

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

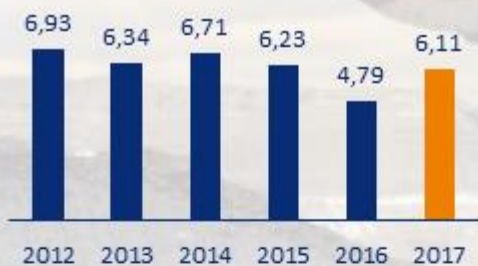
zakończony 30 września 2017 roku

Spis treści

1. Działalność Grupy Kapitałowej	5
1.1. Opis Organizacji	5
1.2. Skład Organizacji	6
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja	10
2.1. Aktualizacja strategii Grupy Kapitałowej	10
2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych	11
3. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	19
3.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów	20
3.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE	24
3.3. Segment działalności - Energetyka Konwencjonalna	27
3.4. Segment działalności - Energetyka Odnawialna	31
3.5. Segment działalności - Dystrybucja	33
3.6. Segment działalności - Obrót	35
3.7. Pozostała Działalność	36
4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	37
4.1. Umowa Inwestycyjna w sprawie inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o.	37
4.2. Inwestycja kapitałowa w Polimex-Mostostal S.A.	37
4.3. Zakup aktywów EDF w Polsce	37
4.4. Wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A.	37
4.5. Opis znaczących umów	37
4.6. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej	37
4.7. Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT	40
4.8. Kwestie prawne	40
4.9. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	40
4.10. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	40
4.11. Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	40
4.12. Działania związane z energetyką jądrową	40
4.13. Sprzedaż 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa	42
4.14. Podział zysków 2016 roku	42
4.15. Wypowiedzenie umowy sprzedaży praw majątkowych przez Energa-Obrót S.A.	42
4.16. Awarie sieci spowodowane przez silne wiatry	43
5. Transakcje z podmiotami powiązаныmi	43
6. Publikacja prognoz finansowych	43
7. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	43
7.1. Akcjonariusze Spółki posiadający znaczne pakiety akcji	43
7.2. Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	43
8. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	45
8.1. Otoczenie makroekonomiczne	45
8.2. Otoczenie regulacyjne	47
8.3. Ceny energii elektrycznej	48
8.4. Rynki zaopatrzenia	58
9. Oświadczenia Zarządu	60
9.1. Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	60
10. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	60
Słowniczek	61



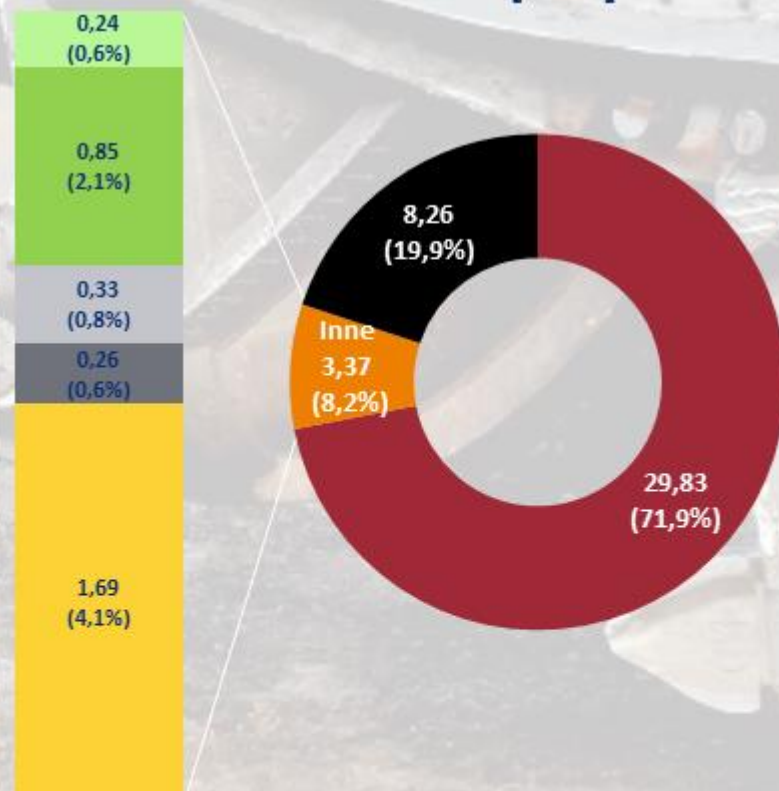
EBITDA
[MLD PLN] 9 MIESIĘCY



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO [TWh] 9 MIESIĘCY



STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ [TWh]



* zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące aktywa trwałe

	ENERGETYKA KONWENCJONALNA	ENERGETYKA ODNAWIALNA	OBRÓT	DYSTRYBUCJA
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	Obrót hurtowy i detaliczny energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym oraz produktami powiązаныmi, paliwami i uprawnieniami do emisji CO ₂	Świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć
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	-	287 004 km linii dystrybucyjnych
Wolumeny energii	Produkcja energii elektrycznej netto 40,02 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,44 TWh	Sprzedaż energii do odbiorców finalnych 29,68 TWh	Dystrybuowana energia 26,20 TWh
Pozycja rynkowa	PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (79%), jak również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej	PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkowym udziałem ok. 10% (razem z biomasą)	Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii z ok. 26% udziałów w polskim rynku dystrybucji energii
Przychody [mln PLN]	9 398	530	11 240	4 727
EBITDA [mln PLN]	3 401	239	614	1 807
Udział w EBITDA Grupy	56%	4%	10%	30%
CAPEX [mln PLN]	3 041	49	9	1 060
Aktywa [mln PLN]	37 278	3 493	3 515	17 564

1. Działalność Grupy Kapitałowej

1.1. Opis Organizacji

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („GK PGE”, „Grupa Kapitałowa PGE”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa PGE”, „Grupa”) jest największym pod względem przychodów, zainstalowanych mocy wytwórczych oraz wolumenu produkcji energii elektrycznej zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce.

Dzięki połączeniu własnej bazy surowcowej, wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci dystrybucyjnej PGE gwarantuje bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do ponad 5 milionów gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji.

PGE jest największym producentem energii elektrycznej w Polsce, jednym z liderów w handlu hurtowym i detalicznym oraz drugim pod względem ilości klientów dystrybutorem energii na polskim rynku dystrybucji energii elektrycznej.

Podmiotem dominującym GK PGE jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („PGE S.A.”, „PGE”, „Spółka”, „Emitent”).

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

- Energetyka Konwencjonalna

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych oraz przesyłanie i dystrybucja ciepła.

- Energetyka Odnawialna

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych.

- Obrót

Przedmiotem działalności segmentu jest obrót energią elektryczną na terenie całego kraju, hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, świadczenie usług na rzecz spółek z Grupy PGE związanych z zarządzaniem handlowym zdolnościami wytwórczymi Grupy Kapitałowej i wytworzoną energią elektryczną oraz obrót pozwoleniami do emisji CO₂, prawami majątkowymi i gazem.

- Dystrybucja

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć.

Od 16 grudnia 2016 roku w związku ze zmniejszeniem tzw. „obligo giełdowego” (obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej) większa część obrotu odbywa się bilateralnie w ramach Grupy Kapitałowej. Zmiana ta w znaczący sposób przełożyła się na spadek wolumenu sprzedaży oraz zakupu energii elektrycznej (por. pkt 3.2.1 niniejszego sprawozdania) i co za tym idzie poziom skonsolidowanych przychodów (por. pkt 3.1.3 niniejszego sprawozdania) oraz kosztów. Miało to ograniczony wpływ na rzeczywisty poziom rentowności GK PGE.

1.2. Skład Organizacji

Pełny skład GK PGE został przedstawiony w nocie nr 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

1.2.1. Najistotniejsze zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2017 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie nr 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Utworzenie nowych spółek

Podmiot/-y	Data rejestracji w KRS	Kapitał zakładowy	Komentarz
PGE Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych S.A.	27 stycznia 2017	750 000 PLN	29 grudnia 2016 roku PGE S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Warszawie w formie spółki akcyjnej.
PGE Inwest 19 sp. z o.o.	24 lutego 2017	10 000 PLN	1 lutego 2017 roku PGE S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Warszawie w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością.

Podwyższenia kapitałów zakładowych spółek

Podmiot	Data rejestracji w KRS	(1) (2) (3)	Kapitał przed Zwiększenie Kapitał po	Komentarz
PGE Inwest 13 sp. z o.o. (obecnie jest to spółka akcyjna, a jej firma brzmi: PGE Inwest 13 S.A.)	27 stycznia 2017	(1) (2) (3)	20 000 PLN 730 000 PLN 750 000 PLN	7 grudnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Nowa Energia sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 15 sp. z o.o.)	22 marca 2017	(1) (2) (3)	20 000 PLN 50 000 PLN 70 000 PLN	20 grudnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE EJ 1 sp. z o.o.	15 lutego 2017	(1) (2) (3)	275 859 450 PLN 34 999 020 PLN 310 858 470 PLN	21 grudnia 2016 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego. Podwyższenie zostało objęte w zamian za wkłady pieniężne przez wszystkich wspólników spółki, tj. PGE S.A., KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz ENEA S.A. proporcjonalnie do posiadanych udziałów. PGE S.A. posiada 70% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Nowa Energia sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 15 sp. z o.o.)	18 kwietnia 2017	(1) (2) (3)	70 000 PLN 5 150 000 PLN 5 220 000 PLN	28 marca 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Centrum sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 6 sp. z o.o.)	22 maja 2017	(1) (2) (3)	20 000 PLN 1 500 000 PLN 1 520 000 PLN	7 kwietnia 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

PGE Inwest 16 sp. z o.o.	27 kwietnia 2017	(1) 200 000 PLN (2) 900 000 PLN (3) 1 100 000 PLN	7 kwietnia 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych S.A.	2 czerwca 2017	(1) 750 000 PLN (2) 5 500 000 PLN (3) 6 250 000 PLN	12 maja 2017 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% akcji w kapitale zakładowym.
PGE Ventures sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 7 sp. z o.o.)	22 września 2017	(1) 20 000 PLN (2) 420 000 PLN (3) 440 000 PLN	29 maja 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Nowa Energia sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 15 sp. z o.o.)	7 sierpnia 2017	(1) 5 220 000 PLN (2) 2 000 000 PLN (3) 7 220 000 PLN	30 maja 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Obsługa Księgowo – Kadrowa sp. z o.o.	26 września 2017	(1) 2 050 000 PLN (2) 4 000 000 PLN (3) 6 050 000 PLN	21 lipca 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Ventures sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 7 sp. z o.o.)	Brak rejestracji w KRS	(1) 440 000 PLN (2) 20 960 000 PLN (3) 21 400 000 PLN	28 września 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Nowa Energia sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 15 sp. z o.o.)	Brak rejestracji w KRS	(1) 7 220 000 PLN (2) 8 000 000 PLN (3) 15 220 000 PLN	28 września 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Centrum sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 6 sp. z o.o.)	Brak rejestracji w KRS	(1) 1 520 000 PLN (2) 6 800 000 PLN (3) 8 320 000 PLN	28 września 2017 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte przez PGE S.A. w zamian za wkład pieniężny. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

Nabywanie lub zbywanie akcji/udziałów przez spółki

Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Liczba nabytych akcji/ udziałów	Komentarz
Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. („PGG”) – objęcie przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GiEK S.A.”, „PGE GiEK”) udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	3 listopada 2016 27 stycznia 2017 podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	833 333 udziałów	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 366 667 000 PLN do kwoty 2 672 274 200 PLN poprzez ustanowienie nowych udziałów. PGE GiEK S.A. objęła 833 333 udziały o wartości nominalnej 83 333 300 PLN, stanowiące 3,1% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG.
PGG – objęcie przez PGE GiEK S.A. udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	1 lutego 2017 10 marca 2017 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	555 556 udziałów	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 244 444 000 PLN do kwoty 2 916 718 200 PLN, poprzez ustanowienie nowych udziałów. PGE GiEK S.A. objęła 555 556 udziałów o wartości nominalnej 55 555 600 PLN, stanowiących 1,9% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG.

PGG – objęcie przez PGE GiEK S.A. udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	3 kwietnia 2017 7 czerwca 2017 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	500 000 udziałów	31 marca 2017 roku została podpisana umowa inwestycyjna pomiędzy spółkami PGE GiEK S.A., ENEA S.A., ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A., WĘGLOKOKS S.A., Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o., Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych oraz PGG. Umowa inwestycyjna określa warunki inwestycji finansowej w PGG. Umowa Inwestycyjna zakłada dokapitalizowanie PGG w trzech etapach przez PGE GiEK S.A., ENEA S.A., ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., PGNiG TERMIKA S.A. i Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. na łączną kwotę 1 mld PLN. W ramach dokapitalizowania PGG, spółka PGE GiEK S.A. zobowiązała się do objęcia nowych udziałów PGG o łącznej wartości nominalnej 100 mln PLN w zamian za wkład pieniężny w kwocie 100 mln PLN. Na podstawie tej umowy Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 500 000 000 PLN do kwoty 3 416 718 200 PLN, poprzez ustanowienie nowych udziałów. PGE GiEK S.A. objęła 500 000 udziałów o wartości nominalnej 50 000 000 PLN, stanowiących 1,5% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG.
PGG – objęcie przez PGE GiEK S.A. udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	14 czerwca 2017 7 lipca 2017 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	200 000 udziałów	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 200 000 000 PLN do kwoty 3 616 718 200 PLN, poprzez ustanowienie nowych udziałów. PGE GiEK S.A. objęła 200 000 udziałów o wartości nominalnej 20 000 000 PLN, stanowiących 0,6% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG. Aktualnie PGE GiEK S.A. posiada łącznie 5 700 000 udziałów o wartości nominalnej 570 000 000 PLN stanowiących 15,76% w kapitale zakładowym PGG.
Polimex-Mostostal S.A. („Polimex”) – objęcie przez PGE S.A. akcji w podwyższonym kapitale zakładowym Polimex	20 stycznia 2017 21 lutego 2017 podwyższenie kapitału zakładowego Polimex zostało zarejestrowane w KRS	37 500 000 akcji zwykłych na okaziciela	18 stycznia 2017 roku została podpisana umowa inwestycyjna pomiędzy spółkami PGE S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A., PGNiG Technologie S.A. („Inwestorzy”) oraz Polimex, na podstawie której, z zastrzeżeniem warunków zawieszających wskazanych w tej umowie, Inwestorzy zobowiązali się dokonać inwestycji w Polimex. Przedmiotowa inwestycja polega na objęciu przez Inwestorów łącznie 150 000 000 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 2 PLN każda, po cenie emisyjnej wynoszącej 2 PLN za jedną akcję („Akcje Nowej Emisji”), emitowanych przez Polimex w ramach podwyższenia kapitału zakładowego Polimex o kwotę do 300 000 000 PLN („Umowa Inwestycyjna”). Zgodnie z Uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Polimex z 28 grudnia 2016 roku w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego, Akcje Nowej Emisji zostały dopuszczone i wprowadzone do obrotu na rynku regulowanym Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. oraz zostały zdematerializowane. Na podstawie Umowy Inwestycyjnej, w związku ze spełnieniem warunków zawieszających, 20 stycznia 2017 roku PGE S.A. przyjęła ofertę objęcia w trybie subskrypcji prywatnej 37 500 000 Akcji Nowej Emisji za łączną cenę wynoszącą 75 000 000 PLN.
Polimex – nabycie akcji przez PGE S.A. (umowa sprzedaży akcji)	20 stycznia 2017	1 500 001 akcji	18 stycznia 2017 roku została podpisana umowa pomiędzy Inwestorami oraz SPV Operator zobowiązująca strony tej umowy, pod warunkiem ziszczenia się warunków zawieszających zastrzeżonych w umowie, do przeprowadzenia transakcji dotyczącej zbycia przez SPV Operator łącznie 6 000 001 akcji Polimex na rzecz Inwestorów. W ramach umowy PGE S.A. zobowiązała się do nabycia 1 500 001 akcji Polimex. 20 stycznia 2017 roku w związku ze ziszczeniem się warunków zawieszających, PGE S.A. nabyła 1 500 001 akcji Polimex od SPV Operator.
Polimex – nabycie akcji przez PGE S.A. (wezwanie do sprzedaży akcji)	28 kwietnia 2017	24 akcje	W związku z wymogami przepisów prawa dotyczących rynku kapitałowego, w wyniku ogłoszenia przez Inwestorów wezwania do sprzedaży akcji w liczbie powodującej osiągnięcie przez Inwestorów 66% ogółu głosów na Walnym Zgromadzeniu Polimex, Inwestorzy w dniu 28 kwietnia 2017 roku nabyli łącznie 96 akcji Polimex, w tym PGE nabyła 24 akcje tej spółki. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego Polimex, transakcji nabycia akcji od SPV Operator oraz wezwania do sprzedaży akcji, Inwestorzy posiadają łącznie 156 000 097 akcji stanowiących obecnie 65,93% udziału w kapitale zakładowym Polimex, w tym PGE S.A. posiada 39 000 025 akcji stanowiących 16,48% udziału w kapitale zakładowym.
EXATEL S.A. – sprzedaż akcji przez PGE S.A.	29 marca 2017	8 360 211 akcji	Pomiędzy PGE S.A. oraz Skarbem Państwa Rzeczypospolitej Polskiej („Skarb Państwa”) zawarta została umowa sprzedaży 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa. W wyniku transakcji sprzedaży, EXATEL S.A. oraz jej spółka zależna ENERGO-TEL S.A. nie wchodzi obecnie w skład Grupy Kapitałowej PGE.
PGE GiEK S.A. – przymusowy wykup akcji przez PGE S.A.	10 kwietnia 2017	67 052 akcji	Centralny Dom Maklerski Pekao S.A., prowadzący księgę akcyjną PGE GiEK S.A., dokonał wpisów w księdze akcyjnej o przeniesieniu na rzecz PGE S.A. własności 67 052 akcji spółki PGE GiEK S.A. objętych procedurą przymusowego wykupu, a dotychczas nieprzeniesionych na PGE S.A. W związku z powyższym PGE S.A. posiada obecnie akcje stanowiące 100% udziału w kapitale zakładowym PGE GiEK S.A.

