniu 25 lipca 2016 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS.
- W dniu 13 czerwca 2016 roku pomiędzy PGE S.A. oraz PGE Inwest 2 sp. z o.o. (100% udział PGE S.A.) została zawarta umowa sprzedaży 220.000 akcji Spółki Telewizja Familijna S.A. w upadłości z siedzibą w Warszawie, posiadanych przez PGE S.A., stanowiących 11,96% kapitału zakładowego spółki. Z dniem zawarcia umowy sprzedaży na PGE Inwest 2 sp. z o.o. przeniesione zostało prawo własności akcji spółki.
- W dniu 22 czerwca 2016 roku spółka PGE Energia Odnawialna S.A. („PGE EO”) zawarła ze spółką Bank Ochrony Środowiska S.A. z siedzibą w Warszawie („BOŚ”) umowę objęcia nowych akcji w podwyższonym kapitale zakładowym BOŚ („Umowa”). Zgodnie z Umową, BOŚ złożył PGE EO ofertę objęcia 2.000.000 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 10 PLN każda i łącznej wartości nominalnej 20.000.000 PLN. Złożenie oferty objęcia akcji odbyło się w drodze subskrypcji prywatnej (skierowanej wyłącznie do określonych inwestorów). PGE EO przyjęła powyżej opisaną ofertę objęcia akcji i w dniu 23 czerwca 2016 roku dokonała na rzecz BOŚ zapłaty łącznej ceny emisyjnej. W dniu 12 lipca 2016 roku podwyższenie kapitału zakładowego BOŚ zostało zarejestrowane w KRS. Ponadto zakończona została procedura rejestracji ww. akcji w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A. i dnia 5 sierpnia 2016 roku przedmiotowe akcje przyjęte zostały na rachunek depozytowy należący do PGE EO. W wyniku powyższej transakcji PGE EO posiada aktualnie akcje stanowiące 3,18% udziału w kapitale zakładowym BOŚ.
- W dniu 22 czerwca 2016 roku Zwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek PGE Inwest 5 sp. z o.o., PGE Inwest 6 sp. z o.o., PGE Inwest 7 sp. z o.o., PGE Inwest 8 sp. z o.o., PGE Inwest 9 sp. z o.o., PGE Inwest 10 sp. z o.o., PGE Inwest 11 sp. z o.o., PGE Inwest 12 sp. z o.o., PGE Inwest 13 sp. z o.o., PGE Inwest 14 sp. z o.o. oraz PGE Inwest 15 sp. z o.o. („Spółki”) podjęły uchwały w sprawie podwyższenia kapitałów zakładowych spółek każdorazowo z kwoty 10.000 PLN do kwoty 20.000 PLN, tj. o kwotę 10.000 PLN, poprzez utworzenie nowych 10 udziałów każdej ze spółek o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitałów zakładowych zostało objęte przez jedynego wspólnika spółek, tj. spółkę PGE S.A., w zamian za wkłady pieniężne. Podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS: PGE Inwest 5 sp. z o.o. dnia 19 lipca 2016 roku, PGE Inwest 6 sp. z o.o. dnia 20 lipca 2016 roku, PGE Inwest 7 sp. z o.o. dnia 25 lipca 2016 roku, PGE Inwest 8 sp. z o.o. dnia 18 lipca 2016 roku, PGE Inwest 9 sp. z o.o. dnia 12 sierpnia 2016 roku, PGE Inwest 10 sp. z o.o. dnia 12 sierpnia 2016 roku, PGE Inwest 11 sp. z o.o. dnia 19 lipca 2016 roku, PGE Inwest 12 sp. z o.o. dnia 13 września 2016 roku, PGE Inwest 13 sp. z o.o. dnia 21 lipca 2016 roku, PGE Inwest 14 sp. z o.o. dnia 19 lipca 2016 roku, PGE Inwest 15 sp. z o.o. dnia 26 lipca 2016 roku. W dniu 15 września 2016 roku PGE S.A. zawiązała dwie jednoosobowe spółki

kapitałowe z siedzibami w Warszawie w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością o następujących firmach: PGE Inwest 17 sp. z o.o. oraz PGE Inwest 18 sp. z o.o. Kapitały zakładowe wynoszą po 10.000 PLN każda spółka. Spółki zostały zarejestrowane w KRS: PGE Inwest 17 sp. z o.o. dnia 20 października 2016 roku oraz PGE Inwest 18 sp. z o.o. dnia 19 października 2016 roku.

- W dniu 19 września 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników PGE Inwest 4 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie i RAMB sp. z o.o. z siedzibą w Piaskach gm. Kleszczów (spółki zależne od PGE S.A.) podjęły uchwały w sprawie połączenia PGE Inwest 4 sp. z o.o. (Spółka Przejmująca) ze spółką RAMB sp. z o.o. (Spółka Przejmowana). Połączenie spółek nastąpi poprzez przeniesienie na Spółkę Przejmującą całego majątku Spółki Przejmowanej oraz rozwiązanie Spółki Przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. W związku z ww. połączeniem kapitał zakładowy Spółki Przejmującej zostanie podwyższony z kwoty 10.000 PLN do kwoty 38.926.000 PLN, tj. o kwotę 38.916.000 PLN, poprzez utworzenie 38.916 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział. PGE S.A. jako jedyny wspólnik Spółki Przejmowanej objęła wszystkie nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki Przejmującej w zamian za przysługujące jej udziały w kapitale zakładowym Spółki Przejmowanej. Na dzień sporządzenia niniejszego dokumentu brak informacji o rejestracji połączenia spółek przez sąd rejestrowy.
- W okresie od 1 stycznia do 30 września 2016 roku PGE S.A. nabyła od akcjonariuszy mniejszościowych spółki PGE GiEK S.A., w wyniku przymusowego wykupu zgodnie z art. 418 KSH, łącznie 118.008 akcji spółki PGE GiEK S.A. (stanowiące 0,02% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.). Aktualnie PGE S.A. posiada akcje stanowiące łącznie 99,98% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