<p>EDF Polska S.A. oraz EDF Investment III B.V. – nabycie akcji przez PGE S.A. (warunkowa umowa sprzedaży akcji)</p>	<p>19 maja 2017</p> <p>W wyniku braku spełnienia wszystkich warunków zawieszających zawartych w umowie sprzedaży, akcje spółek nie zostały przeniesione na PGE S.A.</p>	<p>W dniu 19 maja 2017 roku PGE S.A. oraz EDF International SAS i EDF Investment II B.V. (razem „EDF”) podpisały warunkową umowę sprzedaży akcji („Umowa”) dotyczącą sprzedaży aktywów EDF w Polsce. Umowa dotyczy w szczególności („Transakcja”): nabycia 99,51% akcji EDF Polska S.A., nabycia 100% akcji EDF Investment III B.V., pośredniego nabycia 50% i 1 akcji ZEW Kogeneracja S.A. (akcje w posiadaniu EDF Polska S.A. i EDF Investment III B.V.) oraz nabycia akcji w spółkach zależnych od EDF Polska S.A. prowadzących działalność pomocniczą. Z uwagi na brak spełnienia warunków zawieszających, akcje spółek EDF Polska S.A. oraz EDF Investment III B.V. nie zostały przeniesione na PGE S.A. Zamknięcie Transakcji planowane jest nie później niż 2 stycznia 2018 roku. Po zamknięciu Transakcji, w myśl polskich przepisów dotyczących rynku kapitałowego, w konsekwencji nabycia akcji ZEW Kogeneracja S.A., PGE będzie zobligowana do ogłoszenia wezwania na sprzedaż akcji ZEW Kogeneracja S.A. w liczbie powodującej osiągnięcie 66% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu ZEW Kogeneracja S.A.</p>
---	---	--

Łączenia spółek

Spółka przejmująca/Spółka przejmowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
PGE Energia Odnawialna S.A. - spółka przejmująca	19 i 20 października 2017	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Odnawialna S.A. oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Energia Natury sp. z o.o. 20 października 2017 roku podjęły uchwały o połączeniu PGE Energia Odnawialna S.A. jako Spółki Przejmującej i PGE Energia Natury sp. z o.o. jako Spółki Przejmowanej, poprzez przeniesienie na Spółkę Przejmującą całego majątku Spółki Przejmowanej bez wydawania nowych akcji Spółki Przejmującej w zamian za udziały Spółki Przejmowanej, zgodnie z art. 516 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie Spółki Przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. jest jedynym wspólnikiem PGE Energia Natury sp. z o.o.
PGE Energia Natury sp. z o.o. - spółka przejmowana	Brak rejestracji w KRS	

Przekształcenia spółek

Spółka przekształcana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
PGE Inwest 13 sp. z o.o. po przekształceniu:	25 kwietnia 2017	750 akcji
PGE Inwest 13 S.A.	26 kwietnia 2017	Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki 25 kwietnia 2017 roku podjęło uchwałę w sprawie przekształcenia tej spółki w jednoosobową spółkę akcyjną pod firmą: PGE Inwest 13 S.A. PGE S.A. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym PGE Inwest 13 sp. z o.o. 26 kwietnia 2017 roku PGE S.A. podpisała Statut PGE Inwest 13 S.A. i powołała organy tej spółki.
	16 maja 2017	PGE Inwest 13 S.A. została zarejestrowana w KRS

2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja

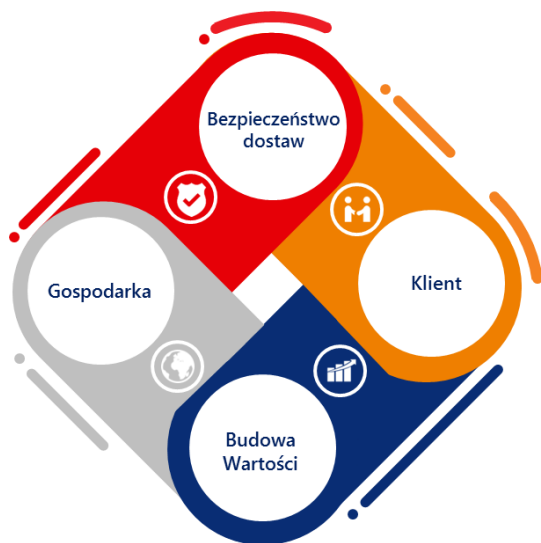
2.1. Aktualizacja strategii Grupy Kapitałowej

6 września 2016 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. zatwierdziła przedstawioną przez Zarząd Spółki Aktualizację Strategii Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie do 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.

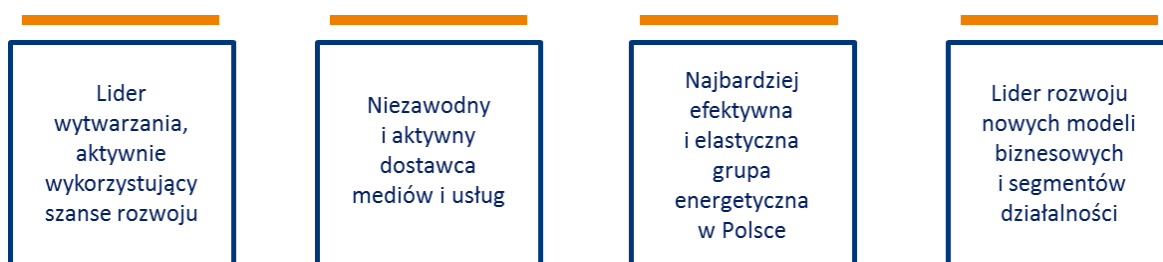
Rysunek: Redefinicja misji GK PGE.



Nowa misja GK PGE

Zapewniamy bezpieczeństwo i rozwój poprzez niezawodność dostaw, doskonałość techniczną, nowoczesne usługi i partnerskie relacje

Zaktualizowana wizja określa docelową pozycję Grupy PGE w czterech obszarach:



2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych

2.2.1. 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. Grupa PGE podchodzi do planów rozwoju nowych mocy wytwórczych w sposób elastyczny, mając każdorazowo na celu podjęcie najkorzystniejszej decyzji pod względem ekonomicznym, technicznym, a także uwzględniającej specyficzną lokalizację poszczególnych aktywów. Z tego względu 30 sierpnia 2017 roku Komitet Inwestycyjny (ciało doradcze zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.) zarekomendował uruchomienie fazy przygotowania do realizacji nowego bloku w Elektrowni Dolna Odra w oparciu o paliwo gazowe.

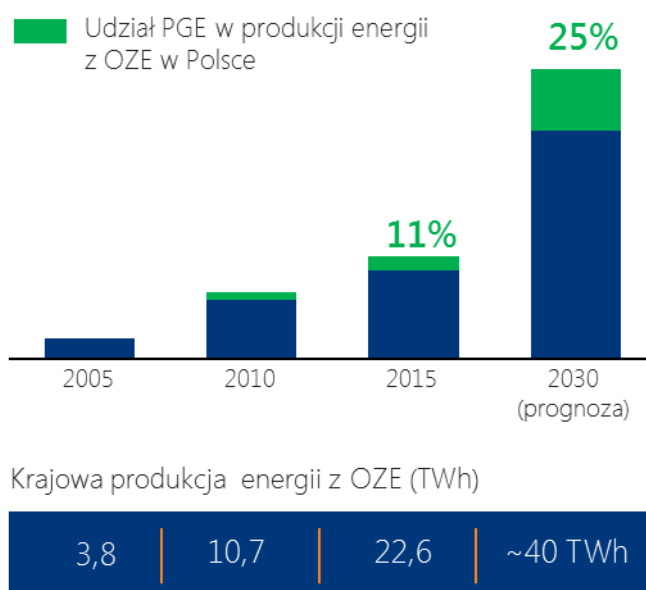
Spółka będzie dokonywać w optymalnym zakresie modernizacji elektrowni i elektrociepłowni, aby odpowiadały nowym normom emisji przemysłowych BAT (ang. BAT - Best Available Technology).

Grupa PGE otrzymała warunkową zgodę na zakup aktywów francuskiego EDF w Polsce. W wyniku realizacji umowy warunkowej zainstalowane moce elektryczne Grupy PGE zwiększą się o 25% i osiągną poziom 15,95 GWe.

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 odnawialnych źródeł energii („OZE”) i w 2030 roku wytwarzać ok. 25% krajowej produkcji energii z OZE. Aby osiągnąć ten ambitny cel Grupa PGE planuje 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, w tym również klastrów energii. Realizacja tych inwestycji będzie uzależniona od sukcesu w aukcyjnym systemie wsparcia, zbudowania innowacyjnego modelu finansowania, wdrożenia nowych modeli biznesowych dla segmentu mikroinstalacji oraz efektów współpracy z samorządami.

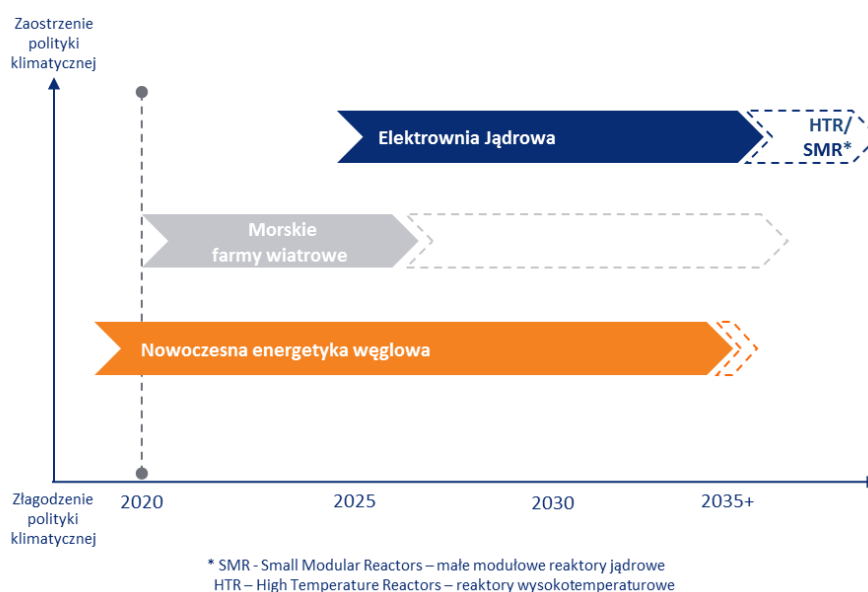
Rysunek: Aspiracja Grupy PGE w krajowej produkcji energii z OZE.



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 około 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.



2.2.2. 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 opomiarowania 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, co wpłynie pozytywnie na monitorowane wskaźniki satysfakcji klienta. Osiągnięcie statusu niezawodnego, wiarygodnego i nowoczesnego dostawcy, pozwoli Grupie PGE na utrzymanie niskiego wskaźnika migracji klientów w segmencie masowym.

2.2.3. 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 Grupy PGE oraz utrzymanie potencjału w zakresie finansowania programu rozwoju. Cele i inicjatywy w zakresie poprawy efektywności operacyjnej i kosztowej są przypisane do każdej linii biznesowej Grupy.

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



Redukcja kosztów kontrolowanych będzie realizowana zarówno poprzez modyfikację w strukturze organizacyjnej, jak i optymalizację procesów. 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, sprawne tworzenie nowych linii biznesowych oraz wydzielenie linii biznesowej „Kogeneracja”. Optymalizacja procesów będzie skupiać się na podniesieniu efektywności operacyjnej mierzonej wskaźnikami odnoszącymi się do kosztu, czasu i jakości poszczególnych procesów podstawowych i wspierających. W ramach strategii zarządzania kapitałem ludzkim planowane jest wdrożenie korporacyjnych zasad zatrudniania, mobilności i wynagradzania, a także inne inicjatywy związane z optymalizacją kosztów pracy. 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, uwzględniające m.in. klasę aktywów pozwoli na obniżenie kosztów utrzymania majątku i nakładów modernizacyjno-odtworzeniowych przy zachowaniu odpowiedniej dyspozycyjności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Wzrost elastyczności Grupy PGE osiągnięty będzie głównie dzięki mechanizmom monitorowania otoczenia i szybkiego reagowania na zmiany, zwiększeniu mobilności pracowników, współpracy z partnerami zewnętrznymi, ośrodkami naukowymi i akademickimi oraz przyspieszeniu procesów decyzyjnych, analitycznych i raportowych.

2.2.4. Lider rozwoju nowych modeli biznesowych i segmentów działalności

Zaktualizowana strategia kładzie szczególny nacisk na rozwijanie nowych modeli biznesowych i segmentów działalności w celu zdywersyfikowania struktury przychodów i wzrostu wyniku EBITDA z nowej 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 i formy jego realizacji. Wśród nowych rozwiązań technologicznych będących w obszarze zainteresowania Grupy PGE są m.in. magazyny energii, elektromobilność, w tym car sharing, bike-sharing, budowa punktów ładowania, 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 – (projekt Smart Energy), gaz ziemny i zarządzanie popytem.

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. Realizowany będzie ponadto szeroki zakres inicjatyw poprawiających efektywność energetyczną infrastruktury i budynków należących do spółki.

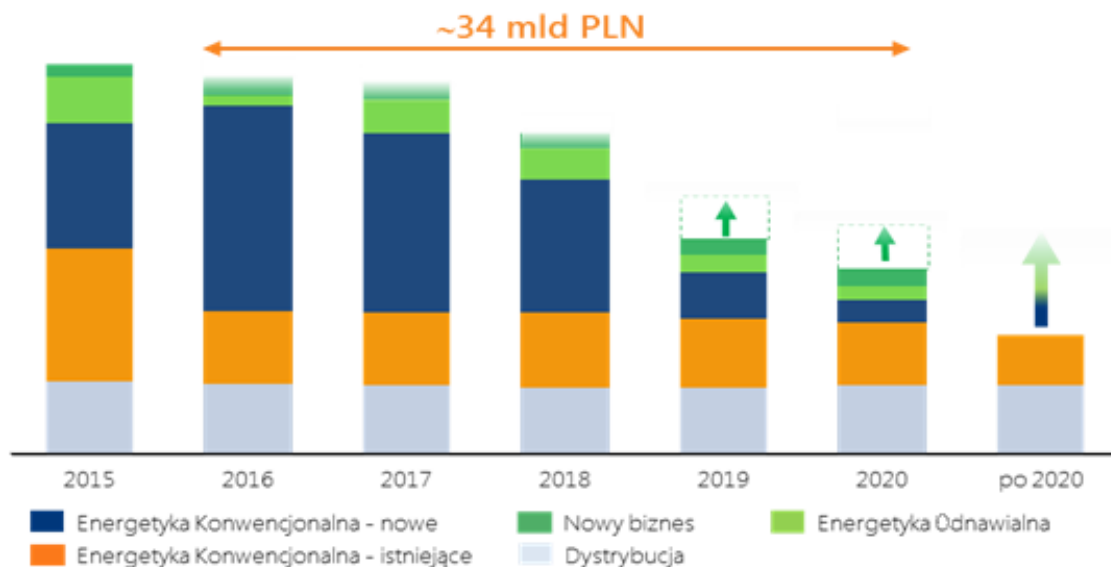
Grupa PGE przeznaczy co najmniej 25 mln PLN rocznie na inwestycje kapitałowe w innowacyjne start-upy oraz inkubację i akcelerację projektów na najwcześniejszym etapie rozwoju. Działania w tych obszarach będą realizowane przez spółkę PGE

Ventures sp. z o.o. („PGE Ventures”), specjalistyczny fundusz CVC (ang. *corporate venture capital*) oraz spółkę PGE Nowa Energia sp. z o.o. („PGE Nowa Energia”).

Inwestycje

W latach 2016 – 2020, 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 poziom wydatków na istniejące moce w Energetyce Konwencjonalnej będzie stopniowo malał. 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 Grupy 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 koncentruje się na ograniczaniu wpływu na środowisko, działaniu w oparciu o zasady etyczne oraz zaangażowaniu na rzecz lokalnych społeczności.

Kluczowe projekty realizowane w trzech kwartałach 2017 roku

Inwestycje
rozwojowe

Budowa nowych bloków w Elektrowni Opolo

- **cel projektu:** budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy
- budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 8 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 wg obowiązującej umowy z Generalnym Wykonawcą: blok 5 – 31 lipca 2018, blok 6 – 31 marca 2019 roku, przy czym w dniu 26 września 2017 roku Generalny Wykonawca przedstawił Zamawiającemu propozycję przesunięcia terminów zakończenia realizacji inwestycji: blok 5 – na 20 grudnia 2018 roku, blok 6 – na 31 lipca 2019 roku
- 31 stycznia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót
- status: zakończono montaż turbozespołu nr 5, osiągnięto zaawansowany poziom prac w obrębie kotła nr 5; w zakresie bloku nr 6 wykonano próbę szczelności układów ciśnieniowych kotła zakończoną wynikiem pozytywnym, kontynuowany jest montaż turbozespołu; podane zostało napięcie z KSE na rezerwowe układy zasilania bloków, tym samym energia dla potrzeb rozruchu będzie już podawana w sposób docelowy; ogólne zaawansowanie prac w Projekcie na koniec września 2017 roku wynosiło około 86%

Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów

- **cel projektu:** budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW
- budżet: ok. 4 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 1 mld PLN
- paliwo: węgiel brunatny
- sprawność netto: 43,1%
- wykonawca: konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas
- przekazanie bloku do eksploatacji: I półrocze 2020 roku
- 1 grudnia 2014 roku - wydanie Polecenia Rozpoczęcia Robót
- status: kontynuowano scalanie elementów ciśnieniowych kotła; rozpoczęto montaż turbozespołu; prowadzone są prace w zakresie układów gospodarek pomocniczych; trwa wznoszenie płaszcz chłodni kominowej

Budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów

- **cel projektu:** budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii o mocy ok. 8 MWe w kondensacji (4,6 MWe + 16,5 MWt w kogeneracji)
- budżet: ok. 293 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 53 mln PLN
- paliwo: odpady komunalne
- sprawność kotła: 86%
- wykonawca: konsorcjum firm: T.M.E. S.p.A. Termomeccanica Ecologia i Astaldi S.p.A.
- 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: zakończono scalanie elementów ciśnieniowych kotła; dostarczono na teren budowy turbozespół i posadowiono go na miejscu docelowym; zakończono montaż reaktora instalacji odsiarczania spalin, prowadzony jest montaż układów gospodarek pomocniczych w tym m.in. układu odzysku ciepła ze spalin oraz elementów układu chłodzenia

Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe

Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów

- **cel projektu:** dostosowanie do przyszłych wymagań konkluzji BAT w zakresie dopuszczalnych emisji SO_x, NO_x i pyłu oraz zwiększenie dyspozycyjności, sprawności i podwyższenie nominalnej mocy elektrycznej każdego turbozespołu o ok. 15 MWe
- status: kontynuowano wymianę ekranów kotła i montaż cyklonów oraz prace przy obmurzu leja komory paleniskowej. Zostały zamknięte korpusy wysokoprężne, średnioprężne i niskoprężne turbiny, zasprzęglono turbinę z generatorem, zakończono montaż mechaniczny oraz montaż po stronie elektrycznej i aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki („AKPiA”) elektrofiltra. Trwają prace montażowe AKPiA i układów elektrycznych na kotłowni i maszynowni. Został opracowany projekt wykonawczy dla bloku nr 2 m.in. w zakresie wyspy turbinowej i elektrofiltra oraz projekt podstawowy m.in. w zakresie AKPiA i chłodni kominowej
- budżet: 0,8 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2020 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

- **cel projektu:** 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
 - status: trwają prace związane z wypełnieniem i zabezpieczeniem składowiska „Zwałowisko” oraz prace w zakresie instalacji dla bloku 14 – budowa układu wytwarzania i pompowania suspensji oraz budowa rozdzielni elektrycznych 0,4 kV. Zakończono montaż rurociągów na składowisko „Lubień” oraz modernizację rozdzielni elektrycznych 6 kV i 0,4 kV.
 - budżet dla bloków 1-12: około 450 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
 - budżet dla bloku 14: około 85 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
 - termin zakończenia: 2018 rok
-

Modernizacja Elektrowni Pomorzany

- **cel projektu:** 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
- **status:** zostały zawarte umowy z głównymi Wykonawcami (w zakresie budowy IOS i deNOx oraz niektórych zadań pozakontraktowych). Uzyskano pozwolenie na budowę IOS i deNOx (SCR). Zostały wykonane projekty podstawowe. W zakresie deNOx: zakończono budowę fundamentu reaktora bloku B oraz montaż konstrukcji wsporczej reaktora bloku A. Trwa montaż konstrukcji wsporczej oraz montaż kanałów spalin reaktora kotła bloku A. W zakresie realizacji IOS: zakończono prace fundamentowe Budynku Stacji Dystrybucji Popiołu, prace w rejonie budowy IOS oraz roboty rozbiórkowe i dostosowawcze. Na ukończeniu jest montaż konstrukcji stalowej i prace budowlane w rejonie sprężarkowni
- **budżet projektu:** 213 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

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

- **cel projektu:** obniżenie emisji NO_x oraz SO_x z kotłów nr 3 i 4 do poziomu pozwalającego na ich dalszą eksploatację po 2017 roku
- **status:** 5 lipca 2017 roku zawarto Umowę na rozbudowę IOS z Wykonawcą GE Power sp. z o.o. 18 sierpnia 2017 roku zawarto umowy z SBB Energy S.A. na budowę instalacji katalitycznego odazotowania spalin dla dwóch kotłów OP-230
- **budżet:** 47 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania) dla instalacji odazotowania, wartość umowy z wykonawcą instalacji odsiarczenia 44 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **paliwo:** węgiel kamienny
- **termin zakończenia:** 2018 rok

Projekt ograniczenia strat sieciowych

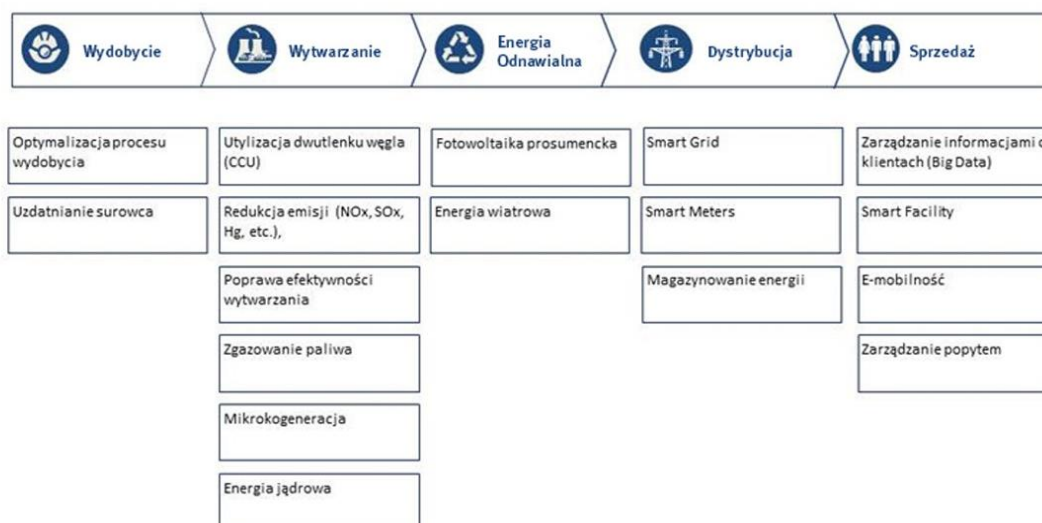
- **cel projektu:** zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej
- **podejmowane działania (projekt wieloletni):**
 - wymiana transformatorów WN/SN, SN/nN na transformatory o niższych stratach, dopasowanie mocy transformatorów do poboru mocy
 - przebudowa i modernizacja 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 2016 roku do poziomu 5,77% (w 2015 roku wskaźnik wynosił 5,91%); wielkość wolumenu różnicy bilansowej w 2016 roku wynosiła 2,41 TWh, przy wzroście wolumenu dostaw energii do odbiorców o 2,8% w stosunku do 2015 roku
- **działania podjęte w trzech kwartałach 2017 roku:** w marcu 2017 roku dokonano aktualizacji założeń projektu na okres 2017-2021; aktualizacja uwzględnia kontynuowanie działań obniżających wielkość różnicy bilansowej w PGE Dystrybucja S.A., na bieżąco realizowane są działania założone w projekcie

Aktualizacja strategii handlu

- **cel projektu:** osiągnięcie maksymalnej marży na sprzedaży energii elektrycznej przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka związanego z działalnością handlową
- **działania podjęte w trzech kwartałach 2017 roku:** sprzedaż energii elektrycznej odbywała się zgodnie z uwarunkowaniami wynikającymi z optymalizacji wykorzystania poszczególnych jednostek wytwórczych w powiązaniu z poziomem kosztów zmiennych, poziomem cen rynkowych, płynnością rynku oraz warunkami regulacyjnymi i ustawowymi, przy jednoczesnej ocenie ryzyka związanego z pozostawianiem na tzw. „pozycji otwartej”. Sposób handlu energią elektryczną został dostosowany do zmniejszonego tzw. „obligo giełdowego” (do 15% od 16 grudnia 2016 roku). Sprzedaż odbywała się bilateralnie w ramach Grupy Kapitałowej, na rynku terminowym oraz na rynku spot gdzie następowo do bilansowania pozycji kontraktowej. Niesprzedane wolne moce były oferowane na rynku bilansującym. Wykorzystywany był także kanał sprzedażowy do operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Realizacja planu kontraktowania uwzględniała kierunki działalności handlowej, sposoby zabezpieczenia pozycji, limity ryzyka oraz otwartych pozycji handlowych i optymalizację produktową. Ponadto podjęto działania mające na celu usprawnienie sposobu funkcjonowania handlu hurtowego oraz dostosowanie go do zmian w otoczeniu m.in. regulacji dyrektywy MIFID II. W ramach zrealizowanych prac zidentyfikowano obszary handlu hurtowego, których sposób funkcjonowania wymaga weryfikacji i ewentualnej modyfikacji. Obecnie trwają prace nad wypracowaniem i wdrożeniem docelowych rozwiązań w tych obszarach.

- Strategia Zarządzania Kapitałem Ludzkim („Strategia ZKL”)
- **cel projektu:** wsparcie strategii biznesowej w efektywnym realizowaniu jej celów poprzez zapewnienie strategicznego i efektywnego zarządzania zasobami ludzkimi oraz optymalizację i standaryzację procesów HR
 - **działania podjęte w trzech kwartałach 2017 roku:** toczyły się prace nad doprecyzowaniem definicji specjalizacji w przyjętej Architekturze Stanowisk oraz podczas spotkań z kadrą menedżerską z GK PGE wybierano kompetencje specjalistyczne, które będą obok kwalifikacji ogólnofirmowych i menedżerskich wchodziły w skład Modelu Kompetencji. Model Kompetencji docelowo będzie wykorzystywany w procesie oceny umiejętności pracowników GK PGE. Pod koniec marca 2017 roku odbyła się III Konferencja Pracodawców GK PGE, podczas której najwyższa kadra menedżerska dyskutowała na temat zmian w stylu pracy menedżerów w kwestiach związanych z zarządzaniem kapitałem ludzkim oraz dostosowania organizacji do celów, jakie stawia sobie Grupa PGE. Pracę rozpoczął zespół, który odpowiedzialny będzie za wdrożenie w GK PGE Oceny Pracowniczej. W pierwszym etapie wdrażana będzie Ocena Kompetencji dokonywana w oparciu o wypracowany Model Kompetencji. Zespół doprecyzował zapisy procedury oraz rozpoczął planowanie wdrożenia w poszczególnych LB. Ponadto w I półroczu 2017 roku toczyły się prace nad aktualizacją Strategii ZKL. Dokonano przeglądu statusu realizacji inicjatyw strategicznych pod kątem ogłoszonej aktualizacji Strategii GK PGE. W aktualizacji Strategii ZKL wskazano główne inicjatywy, które w kolejnych latach realizowane będą we wszystkich spółkach GK PGE. W III kwartale 2017 roku zakończyły się prace nad Modelem Kompetencji i rozpoczęła się praca nad komunikacją Oceny Kompetencji i uruchomieniem pilotażu w PGE S.A.