W okresie od 1 stycznia do 30 września 2016 roku spółki z Grupy PGE zmieniły swoje zaangażowanie kapitałowe w następujących podmiotach:

- W dniu 9 grudnia 2015 roku pomiędzy PGE Dystrybucja S.A. oraz Enea Operator sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu została zawarta warunkowa umowa sprzedaży 4 udziałów w spółce Centralny System Wymiany Informacji sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu na rzecz PGE Dystrybucja S.A. („Umowa”), stanowiących 20% kapitału zakładowego spółki. Zgodnie z Umową oraz zawartym aneksem nr 1 do Umowy, warunkiem zawieszającym przeniesienie prawa własności udziałów na PGE Dystrybucja S.A. jest uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów („UOKiK”) na koncentrację przedsiębiorców, przy czym przeniesienie udziałów nastąpi nie wcześniej niż 31 grudnia 2016 roku. W dniu 8 czerwca 2016 roku została wydana zgoda UOKiK stanowiąca warunek zawieszający, zgodnie z Umową.
- W dniu 16 lutego 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki BIO – ENERGIA sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie podjęło uchwałę w sprawie dobrowolnego umorzenia za wynagrodzeniem części posiadanych przez PGE EO S.A. udziałów w spółce, tj. 130.000 sztuk udziałów. W związku z umorzeniem udziałów Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników podjęło uchwałę o obniżeniu kapitału zakładowego spółki o kwotę 13.000.000 PLN, tj. z kwoty 22.597.800 PLN do kwoty 9.597.800 PLN. W związku z powyższym w dniu 16 lutego 2016 roku pomiędzy PGE EO S.A. oraz spółką BIO – ENERGIA sp. z o.o. została zawarta umowa sprzedaży na rzecz spółki udziałów podlegających dobrowolnemu umorzeniu. W dniu 26 września 2016 roku obniżenie kapitału zakładowego spółki zostało zarejestrowane w KRS. Płatność za udziały nastąpiła w dniu 29 września 2016 roku.
- W dniu 25 maja 2016 roku spółka Pensjonat Dychów sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Dychowie, w wyniku postępowania likwidacyjnego, została wykreślona z KRS. PGE Energia Odnawialna S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki.
- W dniu 17 sierpnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników PGE Energia Natury PEW sp. z o.o. i PGE Energia Natury Omikron sp. z o.o. (spółki zależne od PGE Energia Odnawialna S.A.) podjęły uchwały w sprawie połączenia PGE Energia Natury PEW sp. z o.o. (Spółka Przejmująca) ze spółką PGE Energia Natury Omikron sp. z o.o. (Spółka Przejmowana). Połączenie spółek nastąpiło poprzez przeniesienie na Spółkę Przejmującą całego majątku Spółki Przejmowanej oraz rozwiązania Spółki Przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. W związku z ww. połączeniem kapitał zakładowy Spółki Przejmującej został podwyższony z kwoty 31.000.000 PLN do kwoty 146.000.000 PLN, tj. o kwotę 115.000.000 PLN, poprzez utworzenie 115.000 nowych udziałów o wartości nominalnej 1.000 PLN każdy udział. PGE Energia Odnawialna S.A. jako jedyny wspólnik Spółki Przejmowanej objęła wszystkie nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym Spółki Przejmującej w zamian za przysługujące jej udziały w kapitale zakładowym Spółki Przejmowanej. W dniu 31 sierpnia 2016 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS a Spółka Przejmowana została wykreślona z KRS.

W okresie od 1 stycznia do 30 września 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE nie zaniechała działalności w żadnym istotnym obszarze.

5.2 Oddziały spółek Grupy Kapitałowej PGE

Na dzień 30 września 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 Międzybrodzu Białskim ● 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
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 Wawrzekowizna ● Oddział Krasnobród ● Oddział Iwonicz-Zdrój
Elbest Security sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Rogowiec I ● Oddział Rogowiec II
Przedsiębiorstwo Transportowo - Sprzętowe „Betrans” sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział ELTUR-TRANS z siedzibą w Bogatyni ● Oddział Rogowiec z siedzibą w Rogowcu
Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne „ELTUR-SERWIS” sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział w Brzeziu k/Opola
EPORE sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni	<ul style="list-style-type: none"> ● Oddział Bogatynia ● Oddział Bełchatów ● Oddział 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.

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

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

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

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

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

- 361,1 mln PLN w ramach pierwszego etapu. Efektem było objęcie 29 kwietnia 2016 roku przez PGE GiEK S.A. 15,7% udziału w kapitale zakładowym PGG;
- 83,3 mln PLN w ramach drugiego etapu. Efektem było objęcie 3 listopada 2016 roku przez PGE GiEK S.A. dalszych udziałów zwiększających udział w kapitale zakładowym PGG do 16,6%;
- 55,6 mln PLN w ramach trzeciego etapu (do 1 lutego 2017 roku). Efektem trzeciego etapu będzie zwiększenie udziału PGE GiEK S.A. do 17,1% w kapitale zakładowym PGG.

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

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

Ponadto, w dniu 17 czerwca 2016 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A. oraz Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych (zwani dalej łącznie „Nowymi Inwestorami”) podpisały porozumienie dotyczące PGG („Porozumienie”). Celem zawarcia Porozumienia jest zapewnienie zwiększonej kontroli nad PGG zmierzającej do zwiększenia prawdopodobieństwa powodzenia inwestycji w PGG, a także zwiększenia wpływu na ewentualne zmiany biznesplanu PGG odpowiadające oczekiwaniom Nowych Inwestorów oraz nowym wyzwaniom rynkowym.

W dniu 29 czerwca 2016 roku Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał zgodę na dokonanie koncentracji polegającej na przejściu przez Nowych Inwestorów wspólnej kontroli nad PGG.

Z uwagi na wskazane powyżej uprawnienia, które przysługują PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., w niniejszym sprawozdaniu inwestycja w PGG jest traktowana jako jednostka współkontrolowana i ujmowana metodą praw własności.

6.2 Zmiany w składzie Zarządu

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.3 Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

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

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

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

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

W dniu 1 marca 2016 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło 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;
- powołaniu w skład Rady Nadzorczej następujących osób: Pana Jarosława Głowackiego, Pani Janiny Goss, Pana Mateusza Gramza, Pana Mieczysława Sawaryna, Pana Artura Składanka oraz Pana Grzegorza Kuczyńskiego.

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

W dniu 5 września 2016 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki powołało do pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej PGE S.A. Pana Witolda Kozłowskiego oraz odwołało ze składu Rady Nadzorczej Spółki Panią Małgorzatę Mika-Bryska. Jednocześnie w dniu 5 września 2016 roku do Rady Nadzorczej Spółki został powołany przez Ministra Energii, zgodnie z § 20 ust. 5 Statutu Spółki, Pan Radosław Osiński.

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

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Radosław Osiński	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
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
Witold Kozłowski	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Artur Składanek	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny

W okresie od 1 stycznia do 30 września 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 07.03.2016 r.		Członek od 02.03.2016 r.
Anna Kowalik	Członek			Członek
Piotr Machnikowski		Przewodniczący do 05.02.2016 r.		Członek do 05.02.2016 r.
Małgorzata Mika-Bryska		Członek do 05.09.2016 r.	Członek do 05.09.2016 r.	
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.		
Witold Kozłowski		Członek od 13.09.2016 r.		Członek od 13.09.2016 r.
Radosław Osiński			Członek od 13.09.2016 r.	Członek od 13.09.2016 r.
Mieczysław Sawaryn			Członek od 02.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.
Artur Składanek		Członek od 07.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.	
Paweł Śliwa		Członek od 02.03.2016 r. do 22.03.2016 r.		Członek od 02.03.2016 r. do 22.03.2016 r.
Marek Ściążko			Członek do 01.03.2016 r.	

6.4 Działania związane z energetyką jądrową

Partnerstwo biznesowe

W następstwie zbycia w dniu 15 kwietnia 2015 roku na rzecz Partnerów Biznesowych (TAURON Polska Energia S.A., Enea S.A. oraz KGHM Polska Miedź S.A.) przez PGE S.A. udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o., PGE S.A. posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o., a każdy z Partnerów Biznesowych po 10% w kapitale zakładowym PGE EJ 1 sp. z o.o.

Zgodnie z Umową Wspólników, zawartą w dniu 3 września 2014 roku, Strony zobowiązały się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Programu (Etap rozwoju). Środki na realizację Programu wnoszone są do PGE EJ 1 sp. z o.o. w formie podwyższeń kapitału zakładowego. W IV kwartale 2016 roku planowane jest kolejne podwyższenie kapitału zakładowego PGE EJ 1 sp. z o.o. Zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy wartości ok. 700 mln PLN.

Finansowanie

W okresie 9 miesięcy 2016 roku kontynuowano prace nad strukturą finansowania Programu na bazie dokonanej aktualizacji założeń nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji elektrowni jądrowej oraz rewizji modelu finansowego inwestycji.

Mechanizmy wsparcia

W okresie 9 miesięcy 2016 roku prowadzono z Rządem rozmowy w zakresie warunków realizacji polskiego projektu jądrowego, przy uwzględnieniu potencjalnych mechanizmów wsparcia dedykowanych dla energetyki jądrowej, w tym m.in. kontraktu różnicowego. W lipcu 2016 roku przeprowadzono: (i) spotkanie w Ministerstwie Energii w sprawie założeń do modelu finansowego dla mechanizmów wsparcia oraz (ii) szkolenie w zakresie założeń do modelu finansowego dla Ministerstwa Energii.

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

Postępowanie zintegrowane

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

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. Lubiатовo–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. Lubiатовo – Kopalino i Żarnowiec na potrzeby badań środowiskowych i lokalizacyjnych w celu przygotowania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko oraz raportu lokalizacyjnego.

W II kwartale 2016 roku Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska wydał postanowienie o ustaleniu zakresu raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko, z uwzględnieniem dwóch wariantów lokalizacyjnych: Lubiатовo-Kopalino i Żarnowiec. W lipcu uzyskano decyzję Wojewody Zachodniopomorskiego w sprawie stwierdzenia wygaśnięcia decyzji WUL dla lokalizacji Gąski.

W sierpniu 2016 roku rozpoczęto dialog z Państwową Agencją Atomistyki (PAA) w zakresie doprecyzowania obszarów badań prowadzonych na potrzeby Raportu Oceny Oddziaływania na Środowisko (OOŚ) i Raportu Lokalizacyjnego oraz interpretacji zapisów Postanowienia Scopingowego i Rozporządzenia Lokalizacyjnego. Przeprowadzono spotkanie z PAA – przedstawiono problematykę projektu wdrożenia Zintegrowanego Systemu Zarządzania w PGE EJ 1 sp. z o.o. W IV kwartale 2016 roku planowana jest kontynuacja prac w tych obszarach.

Planowanie i przygotowanie infrastruktury towarzyszącej

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

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

W III kwartale 2016 roku kontynuowano prace związane z planowaniem i przygotowaniem infrastruktury towarzyszącej. W IV kwartale planowana jest kontynuacja prac w powyższym zakresie.

We wrześniu 2016 roku przeprowadzono spotkanie z przedstawicielami Ministerstwa Energii i Ministerstwa Rozwoju w celu określenia dalszych działań w ramach uzgodnienia Kontraktu Terytorialnego. W IV kwartale planowane są dalsze prace w tym zakresie.