Strategiczne Obszary Badań i Rozwoju oraz Nowego Biznesu („SOBiR+NB”), w których Grupa zamierza realizować projekty badawczo-rozwojowe („B+R”) oraz innowacyjne dotyczące np.: dostarczania nowych produktów lub usług. SOBiR+NB wynikają z najważniejszych wyzwań Grupy i zostały zidentyfikowane dla każdego elementu łańcucha wartości (rysunek poniżej).



W związku z przyjętą w III kwartale 2016 roku aktualizacją strategii biznesowej Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie do 2020 roku, trwają prace nad aktualizacją Strategii Rozwoju i Innowacji. Zaktualizowana Strategia Rozwoju i Innowacji będzie kładła nacisk na wyzwania o największym wpływie na działalność Grupy, w których działalność badawczo-rozwojowa i innowacyjna jest niezbędna do osiągnięcia celów biznesowych. W związku z tym szczególna uwaga będzie poświęcona zarówno dynamicznie rozwijającym się segmentom, takim jak elektromobilność czy magazynowanie energii, jak również sposobom pozyskiwania i rozwijania konkretnych przedsięwzięć oraz nowym modelom zarządzania i wdrażania innowacji, takim jak akceleracja i inwestowanie w modelu funduszy kapitałowych w małe firmy rozwijające technologie i produkty. Opcją strategiczną dla PGE będzie w związku z tym wypracowywanie i rozwój konkretnych technologii, co stanowi dużą zmianę jakościową w stosunku do wcześniejszego modelu operatora technologii innych firm i dostawców. Do współpracy z małymi firmami (start-upy) w formule akceleracji i prowadzenia projektów komercjalizacyjnych (wdrożenie innowacyjnych rozwiązań) powołana została spółka celowa pod nazwą PGE Nowa Energia. Spółka, poprzez współpracę z interesariuszami rynku start-upowego (małe firmy, akceleratory, inni inwestorzy, agendy rządowe itd.) ma być centrum kompetencji, pozwalającym GK PGE na efektywne identyfikowanie i rozwijanie technologii i produktów wchodzących w skład i związanych z łańcuchem wartości elektroenergetyki. Dla umożliwienia kontynuacji rozwoju firm oraz pozyskiwania nowych rozwiązań z rynku (na późniejszym niż akceleracja etapie dojrzałości) uruchomiona została spółka PGE Ventures, pełniąca rolę funduszu

inwestycyjnego GK PGE. Spółka ma inwestować środki własne PGE oraz pozyskane z narzędzi wsparcia – budżetu publicznego dostępnego za pośrednictwem Polskiego Funduszu Rozwojowego („PFR”) i Narodowego Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”).

Innowacyjność

PGE koncentruje się na inicjowaniu i realizacji projektów B+R w ramach SOBiR+NB. W III kwartale 2017 roku kontynuowano realizację kilkudziesięciu projektów w ramach tych obszarów.

Kluczowe projekty realizowane w trzech kwartałach 2017 roku

Zaangażowanie w strukturę kapitałową wspierające rozwój nowych technologii i rozwiązań oraz małych firm	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: wdrożenie nowego modelu rozwijania i implementacji nowych rozwiązań, pozwalającego na zarządzanie przedsięwzięciami podwyższonego ryzyka z jednoczesnym skróceniem czasu dostarczania nowych rozwiązań na rynek (do działalności własnej lub sprzedaży innym podmiotom)● główne działania:<ul style="list-style-type: none">▪ uruchomiona została spółka PGE Ventures sp. z o.o. dedykowana jako fundusz kapitałowy (VC) do prowadzenia działalności inwestycyjnej w oparciu o środki własne oraz pozyskane z budżetu publicznego (PFR Ventures), zakończono proces rekrutacji, trwa przygotowanie do zawarcia pierwszych umów inwestycyjnych▪ rozpoczęto działania akceleracyjne prowadzone przez spółkę PGE Nowa Energia oraz uzgodniono zasady współpracy pomiędzy spółkami (PGE Nowa Energia i PGE Ventures) umożliwiające optymalizację i zachowanie ciągłości na kolejnych etapach rozwoju małych firm, rozpoczęto rekrutację projektów do akceleracji
Elektromobilność	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: propagowanie i rozwój w Polsce transportu elektrycznego oraz uzyskanie przez GK PGE doświadczenia i niezbędnych kompetencji do pełnienia roli operatora infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych oraz dostawcy usługi ładowania samochodów elektrycznych● główne działania dotyczą transportu indywidualnego – samochody osobowe wykorzystywane do celów zawodowych i prywatnych<ul style="list-style-type: none">▪ PGE kontynuuje uruchomiony w grudniu 2016 roku projekt, w ramach którego realizowany jest pilotaż budowy infrastruktury systemu elektromobilności w Łodzi. W IV kwartale 2017 roku planowane jest uruchomienie pierwszej publicznej, szybkiej stacji ładowania w Łodzi, a kolejnych stacji w następnych miesiącach. Ponadto PGE rozszerzyła pilotażowy projekt „e-Mobility” o kolejne lokalizacje. Po podpisaniu listów intencyjnych pomiędzy PGE Polską Grupą Energetyczną S.A. i Wojewodą Małopolskim, oraz PGE Polską Grupą Energetyczną S.A., Marszałkiem Województwa Podkarpackiego i Urzędem Miasta Rzeszowa prowadzono rozmowy dotyczące szczegółów współpracy
Recykling	<ul style="list-style-type: none">● cel projektu: wypracowanie i wdrożenie nowej technologii recyklingu akumulatorów litowych, w szczególności stosowanych w systemowych magazynach energii oraz do zasilania pojazdów elektrycznych w celu pozyskania strategicznych materiałów ze zużytych akumulatorów litowych: kobaltu, niklu oraz miedzi. Projekt bezpośrednio wspiera założenia Ministerstwa Rozwoju dotyczące transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym jak również wymogi polskiej legislacji określające konieczność zbierania i utylizacji zużytych akumulatorów. Projekt posiada potencjał biznesowy ze względu na przewidywany wzrost światowego rynku akumulatorów litowych, związany z tym wzrost ilości odpadów bateryjnych oraz zwiększone zapotrzebowanie rynków na produkty odzyskiwane ze zużytych akumulatorów.● główne działania: PGE S.A. zawiązała konsorcjum z RDLS sp. z o. o. („RDLS”), spółką spin-off z Uniwersytetu Warszawskiego, działającą w obszarze badań środowiskowych i biotechnologii w celu stworzenia pilotażowej instalacji recyklingu akumulatorów litowych oraz wdrożenia opracowanej technologii na terenie Polski. Konsorcjum, którego liderem jest spółka RDLS, wspólnie przygotowało oraz złożyło wniosek o dofinansowanie projektu ze środków NCBiR. Projekt został rekomendowany przez NCBiR do dofinansowania ze środków publicznych Programu Badawczego Sektora Elektroenergetycznego („PBSE”). Wynikiem pozytywnym zakończony został proces kontroli informacji zawartych we wniosku projektowym za zgodność ze stanem faktycznym w miejscu realizacji projektu, przeprowadzony przez NCBiR. Najważniejsze dalsze działania w IV kwartale 2017 roku obejmują uzyskanie zgody Zarządu PGE S.A. na przejście do fazy realizacji projektu oraz podpisanie umowy o dofinansowanie projektu z NCBiR przez lidera konsorcjum.

3. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %	I-III kwartał 2017	I-III kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	6 073	6 897	-12%	16 693	20 563	-19%
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	1 883	895	110%	3 815	1 847	107%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	2 663	1 643	62%	6 108	4 786	28%
Skorygowany zysk netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej*	mIn PLN	1 493	682	119%	3 024	1 949	55%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	1 197	131	814%	1 280	532	141%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1 598	1 907	-16%	4 193	5 597	-25%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	1 963	1 934	1%	5 245	4 791	9%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-1 379	-1 835	25%	-1 970	-6 436	69%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-98	3 574	-	-340	3 928	-
Skorygowany zysk netto na akcję*	PLN	0,80	0,36	119%	1,62	1,04	55%
Marża EBITDA	%	44%	24%		37%	23%	

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Stan na dzień 30 września 2017	Stan na dzień 31 grudnia 2016	zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	6 323	5 702	11%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	0,49	0,70	

* Zysk netto skorygowany o odpisy aktualizujące aktywa trwałe

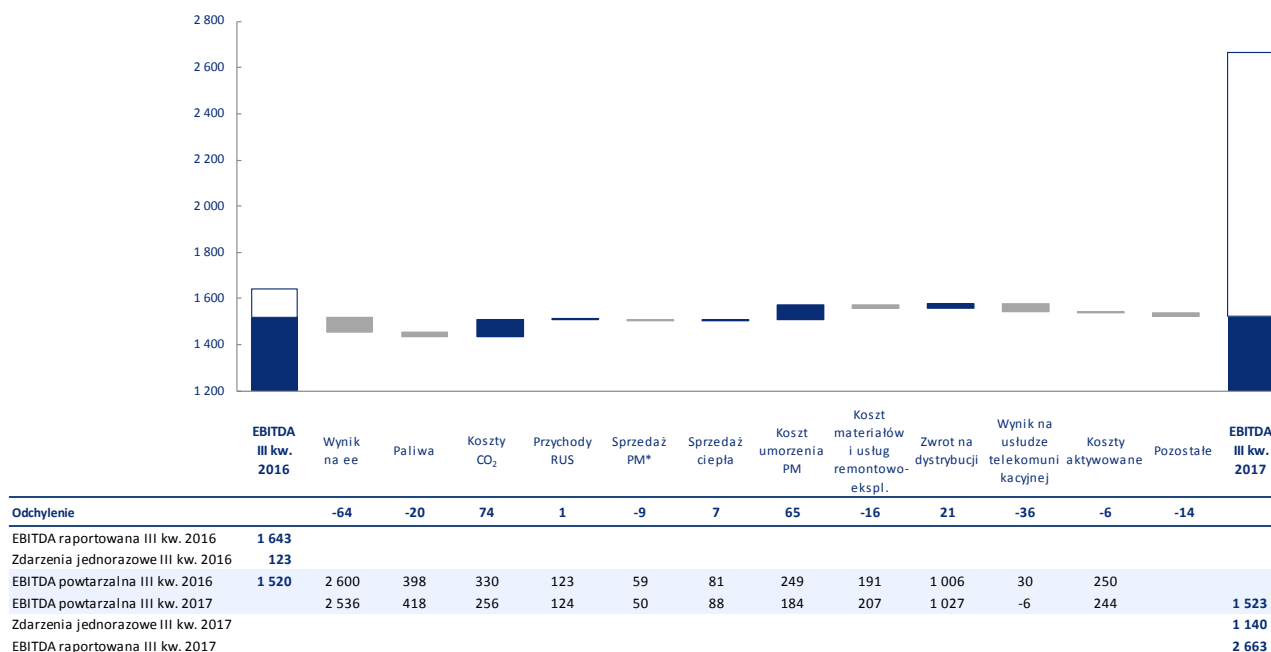
**LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

Tabela: Wpływ na wynik EBITDA zdarzeń o charakterze jednorazowym (mIn PLN).

Zdarzenia jednorazowe	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %	I-III kwartał 2017	I-III kwartał 2016	zmiana %
Rekompensaty KDT	1 197	131	814%	1 280	532	141%
Przeszacowanie wartości zapasów praw majątkowych	-57	0	-	-57	-118	52%
Program Dobrowolnych Odejść	0	-8	-	-4	-29	86%
Razem	1 140	123	827%	1 219	385	217%

3.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

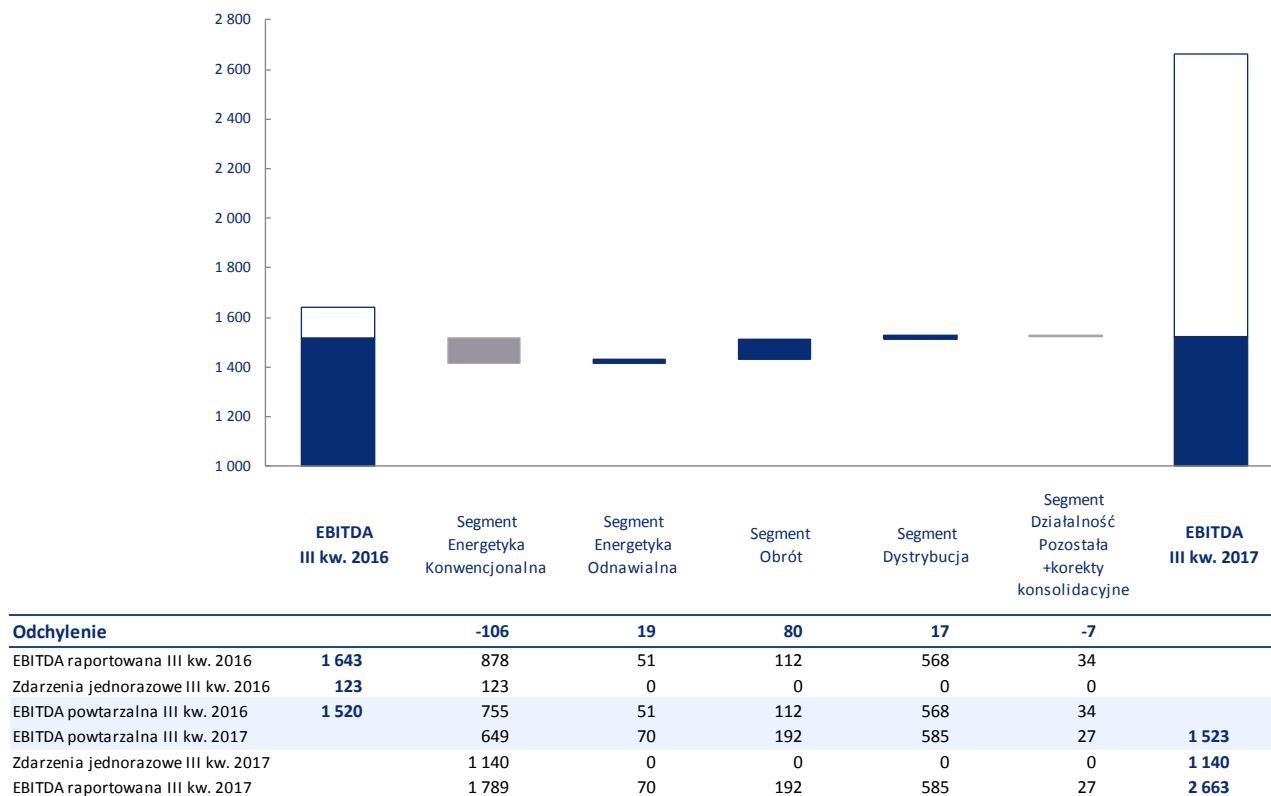
Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku powtarzalnego EBITDA w GK PGE (w mln PLN).