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

W I kwartale 2016 roku przeprowadzono z Prezesem Państwowej Agencji Atomistyki konsultacje dotyczące procedowania wniosków oraz harmonogramu wydawania ogólnych opinii Prezesa PAA dla technologii jądrowych, które zostaną zakwalifikowane do udziału w postępowaniu zintegrowanym, a także zakresu wniosku o wydanie ogólnej opinii oraz rodzaju

wymaganych dokumentów i zakresu informacji oczekiwanych przez Prezesa PAA we wniosku. W II i III kwartale 2016 roku kontynuowano uzgodnienia z PAA.

Akceptacja społeczna

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

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

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

6.5 Kwestie prawne

Pozwy o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń

W dniu 1 kwietnia 2014 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwał nr 1, 2 oraz 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 6 lutego 2014 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozew. W dniu 22 czerwca 2015 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok oddalający w całości powództwo akcjonariusza. W dniu 28 lipca 2015 roku przez akcjonariusza została złożona apelacja. Spółka złożyła odpowiedź na apelację.

17 września 2014 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesionego przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 4 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 6 czerwca 2014 roku. Spółka wniosła odpowiedź na pozew. 13 sierpnia 2015 roku Sąd Okręgowy w Warszawie wydał wyrok oddalający w całości powództwo akcjonariusza. Wyrok jest nieprawomocny. W dniu 7 grudnia 2015 roku PGE S.A. został doręczony odpis apelacji Powoda. W dniu 21 grudnia 2015 roku Spółka złożyła odpowiedź na apelację.

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

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

20 maja 2016 roku do PGE S.A. wpłynął odpis pozwu wniesiony przez jednego z akcjonariuszy do Sądu Okręgowego w Warszawie. Akcjonariusz w pozwie wnosi o stwierdzenie nieważności uchwały nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 1 marca 2016 roku. 2 czerwca 2016 roku Spółka złożyła odpowiedź na pozew.

W dniu 12 września 2016 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 1 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki PGE S.A. w przedmiocie wyboru Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia, podjętej w dniu 28 czerwca 2016 roku. W dniu 11 października 2016 roku Spółka złożyła odpowiedź na pozew.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Byli akcjonariusze PGE GiE 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 GiE 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 GiE S.A. wynosi ponad 10 mln PLN.

Niezależnie od powyższego 12 listopada 2014 roku 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 odbyła się rozprawa, na której obie strony podtrzymały dotychczas podniesione wnioski i twierdzenia. Kolejny termin rozprawy został wyznaczony na 10 sierpnia 2016 roku. Na kolejnej rozprawie w dniu 10 sierpnia 2016 roku strony podtrzymały dotychczasowe wnioski i twierdzenia, pełnomocnik powoda w formie pisemnego stanowiska strony powodowej ustosunkował się do pisma procesowego z dnia 20 lipca 2016 roku skierowanego przez interwenienta ubocznego po stronie PGE S.A. spółki PwC Polska sp. z o.o. oraz zostało przedstawione przez spółkę PwC Polska sp. z o.o. stanowisko wykazujące prawidłowość sporządzanej na potrzeby połączenia wyceny. Kolejny termin rozprawy został wyznaczony na dzień 9 listopada 2016 roku.

Ponadto z podobnym roszczeniem w wysokości ponad 229 mln PLN wystąpiła pismem z dnia 31 października 2016 roku, stanowiącym zawiadomienie o nabyciu wierzytelności oraz wezwanie do zapłaty skierowane do PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., PGE S.A. oraz PwC Polska sp. z o.o., spółka Pozwy sp. z o.o., która wskazała w nim, że jest nabywcą wierzytelności byłych akcjonariuszy spółki PGE Elektrownia Opole S.A. Roszczenie dotyczy odszkodowania z tytułu rzekomo nieprawidłowego ustalenia stosunku wymiany akcji PGE Elektrownia Opole S.A. na akcje PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. w procesie łączenia tych spółek.

Grupa PGE nie uznaje żądań Socrates Investment S.A., Pozwy sp. z o.o. oraz pozostałych akcjonariuszy występujących z zawezwaniami do prób ugodowych. Roszczenia te są bezzasadne. Zdaniem PGE S.A. cały proces konsolidacji był przeprowadzony rzetelnie i prawidłowo. Sama wartość akcji spółek podlegających połączeniu została określona przez niezależną spółkę PwC Polska sp. z o.o. Dodatkowo plany połączenia ww. spółek, w tym parytety wymiany akcji spółek przejmowanych na akcje spółek przejmujących, były badane w zakresie poprawności i rzetelności przez wyznaczonego przez sąd rejestrowy biegłego, który nie stwierdził żadnych nieprawidłowości. Następnie sąd zarejestrował połączenia ww. spółek.

Na zgłoszone roszczenia Grupa PGE nie utworzyła rezerwy.

Odszkodowania od WorleyParsons

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

Kary umowne z roku 2013 zostały potrącone z wynagrodzenia należnego WorleyParsons w 2014 roku. Kary z roku 2014 w łącznej wysokości 30 mln PLN zostały potrącone z wynagrodzenia należnego WorleyParsons oraz z gwarancji bankowej. Po dokonaniu wszystkich potrąceń i uzyskaniu przez spółkę kwot z gwarancji bankowej, spółce przysługuje względem WorleyParsons roszczenie o zapłatę 14 mln PLN jako kara umowna tytułem opóźnienia.

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

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

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

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

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

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

W dniu 27 września 2016 roku odbyło się posiedzenie niejawne odbywające się w trybie art. 207 § 4 kpc., które dotyczyło spraw organizacyjnych związanych z prowadzeniem spraw, które zostały połączone do wspólnego rozpoznania i rozstrzygnięcia. W toku posiedzenia, m.in.:

- Ustalono porządek wymiany dalszych pism przygotowawczych. Strony otrzymały prawo do dwukrotnej wymiany pism. Replika na odpowiedź na pozew ma zostać złożona w terminie do dnia 28 listopada 2016 roku, a duplika w terminie do dnia 27 stycznia 2017 roku.
- Sąd wyznaczył pierwszą rozprawę na dzień 15 marca 2017 roku.
- Sąd skierował sprawę do mediacji.