□ zdarzenia jednorazowe

*Oczyszczono o wartość przeszacowania zapasów praw majątkowych

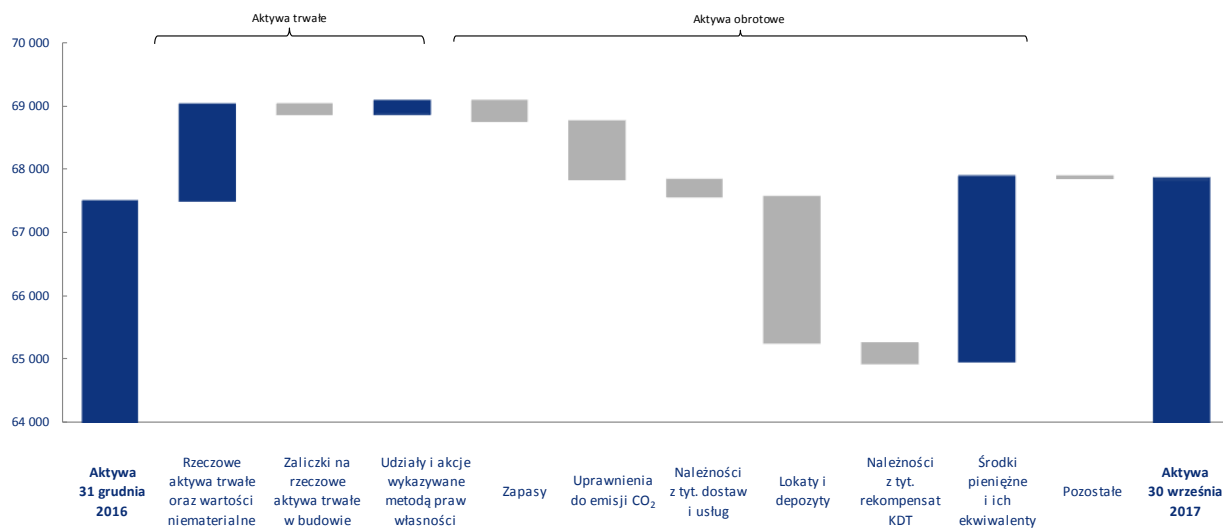
Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku powtarzalnego EBITDA w podziale na segmenty (w mln PLN).



□ zdarzenia jednorazowe

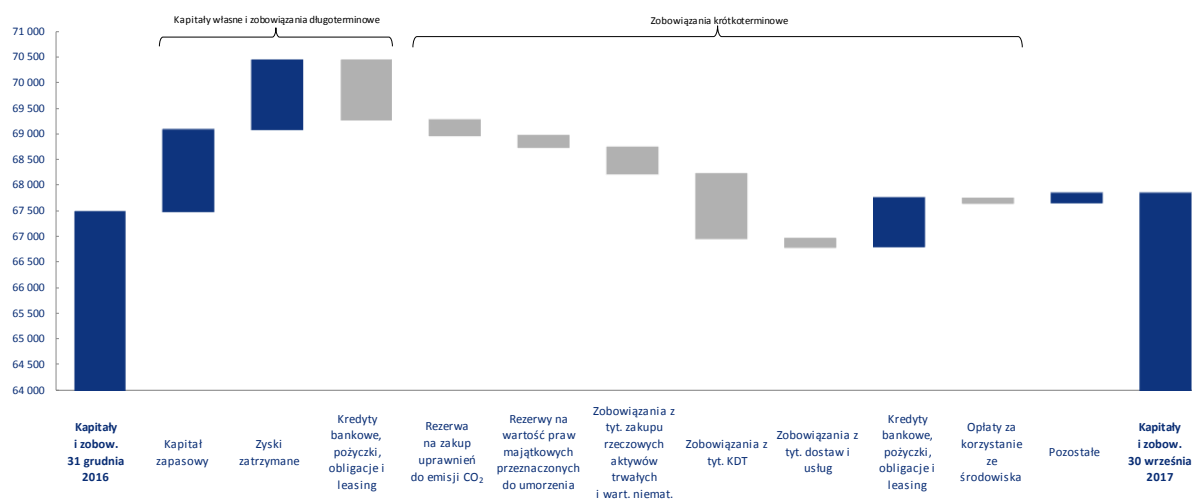
3.1.1. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów (w mln PLN).



Odchylenie	1 533	-161	224	-325	-932	-266	-2 296	-303	2 934	-38		
Aktywa 31 grudnia 2016	67 474	52 018	713	402	1 596	2 349	2 705	2 300	1 241	2 669	1 481	
Aktywa 30 września 2017		53 551	552	626	1 271	1 417	2 439	4	938	5 603	1 443	67 844

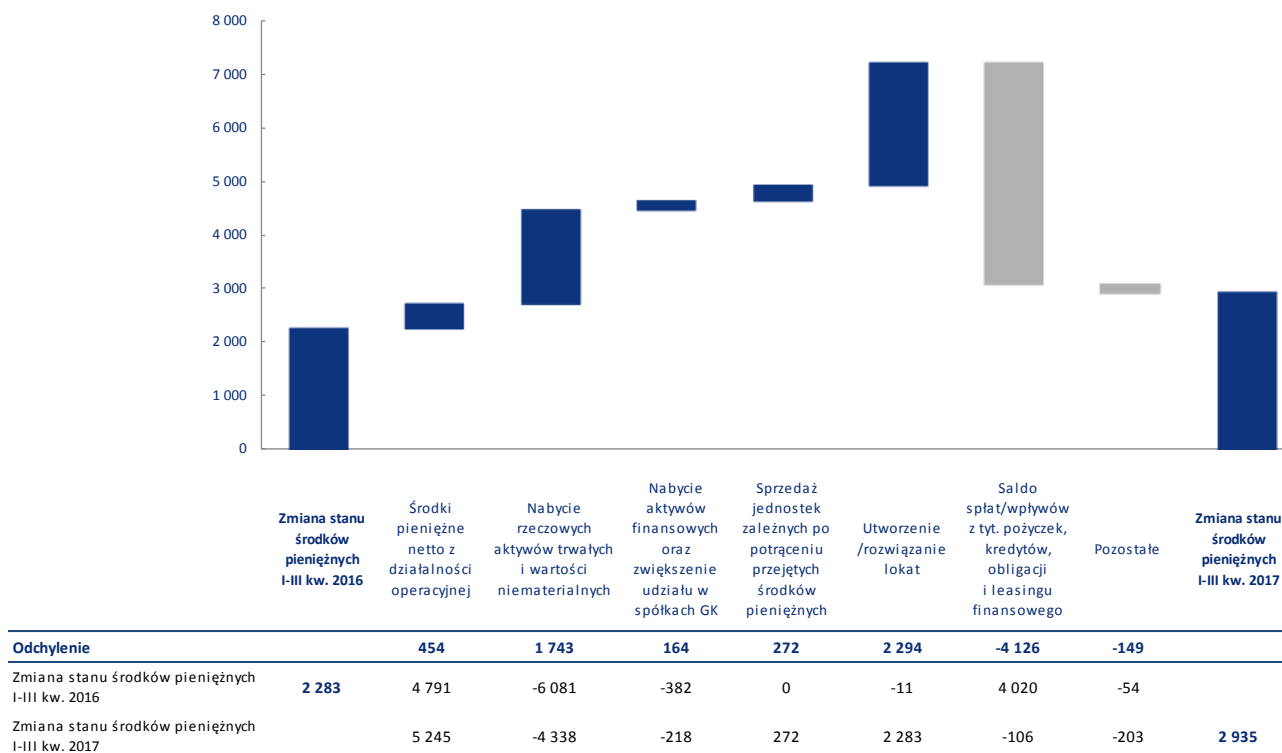
Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i Zobowiązań (w mln PLN).



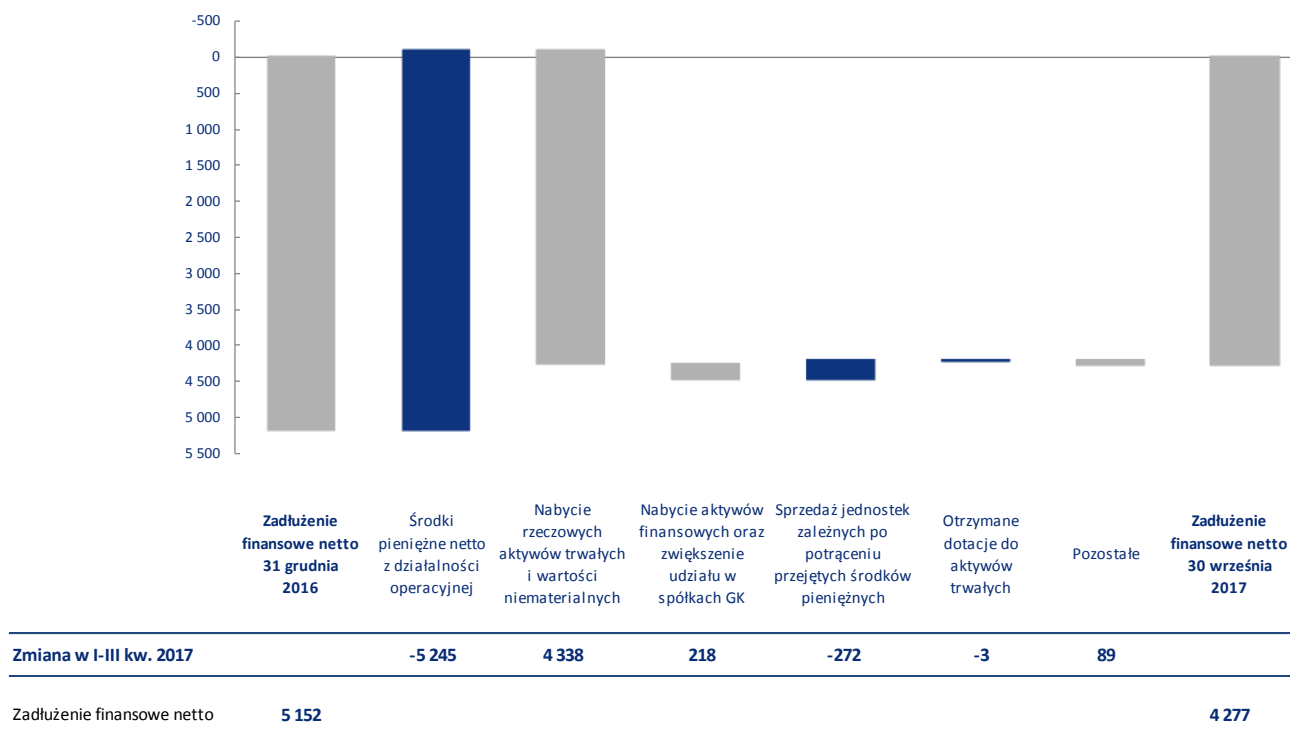
Odchylenie	1 598	1 365	-1 169	-310	-218	-518	-1 253	-173	947	-93	194		
Kapitały i zobow. 31 grudnia 2016	67 474	13 730	9 634	9 603	1 154	416	1 225	1 253	976	411	243	28 829	
Kapitały i zobow. 30 września 2017		15 328	10 999	8 434	844	198	707	0	803	1 358	150	29 023	67 844

3.1.2. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (w mln PLN).



Rysunek: Zadłużenie finansowe netto w trzech kwartałach 2017 roku (w mln PLN).



3.1.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności

Tabela: Podział przychodów Grupy w podziale na segmenty działalności w III kwartale 2017 i 2016 roku.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	3 748	2 879	30%
Energetyka Odnawialna	161	126	28%
Obrót	3 610	3 785	-5%
Dystrybucja	1 552	1 444	7%
Pozostała Działalność	86	178	-52%
RAZEM	9 157	8 412	9%
Korekty konsolidacyjne	-3 084	-1 515	104%
RAZEM PO KOREKTACH	6 073	6 897	-12%

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w III kwartale 2017 roku (po dokonaniu wyłączeń wewnątrzsegmentowych).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	III kwartał 2017			
Energetyka Konwencjonalna	1 789	1 378	1 135	37 278
Energetyka Odnawialna	70	4	21	3 493
Obrót	192	185	4	3 515
Dystrybucja	585	297	431	17 564
Pozostała działalność	20	3	32	626
RAZEM	2 656	1 867	1 623	62 476
Korekty konsolidacyjne	7	16	-25	-2 726
RAZEM PO KOREKTACH	2 663	1 883	1 598	59 750

*por. nota 4.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w III kwartale 2016 roku (po dokonaniu wyłączeń wewnątrzsegmentowych).

w mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	III kwartał 2016			
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 4.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego

3.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %	I-III kwartał 2017	I-III kwartał 2016	zmiana %
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	12,40	13,07	-5%	37,42	34,75	8%
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	13,58	13,62	0%	41,46	39,04	6%
Sprzedaż ciepła	mln GJ	1,33	1,12	19%	11,94	11,30	6%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	9,91	10,47	-5%	29,68	31,90	-7%
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	8,70	8,52	2%	26,20	25,43	3%

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

**z doszacowaniem

3.2.1. Bilans energii GK PGE

Sprzedaż energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %	I-III kwartał 2017	I-III kwartał 2016	zmiana %
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	15,28	26,29	-42%	47,31	76,92	-38%
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	9,93	10,48	-5%	29,73	31,94	-7%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	4,72	15,27	-69%	15,52	43,39	-64%
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	<i>2,87</i>	<i>13,82</i>	<i>-79%</i>	<i>9,71</i>	<i>39,04</i>	<i>-75%</i>
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	<i>1,76</i>	<i>1,43</i>	<i>23%</i>	<i>5,54</i>	<i>4,28</i>	<i>29%</i>
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	<i>0,09</i>	<i>0,02</i>	<i>350%</i>	<i>0,27</i>	<i>0,07</i>	<i>286%</i>
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,63	0,54	17%	2,06	1,59	30%

* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Spadek wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych w porównaniu do analogicznego okresu 2016 roku wynika głównie z mniejszego wolumenu zakontraktowanego w segmencie klientów korporacyjnych w grupach taryfowych A (duże przedsiębiorstwa), B oraz C2x (małe i średnie przedsiębiorstwa). Niższy wolumen sprzedaży na giełdzie jest efektem obniżenia tzw. „obligo giełdowego”. Wzrost wolumenu sprzedaży na rynku hurtowym - pozostałym wynika z optymalizacji sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej poprzez zwiększenie sprzedaży w kontraktach bilateralnych. Wzrost sprzedaży do klientów zagranicznych wynika z intensyfikacji działań na rynkach ościennych, na skutek korzystnego układu cen pomiędzy rynkami zagranicznymi i rynkiem polskim. Wzrost wolumenu sprzedaży na rynku bilansującym w trzech kwartałach 2017 roku jest związany głównie z rozruchem nowego bloku w Elektrociepłowni Gorzów.

Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %	I-III kwartał 2017	I-III kwartał 2016	zmiana %
ZAKUP W TWh, z czego:	2,67	13,71	-81%	9,04	41,40	-78%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	0,43	10,80	-96%	1,48	32,01	-95%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostałym	0,61	1,24	-51%	2,87	3,63	-21%
Zakupy poza granicami kraju	0,08	0,01	700%	0,12	0,05	140%
Zakupy na rynku bilansującym	1,55	1,66	-7%	4,57	5,71	-20%

W związku z obniżeniem tzw. „obligi giełdowego”, w trzech kwartałach 2017 roku znaczna część sprzedaży realizowanej przez GK PGE została bezpośrednio zabezpieczona poprzez produkcję z aktywów wytwórczych Grupy, co przyczyniło się do spadku wolumenu zakupów zarówno na rynku krajowym – giełda, jak i pozostałym. Spadek wolumenu zakupu na rynku bilansującym jest następstwem niższego wolumenu redukcji jednostek wytwórczych wchodzących w skład segmentu Energetyka Konwencjonalna.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (w TWh).

Wolumen produkcji	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %	I-III kwartał 2017	I-III kwartał 2016	zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	13,58	13,62	0%	41,46	39,04	6%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	9,83	10,30	-5%	29,76	27,15	10%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	-	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	-
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,02	2,60	16%	7,83	8,07	-3%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	<i>0,04</i>	<i>0,10</i>	<i>-60%</i>	<i>0,10</i>	<i>0,28</i>	<i>-64%</i>
Elektrociepłownie węglowe	0,08	0,09	-11%	0,60	0,62	-3%
Elektrociepłownie gazowe	0,23	0,19	21%	1,69	1,50	13%
Elektrociepłownie biomasowe	0,04	0,13	-69%	0,14	0,37	-62%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,08	0,06	33%	0,26	0,32	-19%
Elektrownie wodne	0,07	0,07	0%	0,33	0,31	6%
Elektrownie wiatrowe	0,23	0,18	28%	0,85	0,70	21%

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2017 roku w porównaniu do trzech kwartałów 2016 roku miała wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym na skutek krótszego o 8 345 h czasu postoju bloków Elektrowni Bełchatów w remontach i modernizacjach. W trakcie trzech kwartałów 2016 roku bloki nr 3 i nr 6 w Elektrowni Bełchatów przechodziły remonty średnie, a blok nr 10 był modernizowany. Dodatkowo średnie obciążenie bloków w Elektrowni Bełchatów w okresie trzech kwartałów 2017 roku było wyższe o 7,2 MW.

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych w trzech kwartałach 2017 roku w porównaniu do trzech kwartałów 2016 roku wynika z wyższej produkcji w Elektrociepłowni Gorzów, co jest następstwem przekazania do eksploatacji nowego bloku gazowo-parowego od 31 stycznia 2017 roku.

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z niższej produkcji w Elektrowni Dolna Odra, co jest następstwem dłuższego o 4 067 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach. Blok nr 7 w Elektrowni Dolna Odra pozostawał w remoncie średnim od 3 kwietnia do 12 września 2017 roku natomiast blok nr 5 stał w remoncie średnim od 31 maja 2017 roku do 17 czerwca 2017 roku. Spadek produkcji w Elektrowni Dolna Odra został w części skompensowany wyższą produkcją w Elektrowni Opole na skutek większego wykorzystania bloków elektrowni przez PSE S.A.

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem brunatnym w samym III kwartale 2017 roku spowodowany był remontem średnim bloku 14 Elektrowni Bełchatów. W tym czasie produkcja została realokowana na inne jednostki wytwórcze GK PGE. Skutkiem realokacji jest także wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (por. pkt 3.3.1 niniejszego sprawozdania).

Spadek produkcji w elektrociepłowniach biomasowych wynika z ograniczenia produkcji w Elektrociepłowni Szczecin, co jest następstwem wypowiedzenia przez ENEA S.A. umowy na zakup praw majątkowych. Dodatkowo niższy wolumen współspalania biomasy w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika z zaprzestania produkcji we współspalaniu w Elektrowni Opole na skutek spadku opłacalności produkcji w tej technologii.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych utrzymała się na poziomie porównywalnym do trzech kwartałów 2016 roku.

Wyższa produkcja w elektrowniach wiatrowych wynika głównie z korzystniejszych warunków meteorologicznych w porównaniu do trzech kwartałów 2016 roku.

Produkcja w elektrowniach wodnych na nieznacznie wyższym poziomie w porównaniu do trzech kwartałów 2016 roku wynika głównie z korzystniejszych warunków hydrologicznych.

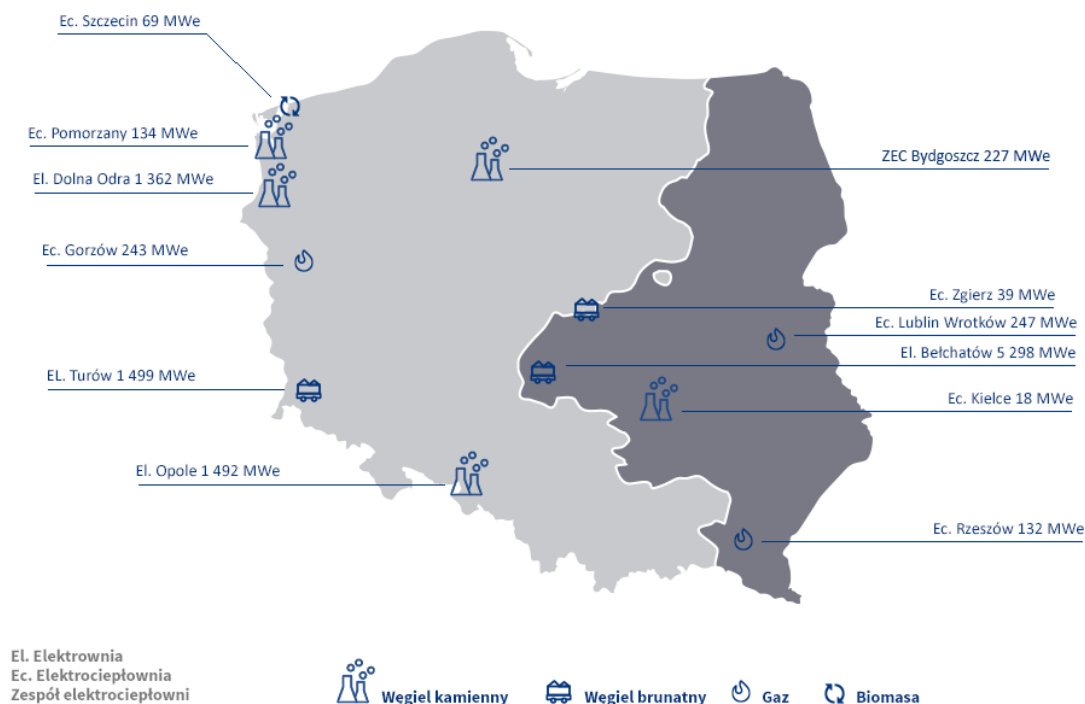
Spadek produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w trzech kwartałach 2017 roku były wykorzystywane w mniejszym stopniu przez PSE S.A.

3.2.2. Sprzedaż ciepła

W okresie trzech kwartałów 2017 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 11,94 mln GJ i był wyższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w analogicznym okresie 2016 roku o 0,64 mln GJ. Wyższa sprzedaż ciepła wynika z wyższego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi.

3.3. Segment działalności - Energetyka Konwencjonalna

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.



3.3.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3 748	2 879	30%
EBIT	1 378	500	176%
EBITDA	1 789	878	104%
Nakłady inwestycyjne	1 135	1 454	-22%

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Konwencjonalna (w mln PLN).

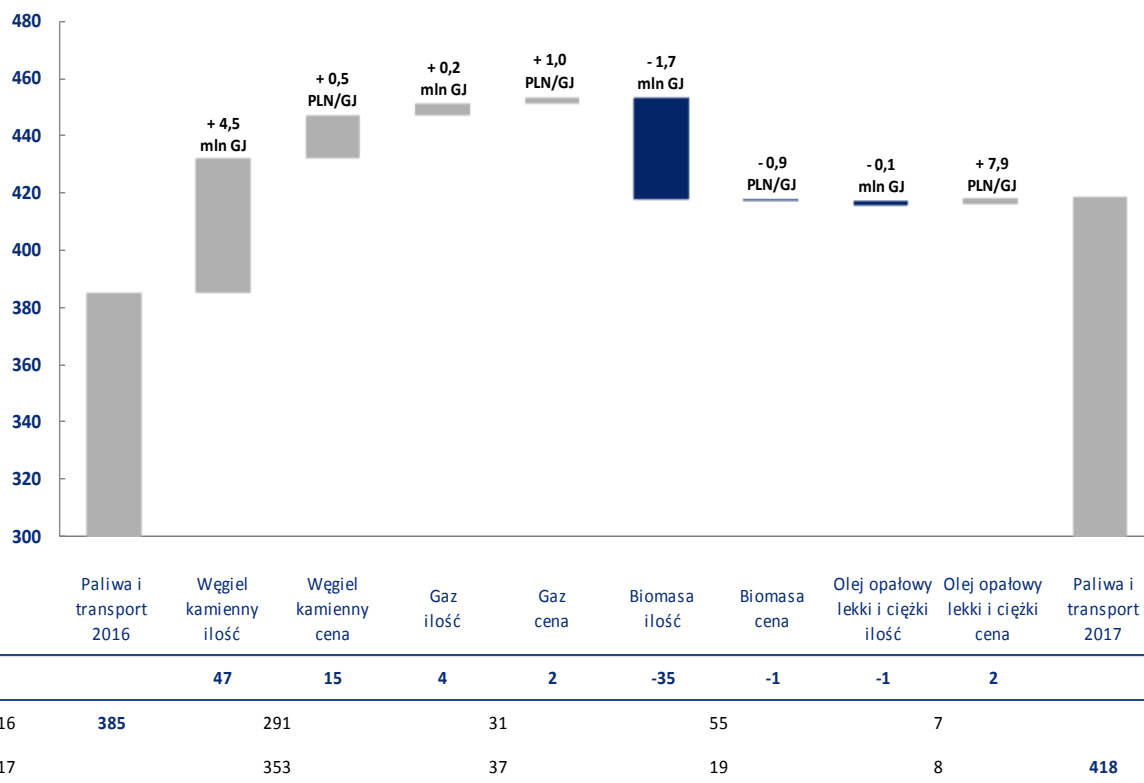


	EBITDA 2016	Marża ee - ilość	Marża ee - cena	Rekompensaty KDT	Sprzedaż PM	Przychody RUS	Sprzedaż ciepła	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA 2017
Odchylenie		-34	-89	1 066	-72	-7	6	-33	74	3	1	-4	
EBITDA III kw. 2016	878	2 305		131	37	67	81	385	330	637		227	
EBITDA III kw. 2017		2 182		1 197	-35	60	87	418	256	634		223	1 789

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2017 roku w stosunku do III kwartału 2016 roku były:

- **Niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej**, głównie na skutek niższej produkcji w elektrowniach opalanych węglem brunatnym. Jest to efekt postępu bloku nr 14 w Elektrowni Bełchatów w remoncie średnim od 31 lipca do 16 października 2017 roku oraz postępu bloku nr 2 w Elektrowni Turów w modernizacji od 1 marca 2017 roku.
- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował spadek przychodów ze sprzedaży. Średnia zrealizowana cena sprzedaży energii elektrycznej przez segment Energetyka Konwencjonalna bez sprzedaży do odbiorców finalnych w III kwartale 2017 roku kształtowała się na poziomie 165 PLN/MWh, natomiast w III kwartale 2016 roku wyniosła 170 PLN/MWh. Dodatkowo marża zrealizowana na odsprzedaży energii elektrycznej była niższa o 21 PLN/MWh.
- **Wyższe przychody z KDT**, głównie na skutek rozpoznania w przychodach wartości korekty końcowej w kwocie 1 211 mln PLN zgodnie z decyzją Prezesa URE z sierpnia 2017 roku (por. pkt 22.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego).
- **Niższe przychody ze sprzedaży PM**, głównie ze względu na dokonaną we wrześniu 2017 roku aktualizację wartości PM wyprodukowanych w Elektrociepłowni Szczecin (-57 mln PLN) (por. pkt 6 skonsolidowanego sprawozdania finansowego). Dodatkowo na niższe przychody wpłynęło także ograniczenie produkcji zielonych PM w Elektrociepłowni Szczecin, co jest następstwem wypowiedzenia przez ENEA S.A. umowy na zakup świadectw pochodzenia energii elektrycznej.
- **Niższe przychody z RUS**, głównie niższe przychody z realokacji mocy w skutek niższej sprzedaży na Rynek Bilansujący w Elektrowni Dolna Odra, co przekłada się na niższy wolumen rozliczony w ramach jednej jednostki rozliczeniowej.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży ciepła**, co wynika z wyższego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, w tym głównie węgla kamiennego. Jest to głównie efekt wyższej produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Opole na skutek realokacji produkcji energii elektrycznej w trakcie remontu bloku 14 Elektrowni Bełchatów. Dodatkowo cena węgla kamiennego była wyższa o 0,5 PLN/GJ. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO₂** na skutek niższego jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO₂.
- **Niższe koszty osobowe**, głównie na skutek poniesionych w okresie porównywalnym kosztów z tytułu PDO, które nie wystąpiły w obecnym okresie.
- **Niższy poziom kosztów aktywowanych**, m. in. na skutek mniejszej ilości zdjętego nadkładu w kopalniach i ujęcia niższych kosztów jego usuwania jako aktywa. Powyższe zostało w części skompensowane większym zaangażowaniem służb własnych w wykonawstwo inwestycji.