Ponadto, w dniu 20 maja 2016 roku PGE EJ1 sp. z o.o. złożyła do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie wniosek o zawezwanie spółek WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. oraz WorleyParsons Group Inc. (dalej jako: Przeciwnicy) do próby ugodowej w zakresie roszczeń odszkodowawczych spółki tj. zapłaty na rzecz spółki kwoty 41 mln PLN wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od dnia wymagalności powyższej kwoty do dnia zapłaty tytułem odszkodowania za nienależyte wykonanie przez Przeciwników zobowiązań z umowy nr PGE/EJ1/08/2013 o badanie środowiska, badanie lokalizacji oraz usługi związane z uzyskaniem pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym związanym z budową przez PGE EJ sp. z o.o. pierwszej polskiej elektrowni jądrowej o mocy ok. 3.000 MW zawartej pomiędzy Przeciwnikami jako wykonawcą, a spółką jako zamawiającym w dniu 7 lutego 2013 roku.

6.6 Opis znaczących umów

W trzech kwartałach 2016 roku nie wystąpiły umowy, które spełniły kryterium umowy znaczącej.

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

W ramach Grupy w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2016 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów, gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

6.8 Utrata wartości majątku wytwórczego segmentu Energetyka Odnawialna

W ciągu I półrocza 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów wytwórczych oraz wartości firmy w segmencie Energetyka Odnawialna.

W III kwartale 2016 roku Grupa dokonała ponownej weryfikacji przesłanek i nie stwierdziła istotnych zmian w stosunku do poprzedniej analizy.

Do najważniejszych czynników wpływających na wartość odzyskiwalną aktywów w ocenie Grupy Kapitałowej PGE należą:

- Zmiany w otoczeniu rynkowym

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

- Zmiany w otoczeniu prawnym

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

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

Testy na utratę wartości zostały przeprowadzone na dzień 30 czerwca 2016 roku w odniesieniu do ośrodków wypracowujących środki pieniężne („CGU”) poprzez ustalenie ich wartości odzyskiwalnej. Wartość odzyskiwalna analizowanych aktywów została ustalona w oparciu o oszacowanie ich wartości użytkowej metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto na podstawie projekcji finansowych przygotowanych na zakładany czas użytkowania danego CGU. Zdaniem Grupy Kapitałowej PGE przyjęcie projekcji finansowych dłuższych niż pięcioletnie jest zasadne ze względu na fakt, iż rzeczowe aktywa trwałe wykorzystywane przez Grupę Kapitałową PGE mają istotnie dłuższy okres ekonomicznej użyteczności oraz ze względu na istotny i długoterminowy wpływ szacowanych zmian w otoczeniu regulacyjnym.

Przyjęte założenia

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

- uznanie za jeden CGU odpowiednio:
 - elektrowni szczytowo-pompowych
 - pozostałych elektrowni wodnych
 - poszczególnych elektrowni wiatrowych
- produkcja energii elektrycznej i praw majątkowych została założona na podstawie danych historycznych oraz oszacowań eksperckich wykonanych na potrzeby inwestycyjne, skorygowanych o dyspozycyjność poszczególnych jednostek,
- prognozy cen energii elektrycznej na lata 2016-2030, zakładające wzrost rynkowej ceny hurtowej o ponad 20% do roku 2020 oraz mniejszy wzrost w kolejnych latach (w cenach stałych),
- ceny praw majątkowych pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych zakładające wzrost cen w latach 2017 – 2019 w odniesieniu do cen obecnych oraz istotny spadek w kolejnych latach (z zastrzeżeniem, iż dla produkcji pokrytej wiążącymi kontraktami przyjęto ceny wynikające z tych kontraktów),
- wzrost obciążenia z tytułu podatku od nieruchomości,
- utrzymanie zdolności produkcyjnych w wyniku prowadzenia inwestycji o charakterze odtworzeniowym,
- przyjęcie średniego ważonego kosztu kapitału po opodatkowaniu (WACC) w okresie projekcji na poziomie 7,56%.

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

Utrata wartości majątku wytwórczego segmentu Energetyka Odnawialna

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

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

Analiza wrażliwości

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

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

6.9 Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Część wytwórców wchodzących obecnie w skład PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („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 2008-2015. W 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 sporządzania niniejszego sprawozdania większość postępowań prowadzonych jest przed Sądem Najwyższym.

Do 30 września 2016 roku:

- W dniu 7 kwietnia odbyła się rozprawa przed Sądem Najwyższym, podczas której rozpoznano skargę kasacyjną Prezesa URE w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla Oddziału Elektrociepłownia Lublin Wrotków za 2009 rok. Sąd Najwyższy uchylił zaskarżony wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie w całości i oddalił apelację PGE GiEK S.A. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi prawie 7 mln PLN. W konsekwencji tego wyroku Spółka przekazała tę kwotę na rachunek Zarządcy Rozliczeń S.A.
- W dniu 7 kwietnia Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla Oddziału Elektrociepłownia Lublin-Wrotków oraz Oddziału Elektrociepłownia Rzeszów za 2010 rok. Przedmiotowe postanowienie kończy postępowanie. Oznacza to utrzymanie w mocy stanowisk SOKiK oraz Sądu Apelacyjnego. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi 4 mln PLN.
- W dniu 14 kwietnia odbyła się rozprawa w Sądzie Apelacyjnym w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych dla Oddziału Elektrownia Opole za rok 2010. Sąd uwzględnił apelację Spółki i jednocześnie oddalił apelację Prezesa URE. Powyższe oznacza, że sąd zmienił zaskarżoną decyzję zgodnie z żądaniem odwołania Spółki. Wyrok jest prawomocny. Prezesowi URE przysługuje prawo do złożenia skargi kasacyjnej. Wartość przedmiotu sporu wynosi około 142 mln PLN. Zarządca Rozliczeń S.A. przekazała tę kwotę na rachunek Spółki.
- W dniu 12 maja odbyła się rozprawa w Sądzie Apelacyjnym w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla Oddziału Elektrociepłownia Rzeszów za 2012 rok. Sąd Apelacyjny wydał wyrok, którym zmienił wyrok SOKiK w całości i oddalił odwołanie Spółki. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi około 7 mln PLN.
- W dniu 12 maja Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej Spółki w sprawie wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym dla Oddziału Elektrociepłownia Rzeszów za 2009 rok oraz za 2011 rok. Wartość przedmiotu sporu w obu sprawach wynosi około 10 mln PLN.
- W dniu 8 sierpnia 2016 roku PGE GiEK S.A. otrzymała decyzję administracyjną Prezesa URE dotyczącą ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2015 rok. Wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych powstałych w jednostkach wytwórczych: Oddział Elektrownia Turów i Oddział Elektrownia Opole za 2015 rok wynosi ok. (+) 326 mln PLN. Spółka uważa tę kwotę za bezsporną. Wysokość zaliczek pobranych w 2015 roku wyniosła 251 mln PLN.
- W dniu 14 września 2016 roku Spółka złożyła apelację od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie w sprawie dotyczącej pozwu odszkodowawczego za 2008 roku przeciwko Skarbowi Państwa – Prezesowi URE o odszkodowanie za utracone korzyści dla Spółki, wskutek wydania przez Prezesa URE niekorzystnych decyzji dotyczących kosztów osieroconych za rok 2008. Wartość przedmiotu sporu w sprawie wynosi 57 mln PLN.

- W dniu 15 września 2016 roku Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej ogłosił orzeczenie w sprawie pytań prejudycjalnych dotyczących grupy kapitałowej w rozumieniu Ustawy KDT. Pytanie powyższe dotyczyło dwóch kwestii:
 - czy sądy krajowe mają kompetencje do rozstrzygnięcia spraw związanych z KDT?
 - czy podmioty wchodzące w skład grupy kapitałowej powinny się określać w oparciu o stan grupy kapitałowej odzwierciedlony w Załączniku 7 do Ustawy KDT, czy też w oparciu o stan faktyczny w każdym roku objętym tym programem?

Trybunał orzekł, iż organy i sądy krajowe nie są uprawnione do weryfikowania, czy przepisy krajowe uznane za dozwoloną pomoc publiczną są zgodne z założeniami zawartymi w Komunikacie Komisji dotyczącym metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi oraz że przy określaniu rocznej korekty rekompensaty kosztów osieroconych, którą należy wypłacić wytwórcy należącemu do grupy kapitałowej, należy uwzględnić tę przynależność i, co za tym idzie, wynik finansowy grupy w momencie dokonywania tej korekty. W ocenie Grupy Kapitałowej PGE odpowiedź Trybunału nie powoduje konieczności korekty rozliczeń z tytułu rekompensat KDT ujętych w sprawozdaniu finansowym.

W związku z powyższym na dzień 10 listopada 2016 roku został wyznaczony termin rozprawy kasacyjnej w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych dla Oddziału Zespół Elektrowni Dolna Odra za 2009 rok.

- Na dzień 8 grudnia 2016 roku wyznaczono termin posiedzenia pojednawczego z udziałem Spółki, jako wnioskodawcy oraz Prezesa URE, jako zawiadanego w sprawie dotyczącej zapłaty na rzecz Spółki kwoty 107 mln PLN, tytułem odszkodowania za utracone korzyści dla Spółki, w związku z wydaniem niekorzystnych decyzji za 2009 rok. Jest to już drugie zawiązanie do próby ugodowej w tej sprawie.

Wpływ na sprawozdanie za okres zakończony dnia 30 września 2016 roku

W sprawozdaniu finansowym za okres zakończony dnia 30 września 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła w przychodach ze sprzedaży przychody z tytułu KDT w wysokości 384 mln PLN.

Wyrok Sądu Apelacyjnego w sprawie korekty kosztów osieroconych za 2010 rok dla PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Opole spowodował w sprawozdaniu finansowym za okres zakończony 30 września 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 30 września 2016 roku korektę rozliczeń rekompensat KDT o kwotę (-) 25 mln PLN.

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

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

Ogółem w okresie 2008 – 30 września 2016 roku Grupa Kapitałowa PGE ujęła przychody z tytułu rekompensat KDT w wysokości 7.619 mln PLN.

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

Na dzień 30 września 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 21.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

6.11 Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w punkcie 5.1. niniejszego sprawozdania.

6.12 Informacja dotycząca wypłaty dywidendy za 2015 rok

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

Ustalony przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie dzień dywidendy, tj. dzień, w którym akcje PGE powinny znajdować się na rachunku inwestycyjnym akcjonariusza, miał miejsce 23 września 2016 roku a ustalony przez ZWZ termin wypłaty dywidendy nastąpił 14 października 2016 roku.

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

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

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

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

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

W dniu 26 sierpnia 2016 roku została złożona przez Exatel S.A. do Sądu Apelacyjnego w Warszawie skarga o uchylenie wyroku Sądu Arbitrażowego z dnia 23 czerwca 2016 roku.

6.15 Rating

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

W opublikowanym w dniu 25 maja 2016 roku komunikacie, Moody's docenia silną pozycję GK PGE jako zintegrowanej grupy energetycznej, dominującej na rynku energii elektrycznej w Polsce, w tym segmencie regulowanego obszaru dystrybucji, który charakteryzuje się niskim poziomem ryzyka operacyjnego. Jednocześnie Moody's wskazuje na duży udział paliw kopalnych w produkcji energii powodujący wysoką ekspozycję na ceny uprawnień do emisji a także niskie ceny energii elektrycznej oraz znaczący program inwestycyjny. Ponadto wskazuje, że odpowiednio wyważona polityka zarządzania oczekiwaniami akcjonariuszy i obligatariuszy będzie kluczowa dla utrzymania obecnego poziomu ratingu. Przyznane ratingi uwzględniają spodziewany wzrost dźwigni finansowej w związku z ujemnymi wolnymi przepływami pieniężnymi z tytułu znaczącego programu inwestycyjnego. W dniu 2 listopada 2016 roku Moody's opublikował aktualizację oceny ratingowej w związku z publikacją aktualizacji strategii GK PGE. Ocena ratingowa dla PGE S.A. pozostała na niezmiennym poziomie.