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



3.3.2. Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2017 i 2016 roku.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 030	1 304	-21%
▪ Rozwojowe	731	1 041	-30%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	299	263	14%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	7	12	-42%
Środki transportu	1	0	-
Pozostałe	8	13	-38%
RAZEM	1 046	1 329	-21%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	89	125	-29%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1 135	1 454	-22%

W III kwartale 2017 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

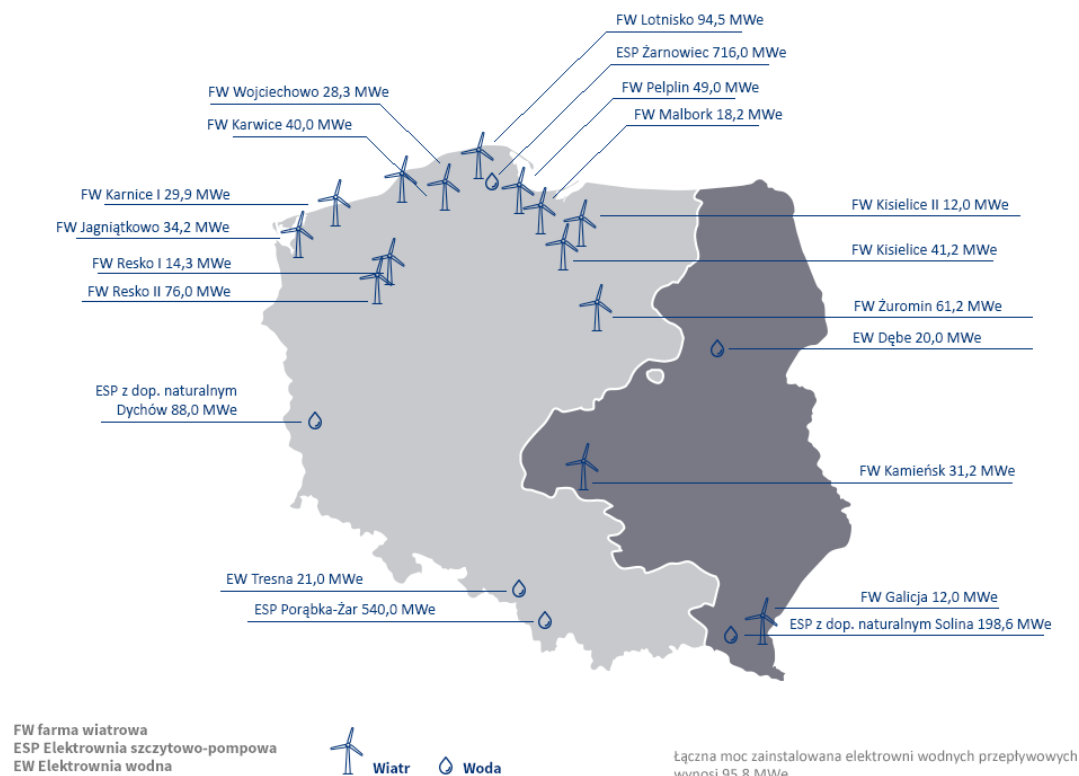
■ budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole	451 mln PLN;
■ budowa bloku 11 w Elektrowni Turów	243 mln PLN;
■ modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów	44 mln PLN;
■ zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych w Elektrowni Bełchatów	30 mln PLN;
■ budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów	27 mln PLN;
■ instalacja transportu popiołu oraz suspensji z bloku 14 w Elektrowni Bełchatów	17 mln PLN;
■ program inwestycyjny Elektrowni Pomorzany	9 mln PLN.

Kluczowe działania w III kwartale 2017 roku w segmencie Energetyki Konwencjonalnej:

- 9 czerwca 2017 roku Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie po rozpoznaniu skargi fundacji ekologicznej Towarzystwo na rzecz Ziemi uchylił decyzję Ministra Środowiska dot. Pozwolenia Zintegrowanego dla Elektrowni Opole uwzględniającej nową Stację Uzdatniania Wody oraz Bloki nr 5 i 6. Po otrzymaniu uzasadnienia wyroku, 25 lipca 2017 roku złożono skargę kasacyjną do Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie.
- 30 sierpnia 2017 roku Komitet Inwestycyjny GK PGE zarekomendował uruchomienie fazy przygotowania do realizacji nowego bloku gazowego o mocy ok. 500 MW w Elektrowni Dolna Odra, w tym opracowanie studium wykonalności inwestycji, a także uruchomienie postępowań administracyjnych mających na celu uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla tego zadania.
- 26 września 2017 roku otrzymano propozycję zmiany terminu zakończenia realizacji inwestycji budowy bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opole, realizowanej przez konsorcjum firm Polimex-Mostostal S.A., Mostostal Warszawa S.A. i Rafako S.A. („Konsorcjum”) oraz GE Power, która jest generalnym projektantem oraz pełni funkcję lidera Konsorcjum zarządzającego realizacją kontraktu. Propozycja Konsorcjum obejmuje zmianę harmonogramu realizacji inwestycji, czego skutkiem będzie przesunięcie terminu przekazania do eksploatacji bloku nr 5 z 31 lipca 2018 roku na 20 grudnia 2018 roku, a bloku nr 6 z 31 marca 2019 roku na 31 lipca 2019 roku.

3.4. Segment działalności - Energetyka Odnawialna

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



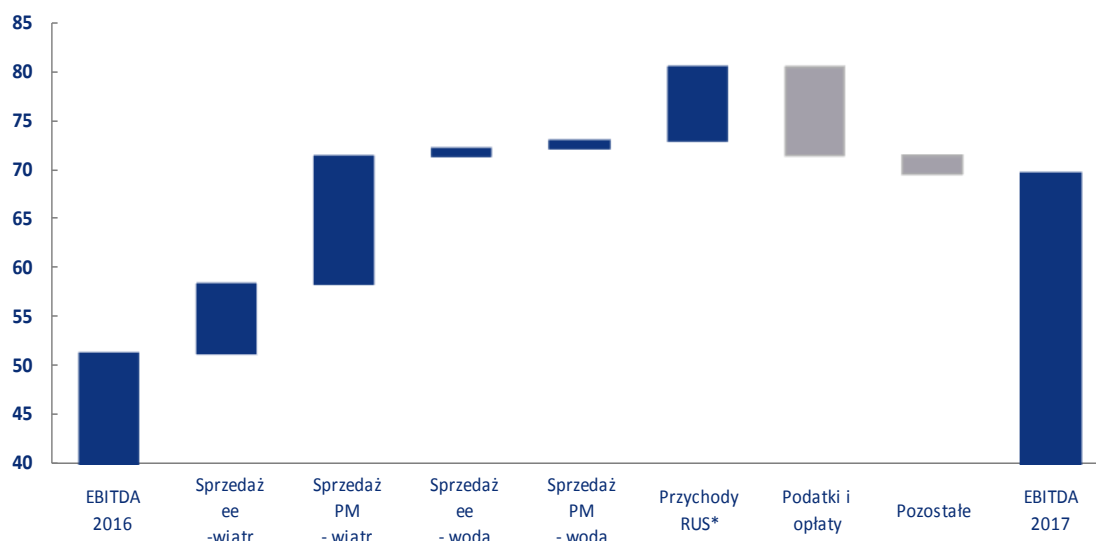
Od III kwartału 2017 roku część spółek Segmentu Energetyka Odnawialna prezentuje moce zainstalowane instalacji wychodzących w skład aktywów wytwórczych Segmentu - zgodnie z Informacją Prezesa URE w sprawie stosowania pojęcia „mocy zainstalowanej elektrycznej” - wg danych pochodzących z tabliczek znamionowych. Dotychczas moc zainstalowana prezentowana była wg umów przyłączeniowych lub założeń projektowych. W efekcie powyższych zmian łączna moc zainstalowana w: elektrowniach wodnych przepływowych wynosi 95,8 MW (spadek o 1,0 MW), farmach wiatrowych wynosi 542,0 MW (wzrost o 13,0 MW) a w elektrowniach szczytowo-pompowych wynosi 1 542,6 MW (wzrost o 35,1 MW).

3.4.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	161	126	28%
EBIT	4	-13	-
EBITDA	70	51	37%
Nakłady inwestycyjne	21	18	17%

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Odnawialna (w mln PLN).



Odchylenie	7	13	1	1	8	-9	-2	
EBITDA III kw. 2016	51	31	9	12	0	56	14	
EBITDA III kw. 2017		38	22	13	1	64	23	70

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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Energetyka Odnawialna w III kwartale 2017 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2016 roku były:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych** wynika głównie z wyższego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej o 49 GWh w porównaniu do III kwartału 2016 roku.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych z elektrowni wiatrowych** wynika głównie z: (i) ujęcia aktualizacji wyceny sprzedanych praw majątkowych, co wpłynęło na wzrost przychodów o około (+) 24 mln PLN; (ii) wyższego wolumenu produkcji praw majątkowych o 41 GWh w III kwartale 2017 roku w stosunku do III kwartału 2016 roku, co wpłynęło na wzrost przychodów o około (+) 2 mln PLN w porównaniu do poprzedniego roku; (iii) niższego wolumenu sprzedaży praw majątkowych o 28 GWh i niższej ceny o około 37,6 PLN/MWh, co wpłynęło na spadek przychodów o około (-) 13 mln PLN.
- **Nieznaczny wzrost sprzedaży energii elektrycznej i praw majątkowych z elektrowni wodnych.**
- **Wyższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) głównie z uwagi na wyższe wykorzystanie usługi rezerwa interwencyjna gotowość (RIG) w III kwartale 2017 roku w stosunku do III kwartału 2016 roku.
- **Wzrost podatków i opłat** związany jest głównie z efektem oddania do eksploatacji nowych farm wiatrowych oraz zmianą otoczenia prawnego.
- **Niekorzystne odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z niższych przychodów z pozostałej działalności operacyjnej głównie z tytułu otrzymanych i naliczonych kar oraz odszkodowań.

3.4.2. Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w III kwartale 2017 i 2016 roku.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	19	18	6%
▪ Rozwojowe	5	0	-
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	14	18	-22%
Pozostałe	2	0	-
RAZEM	21	18	17%

3.5. Segment działalności - Dystrybucja

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.

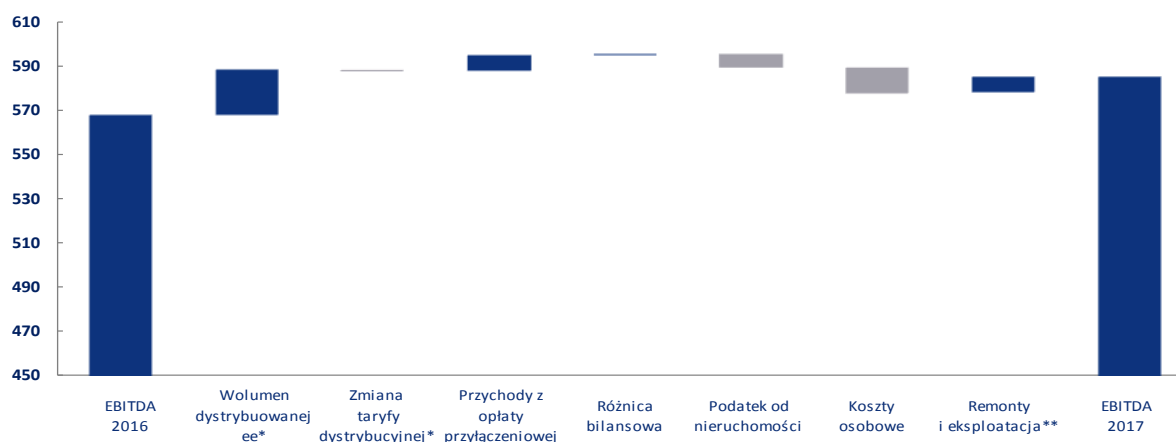


3.5.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	1 552	1 444	7%
EBIT	297	289	3%
EBITDA	585	568	3%
Nakłady inwestycyjne	431	422	2%

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Dystrybucja (w mln PLN).



Opis	Wzrost / Spadek (mln PLN)	Wolumen dystrybuowanej energii*	Zmiana taryfy dystrybucyjnej*	Przychody z opłaty przyłączeniowej	Różnica bilansowa	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe	Remonty i eksploatacja**	EBITDA
Odchylenie	21	-1	7	1	-6	-11	6		
EBITDA III kw. 2016	568	962	22	86	86	245	38		
EBITDA III kw. 2017		982	29	85	92	256	32	585	

* Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

** Koszty materiałów oraz usług remontowo-eksploatacyjnych

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Dystrybucja w III kwartale 2017 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2016 roku były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o około 2%, wynikający m.in. z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o około 43,3 tys.) w porównaniu do III kwartału 2016 roku oraz wzrostu aktywności gospodarczej odbiorców z grup A i B na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A.
- **Nieznaczny spadek średniej stawki** o około 0,1 PLN/MWh po pomniejszeniu przychodów o koszty opłat ponoszonych na rzecz PSE S.A.
- **Wzrost przychodów z opłaty przyłączeniowej** głównie w związku z zakończeniem dużej inwestycji przyłączeniowej realizowanej w Oddziale Rzeszów.
- **Niższe koszty energii na pokrycie różnicy bilansowej** głównie w wyniku niższej średniej ceny zakupu energii przy wyższym o około 2% wolumenie zakupu energii.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem wartości majątku sieciowego w wyniku realizacji inwestycji.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynika głównie z prowadzonego procesu zmiany wynagrodzeń.
- **Niższe koszty remontów i eksploatacji** w związku z efektywniejszym wykorzystaniem własnych zasobów i przesunięciem części prac na kolejne miesiące.

3.5.2. Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w III kwartale 2017 i 2016 roku.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %
Sieci SN i nN	123	134	-8%
Stacje 110/SN i SN/SN	34	39	-13%
Linie 110 kV	64	16	300%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	133	141	-6%
Zakup transformatorów i liczników	44	49	-10%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	26	27	-4%
Pozostałe	7	16	-56%
RAZEM	431	422	2%

W III kwartale 2017 roku w segmencie Dystrybucja największe nakłady zostały poniesione na realizację zadań związanych z przyłączaniem nowych odbiorców oraz modernizacją i rozbudową sieci SN i nN, jak również na rozbudowę linii wysokiego napięcia. W sierpniu 2017 roku zakończona została budowa linii kablowej 110 kV Łomianki – Czosnów na terenie Oddziału Warszawa, o łącznych nakładach ponad 51 mln PLN.

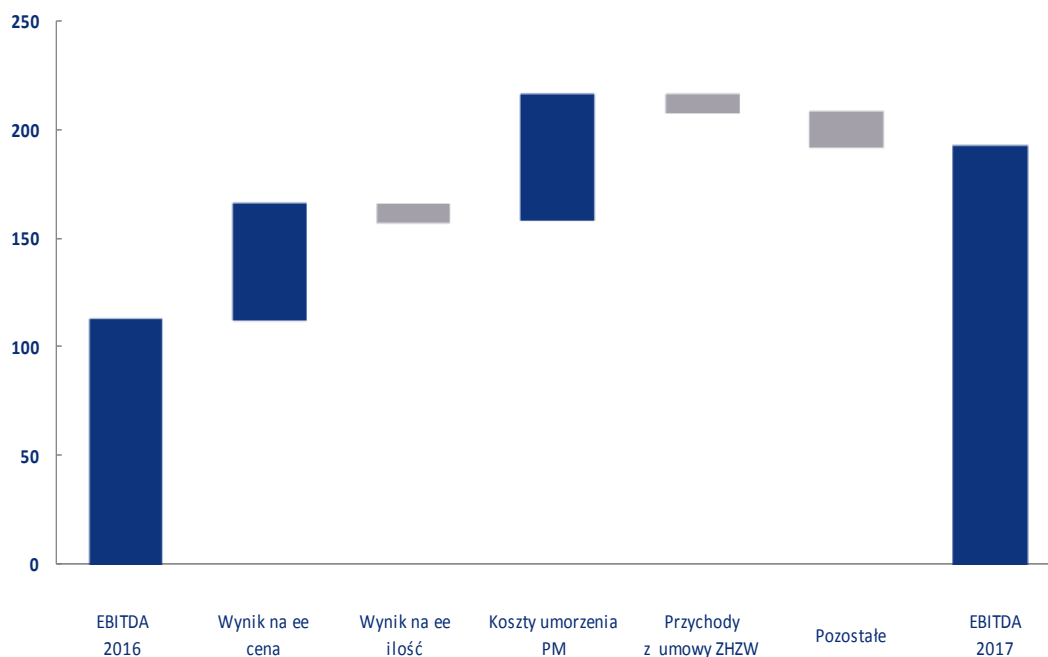
3.6. Segment działalności - Obrót

3.6.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3 610	3 785	-5%
EBIT	185	105	76%
EBITDA	192	112	71%
Nakłady inwestycyjne	4	7	-43%

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Obrót (w mln PLN).