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

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

6.16 Umowa kompleksowa na dostawy gazu ziemnego realizowana przez PGNiG S.A.

W dniu 1 września 2016 roku PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., podpisały kontrakty indywidualne na sprzedaż paliwa gazowego, które zasilił elektrociepłownię w Rzeszowie i Lublinie.

Szacunkowa wartość kontraktów może sięgnąć 2 mld PLN a wolumen dostaw może wynieść łącznie ok. 2,2 mld m³. Kontrakty obowiązują do 1 października 2019 roku i zawierają opcję przedłużenia do 1 stycznia 2023 roku.

Kontrakty indywidualne zostały podpisane w ramach umowy ramowej z 8 października 2015 roku, która umożliwia zawieranie dodatkowych kontraktów na kolejne wolumeny.

6.17 Podwyższenie kapitału zakładowego PGE ze środków własnych Spółki

W dniu 5 września 2016 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE (NWZ) na wniosek Skarbu Państwa – większościowego akcjonariusza PGE, podjęło uchwałę w przedmiocie podwyższenia kapitału zakładowego ze środków własnych Spółki. NWZ podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego Spółki o kwotę 467.440.207,25 PLN, z kapitału zapasowego Spółki poprzez zwiększenie wartości nominalnej akcji serii A, B, C, D z 10 PLN do 10,25 PLN.

NWZ podjęło również uchwałę o przeznaczeniu części kapitału zapasowego na zapłatę zryczałtowanego podatku dochodowego należnego od akcjonariuszy w związku z podwyższeniem kapitału zakładowego ze środków własnych Spółki, dokonywanym wyżej wymienioną uchwałą.

Zgodnie z interpretacją podatkową Dyrektora Izby Skarbowej w Warszawie działającego w imieniu Ministra Finansów, o którą zwrócił się Zarząd Spółki, kwota podatku, którą Spółka winna odprowadzić do Urzędu Skarbowego w związku z podniesieniem kapitału zakładowego wynosi 110 mln PLN.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania brak informacji o rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego spółki przez sąd rejestrowy.

6.18 Złożenie wraz z partnerami wstępnej oferty na zakup aktywów EDF w Polsce

W dniu 16 września 2016 roku PGE S.A. wraz z Enea S.A., ENERGA S.A. oraz PGNiG TERMIKA S.A. („Partnerzy Biznesowi”) wspólnie złożyły EDF International SAS (EDF) wstępną, niewiążącą ofertę na zakup akcji i udziałów w spółkach należących do EDF w Polsce, posiadających konwencjonalne aktywa wytwórcze oraz prowadzących działalność usługową. Aktywa te obejmują w szczególności:

- Elektrownię Rybnik;
- Elektrociepłownię w Krakowie, Elektrociepłownię w Gdańsku, Elektrociepłownię w Gdyni, Elektrociepłownię i sieć ciepłowniczą w Toruniu;
- Elektrociepłownię i sieć ciepłowniczą w aglomeracji wrocławskiej, Elektrociepłownię i sieć ciepłowniczą w Zielonej Górze (należące do spółki Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A. oraz jej spółki zależnej Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.);
- Inwestycję w blok gazowy w Toruniu (w ramach EDF Gaz Toruń sp. z o.o.).

6.19 Osunięcie nadkładu na zwałowisku wewnętrznym Kopalni Węgla Brunatnego Turów

W nocy z 26 na 27 września 2016 roku rozpoczął się proces osuwiskowy na zwałowisku wewnętrznym Kopalni Węgla Brunatnego Turów. Osuwisko spowodowało pewne ograniczenia w działalności kopalni, jak i Elektrowni Turów, która wykorzystuje węgiel brunatny z kopalni do opalania bloków energetycznych. Kopalnia czasowo ograniczyła wydobycie węgla, co przełożyło się na ograniczenie wykorzystania zdolności wytwórczych elektrowni, w pełni wypełniając jednak zapotrzebowanie zgłaszane przez Operatora Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a część produkcji została przeniesiona do innych jednostek GK PGE.

W dniu 5 października 2016 roku została zakończona akcja ratownicza, której celem było zabezpieczenie sprzętu i infrastruktury, a sytuacja w rejonie osuwiska ustabilizowała się. Dostawy węgla do elektrowni odbywały się na bieżąco dzięki korzystaniu z zasobnika węglowego, w którym zmagazynowane są zapasy paliwa, oraz dzięki uruchamianiu kolejnych węglowych frontów wydobywczych. Od 7 października 2016 roku w kopalni działa front zwałowy, który umożliwia zdejmowanie nadkładu przykrywającego pokłady węgla brunatnego. W wyniku osuwiska zwałowarka i część układu transportowego oraz infrastruktury towarzyszącej zostały zniszczone. Obecnie nie ma zagrożenia zniszczenia pozostałego sprzętu i infrastruktury górniczej. Zaistniałe osuwisko nie ma istotnego wpływu na zasoby węgla brunatnego.

W związku z powyższym na dzień 30 września 2016 roku dokonano odpisu z tytułu trwałej utraty wartości majątku trwałego w wysokości 15,5 mln PLN. Dodatkowo Kopalnia Węgla Brunatnego Turów poniesie koszty związane z usuwaniem skutków osunięcia nadkładu oraz odtworzeniem części majątku. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania finansowego ostateczna wysokość tych nakładów nie jest jeszcze znana. Kopalnia Węgla Brunatnego Turów posiada polisę ubezpieczeniową zawartą z konsorcjum ubezpieczycieli, które we współpracy z rzeczoznawcami prowadzi wycenę i proces likwidacji szkody.

W dniu 25 października 2016 roku została przywrócona pełna zdolność wytwórcza Elektrowni Turów, a tym samym jej powrót do trybu pracy jak w okresie sprzed wystąpienia osuwiska.

6.20 Powołanie spółki ElectroMobility Poland

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENERGA S.A., Enea S.A. oraz Tauron Polska Energia S.A. w dniu 19 października 2016 roku powołały spółkę ElectroMobility Poland. Działalność nowej spółki ma przyczynić się do powstania systemu elektromobilności w Polsce.

Kapitał zakładowy na moment utworzenia spółki wynosi 10 mln PLN. Każda ze spółek powołujących ElectroMobility Poland obejmie po 25% kapitału akcyjnego, uzyskując w ten sposób po 25% głosów na walnym zgromadzeniu akcjonariuszy.

6.21 Wypowiedzenie umów na zakup praw majątkowych przez Enea S.A.

Dnia 28 oraz 31 października 2016 roku spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., PGE Energia Odnawialna S.A. oraz PGE Energia Natury PEW sp. z o.o. otrzymały z Enea S.A. wypowiedzenia umów długoterminowych na zakup przez Enea S.A. praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł tzw. zielonych certyfikatów.

Po wstępnej analizie dokumentów przesłanych przez Enea S.A., w opinii zarządów ww. spółek z Grupy Kapitałowej PGE, oświadczenia o wypowiedzeniu umów przedstawione przez Enea S.A. zostały złożone z naruszeniem warunków umownych a spółki podejmą stosowne kroki w celu dochodzenia swoich praw. W szczególności, w ocenie zarządu PGE GiEK S.A. wypowiedzenie umowy przez Enea S.A. jest bezzasadne oraz wbrew zawartemu wcześniej porozumieniu między stronami (list intencyjny) i na tej podstawie PGE GiEK S.A. będzie domagać się rekompensaty za wypowiedzenie umowy wieloletniej.

Szacowany wolumen zielonych certyfikatów, objętych umowami z Enea S.A., wynosi ok. 3.115 tys. MWh. Powyższa wartość została obliczona za okres od grudnia 2016 roku (tj. miesiąca, od którego Enea S.A. zamierza zaprzestać zakupu zielonych certyfikatów - po uwzględnieniu okresu wypowiedzenia) do końca pierwotnie zakładanego okresu obowiązywania umów.

7 Oświadczenia Zarządu

7.1 Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., okresowe 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.

8 Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 8 listopada 2016 roku.

Warszawa, 8 listopada 2016 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu **Henryk Baranowski**

Wiceprezes Zarządu **Marta Gajęcka**

Wiceprezes Zarządu **Bolesław Jankowski**

Wiceprezes Zarządu **Marek Pastuszko**

Wiceprezes Zarządu **Paweł Śliwa**

Wiceprezes Zarządu **Ryszard Wasilek**

Wiceprezes Zarządu **Emil Wojtowicz**

SŁOWNICZEK

Biomasa	stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
CCS	Carbon Capture and Storage, zespół technologii służących do wychwytywania i podziemnego magazynowania CO ₂ ze spalin powstających w wyniku spalania paliw kopalnych
CDM	Mechanizm Czystego Rozwoju (Clean Development Mechanisms); jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 12 Protokołu z Kioto
CER	Certified Emission Reductions, jednostki poświadczonej redukcji emisji
Dobre Praktyki	Dokument „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęty uchwałą Rady Giełdy z dnia 13 października 2015 roku i obowiązujący od dnia 1 stycznia 2016 roku
Dystrybucja	transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	specjalny typ elektrowni wodnych. Dla swojej działalności oprócz wody pochodzącej z rzeki i różnicy poziomów zwierciadła wody potrzebują dwa zbiorniki wodne połączone ze sobą kanałem lub rurociągami. Przy dolnym zbiorniku lub przy zaporze górnego zbiornika zlokalizowana jest elektrownia. Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Funkcja ich jest realizowana poprzez zapewnienie jego stabilności, dostarczanie energii biernej, magazynowanie nadmiaru mocy w systemie i dostarczanie mocy do systemu w momencie zapotrzebowania. Elektrownie szczytowo-pompowe posiadające dopływ naturalny wód rzeki do górnego zbiornika generują również energię z odnawialnych źródeł energii. Głównym odbiorcą energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie szczytowo-pompowe jak i świadczonych przez nie usług jest OSP.
Energia czarna	umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
ERU	Emission Reduction Unit, jednostki redukcji emisji
EUA	European Union Allowances, zbywalne prawa do emisji CO ₂ ; jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63—87)
EW	Elektrownia Wodna
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = około 278 kWh
GPZ	główny punkt zasilania, rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
Gwe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
Inflacja HICP	(ang. <i>Harmonised Index of Consumer Prices</i>) - zharmonizowany indeks cen konsumpcyjnych wprowadzony przez Komisję Europejską. Zgodnie z traktatem z Maastricht, wskaźnik HICP jest podstawą do oceny wzrostu cen w krajach Unii.
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji
IRZ	Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A.
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JI	Joint Implementation, Wspólne Wdrożenia; jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 6 Protokołu z Kioto
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP (IRiESP)
KDT	Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NOx	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych
Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi

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 - wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania przerwy (długiej, bardzo długiej oraz katastrofalnej), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIDI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy tylko wyłączeń w sieci średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN).
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index - wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw (długich, bardzo długich oraz katastrofalnych), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIFI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy tylko wyłączeń w sieci średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN).
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
Szczyt	szczyt (Peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat

Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
TFS	Tradition Financial Services, platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO ₂
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ V} = 1 \text{ J} / 1 \text{ C} = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (\text{A} \times \text{s}^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ W} = 1 \text{ J} / 1 \text{ s} = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
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