Odchylenie	54	-8	58	-8	-16
EBITDA III kw. 2016	112	324	241	118	
EBITDA III kw. 2017		370	183	110	192

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Obrót w III kwartale 2017 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2016 roku były:

- **Wyższy wynik na energii elektrycznej** wynika ze zmiany polityki sprzedażowej, która obecnie nastawiona jest na maksymalizację masy marży.
- **Spadek kosztów umorzenia praw majątkowych** głównie w wyniku niższych cen rynkowych PM zielonych i kogeneracyjnych oraz niższego zapotrzebowania na prawa majątkowe.
- **Zmniejszenie przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi („ZHZW”)** wynikające z niższego o 1,1 TWh wolumenu obrotu energii elektrycznej objętej zarządzaniem. Spadek przychodów od PGE GiEK S.A. wyniósł 8 mln PLN.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z niższego poziomu kosztów działalności operacyjnej o 2 mln PLN oraz niższego wyniku na pozostałej działalności operacyjnej o 13 mln PLN.

3.7. Pozostała Działalność

3.7.1. Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Pozostała Działalność.

w mln PLN	III kwartał 2017	III kwartał 2016	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	86	178	-52%
EBIT	3	-10	-
EBITDA	20	23	-13%
Nakłady inwestycyjne	32	34	-6%

Spadek wyniku EBITDA segmentu Pozostała Działalność o 3 mln PLN związany był głównie z zawartą 29 marca 2017 roku umową sprzedaży 100% akcji spółki EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa.

Pozytywnie na wynik segmentu wpłynął wzrost EBITDA spółki PGE Systemy S.A. o około 6 mln PLN, który jest efektem zwiększenia zakresu świadczonych usług.

3.7.2. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w III kwartale 2017 roku wyniosły 32 mln PLN w porównaniu do 34 mln PLN poniesionych w III kwartale 2016 roku.

W ramach powyższej kwoty w III kwartale 2017 roku największe nakłady inwestycyjne poniesione zostały przez następujące spółki:

- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 24 mln PLN;
- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 7 mln PLN.

4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

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

Umowa Inwestycyjna w sprawie inwestycji finansowej w Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. została omówiona w nocie nr 22.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.2. Inwestycja kapitałowa w Polimex-Mostostal S.A.

Inwestycja kapitałowa w Polimex-Mostostal S.A. została omówiona w nocie nr 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.3. Zakup aktywów EDF w Polsce

Zakup aktywów EDF w Polsce został omówiony w nocie nr 22.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.4. Wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A.

Wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A. zostało omówione w nocie nr 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.5. Opis znaczących umów

W trzech kwartałach 2017 roku nie wystąpiły umowy, które spełniły kryterium umowy znaczącej.

4.6. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

Zmiany w Zarządzie

Rada Nadzorcza 13 lutego 2017 roku podjęła uchwały o odwołaniu ze składu Zarządu IX kadencji, z dniem 13 lutego 2017 roku:

- Pana Henryka Baranowskiego, Prezesa Zarządu;
- Pani Marty Gajęckiej, Wiceprezes ds. Rozwoju Rynku i Relacji Międzynarodowych;
- Pana Bolesława Jankowskiego, Wiceprezesa Zarządu ds. Handlu;
- Pana Marka Pastuszko, Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych;
- Pana Pawła Śliwy, Wiceprezesa Zarządu ds. Innowacji;
- Pana Ryszarda Wasiłka, Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju;
- Pana Emila Wojtowicza, Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Jednocześnie Rada Nadzorcza Spółki 13 lutego 2017 roku podjęła uchwały o powołaniu w skład Zarządu X kadencji od dnia 14 lutego 2017 roku:

- Pana Henryka Baranowskiego i powierzeniu mu funkcji Prezesa Zarządu;
- Pana Bolesława Jankowskiego i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Międzynarodowych;
- Pana Wojciecha Kowalczyka i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Inwestycji Kapitałowych;
- Pana Marka Pastuszko i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych;
- Pana Pawła Śliwy i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Innowacji;
- Pana Ryszarda Wasiłka i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych;
- Pana Emila Wojtowicza i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

20 czerwca 2017 roku Pan Bolesław Jankowski złożył rezygnację z funkcji Wiceprezesa Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. ds. Międzynarodowych z dniem 1 lipca 2017 roku.

Na dzień 30 września 2017 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd funkcjonował w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja
Henryk Baranowski	Prezes Zarządu
Wojciech Kowalczyk	Wiceprezes Zarządu ds. Inwestycji Kapitałowych
Marek Pastuszko	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji
Ryszard Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych
Emil Wojtowicz	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Zmiany w składzie Rady Nadzorczej

6 kwietnia 2017 roku wpłynęła do Spółki rezygnacja Pana Mateusza Gramzy z członkostwa w Radzie Nadzorczej PGE S.A. w trybie natychmiastowym.

26 czerwca 2017 roku Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Energii, w drodze pisemnego oświadczenia składanego Zarządowi Spółki, odwołał ze składu Rady Nadzorczej Pana Radosława Osińskiego. Natomiast 27 czerwca 2017 roku Pan Radosław Osiński został powołany przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie do pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej.

Na dzień 30 września 2017 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Radosław Osiński	Wiceprzewodniczący od 19 września 2017 roku – członek zależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej - członek niezależny
Jarosław Głowacki	Członek Rady Nadzorczej - członek niezależny
Janina Goss	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

Na dzień 30 września 2017 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.
Jarosław Głowacki		Członek od 02.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.	
Anna Kowalik	Członek			Członek
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. Przewodniczący od 25.10.2016 r.		Członek od 13.09.2016 r.
Radosław Osiński			Członek od 13.09.2016 r. do 26.06.2017 r. Przewodniczący od 25.10.2016 r. do 26.06.2017 r. Członek od 19.09.2017 r.	Członek od 13.09.2016 r. do 26.06.2017 r. Członek od 19.09.2017 r.
Mieczysław Sawaryn			Członek od 02.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r. Przewodniczący od 08.08.2016 r.
Artur Składanek	Członek od 19.09.2017	Członek od 07.03.2016 r.	Członek od 02.03.2016 r.	

4.7. Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT

Decyzje Prezesa URE w ramach realizacji Ustawy KDT zostały omówione w nocie nr 22.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.8. Kwestie prawne

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

Informacje dotyczące pozwów o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń PGE S.A. zostały omówione w nocie 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.8.2. Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Na dzień 30 września 2017 roku PGE S.A. oraz jednostki od niej zależne nie były stroną w postępowaniach dotyczących zobowiązań lub wierzytelności, których łączna wartość stanowiłaby co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie nr 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

W ramach Grupy w trzech kwartałach 2017 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

4.11. 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 pkt 1.2.1 niniejszego sprawozdania.

4.12. Działania związane z energetyką jądrową

Program budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej („Program”) koncentruje się na przeprowadzeniu badań lokalizacyjnych i środowiskowych do momentu przygotowania Raportu OOS (Raport z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko) i Raportu Lokalizacyjnego. Decyzje o kontynuacji Programu, w powyższym lub zmienionym zakresie, będą podejmowane w kontekście decyzji Ministerstwa Energii dotyczących modelu pozyskania technologii dla elektrowni jądrowej, modelu finansowania inwestycji oraz kształtu zaktualizowanego Programu Polskiej Energetyki Jądrowej.

Partnerstwo biznesowe

W następstwie zbycia 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 EJ 1”, „EJ 1”), PGE S.A. posiada 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1, a każdy z Partnerów Biznesowych po 10% w kapitale zakładowym PGE EJ 1.

Zgodnie z Umową Wspólników, zawartą 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 w formie podwyższeń kapitału zakładowego. Zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy wartości ok. 700 mln PLN.

Postępowanie na wybór technologii

Dalsze działanie w zakresie pozyskania technologii jądrowej uzależnione jest od ostatecznych uzgodnień z Ministerstwem Energii dotyczących formuły wyboru technologii i wypracowania rozwiązań ekonomiczno – organizacyjno – prawnych wraz z podziałem ryzyk i szacunkiem kosztów wdrożenia tych rozwiązań.

Badania lokalizacyjne, środowiskowe i inne

W marcu 2017 roku rozpoczęły się badania lokalizacyjne i środowiskowe związane z przygotowaniem do budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Prace prowadzone są w dwóch lokalizacjach „Lubiatowo-Kopalino” i „Żarnowiec” na terenach gmin Choczewo, Krokowa i Gniewino, w województwie pomorskim.

Badania koncentrują się na działaniach niezbędnych do sporządzenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko oraz raportu lokalizacyjnego. Zakończenie prac planowane jest do końca 2020 roku.

Przedmiotem badań środowiskowych jest określenie wpływu przedsięwzięcia na środowisko na etapach przygotowania, budowy, eksploatacji i likwidacji elektrowni jądrowej.

Przedmiotem badań lokalizacyjnych jest uzyskanie danych do przeprowadzenia oceny terenu z punktu widzenia przydatności dla posadowienia elektrowni jądrowej, w tym weryfikacja czynników wykluczających możliwość uznania terenu za spełniający wymogi bezpieczeństwa jądrowego (występowanie tzw. wady zasadniczej). Wyniki prac są niezbędne w celu opracowania rozwiązań zapewniających bezpieczne funkcjonowanie elektrowni oraz ograniczenie do minimum jej oddziaływania na życie okolicznych mieszkańców i środowisko naturalne.

Badania prowadzone są przez spółkę PGE EJ 1 przy głównym udziale wykonawcy programu badań, tj. spółki ELBIS sp. z o.o., wchodzącej w skład Grupy Kapitałowej PGE.

W III kwartale 2017 roku PGE EJ 1 kontynuowała badania środowiskowe i lokalizacyjne, w tym podpisała umowę z wykonawcą analizy techniczno-ekonomicznej prac rozbiórkowych (dla lokalizacji „Żarnowiec”). Prace w tym zakresie zostały już rozpoczęte.

W ramach prac służących przygotowaniu infrastruktury towarzyszącej projektowi w IV kwartale 2017 roku planowane jest pozyskanie danych wejściowych niezbędnych do opracowania studium transportowego, analizy punktu przyłączenia elektrowni jądrowej do krajowej sieci przesyłowej, studium korytarza wysokich napięć oraz studium zaopatrzenia w wodę i odprowadzenia ścieków.

W IV kwartale 2017 roku kontynuowane będzie również postępowanie na wybór wykonawców Raportu Lokalizacyjnego i Raportu OOŚ.

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 2017 roku prace w obszarze akceptacji społecznej koncentrowały się na kontynuacji działań w ramach Programu Wsparcia Rozwoju Gmin Lokalizacyjnych („PWRGL”), w szczególności w ramach przyjętego w I kwartale 2017 roku budżetu PWRGL.

W okresie trzech kwartałów 2017 roku podpisane były i realizowane kolejne umowy w ramach PWRGL w celu umacniania partnerskich relacji PGE ze społecznością lokalną oraz władzami trzech gmin lokalizacyjnych poprzez wspieranie inicjatyw istotnych dla mieszkańców i rozwoju regionu.

W IV kwartale 2017 roku planowana jest kontynuacja prac w ww. zakresie.

Regulacje prawne dotyczące energetyki jądrowej

W I półroczu 2017 roku PGE S.A. i PGE EJ 1 uczestniczyły w konsultacjach społecznych dotyczących projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo atomowe, projektu ustawy – Kodeks urbanistyczno-budowlany oraz projektu ustawy – Prawo wodne.

W III kwartale 2017 roku PGE S.A. i PGE EJ 1 uczestniczyły w konsultacjach społecznych dotyczących projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z uproszczeniem procesu inwestycyjno-budowlanego oraz projektu ustawy o organach administracji inwestycyjnej i nadzorze budowlanym.

W IV kwartale 2017 roku kontynuowane będą prace w ww. zakresie.

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. (zwane dalej „WorleyParsons”), na kwotę około 253 mln PLN netto (w tym zakres

podstawowy około 167 mln PLN). Z tytułu opóźnienia w realizacji produktu umowy EJ 1 naliczyła WorleyParsons w 2013 roku karę umowną w kwocie około 7 mln PLN. Dodatkowo w związku z dalszym nienależytym wykonaniem usług w 2014 roku EJ 1 naliczyła kary umowne w łącznej kwocie około 43 mln PLN. 23 grudnia 2014 roku EJ 1 wypowiedziała umowę z przyczyn leżących po stronie WorleyParsons.

Kary umowne z 2013 roku zostały potrącone z wynagrodzenia należnego WorleyParsons w 2014 roku. Kary z 2014 roku zostały w części potrącone z wynagrodzenia należnego WorleyParsons, w części zaś zaspokojone z kwot uzyskanych przez spółkę z gwarancji bankowej. Po dokonaniu wszystkich potrąceń i uzyskaniu przez spółkę kwot z gwarancji bankowej, EJ 1 przysługuje względem WorleyParsons roszczenie o zapłatę około 14 mln PLN, jako kara umowna tytułem opóźnienia.

7 sierpnia 2015 roku EJ 1 wniosła do Sądu Okręgowego w Warszawie pozew przeciwko WorleyParsons o zapłatę kwoty około 15 mln PLN z tytułu zaległych kar umownych powiększonej o odsetki ustawowe z tytułu opóźnienia w zapłacie.

13 listopada 2015 roku EJ 1 doręczono pozew WorleyParsons o zapłatę kwoty około 59 mln PLN tytułem wynagrodzenia WorleyParsons, które w jego ocenie zostało nienależnie przez EJ 1 potrącone, za prace bezzasadnie w ocenie WorleyParsons nieodebrane oraz za zarządzanie projektem, jak również tytułem zwrotu kwot pobranych z gwarancji bankowej. Ponadto wartość roszczeń wymienionych w pozwie WorleyParsons w kwocie około 54 mln PLN została objęta złożonym 13 marca 2015 roku przez WorleyParsons żądaniem zapłaty kwoty około 92 mln PLN w związku z rozwiązaniem umowy. 24 marca 2017 roku EJ 1 doręczono pismo rozszerzające powództwo WorleyParsons z kwoty około 59 mln PLN na kwotę około 104 mln PLN (tj. o kwotę około 45 mln PLN). Możliwym jest, iż WorleyParsons wystąpi z kolejnym powództwem o kwotę około 32 mln PLN, która to kwota stanowi różnicę w wysokości roszczeń z wezwania do zapłaty 13 marca 2015 roku oraz z rozszerzonego powództwa doręczonego 24 marca 2017 roku.

29 marca 2017 roku odbyła się pomiędzy Stronami mediacja – na spotkaniu nie doszło do zawarcia ugody. Termin posiedzenia w sprawie został odroczony na dzień 8 grudnia 2017 roku. Termin na ustosunkowanie się do pisma WorleyParsons rozszerzającego powództwo upływa 3 lutego 2018 roku.

Spółka PGE EJ 1 nie uznaje zgłoszonych w stosunku do niej roszczeń, a ewentualne ich zasądzenie przez sąd uważa za mniej prawdopodobne od ich oddalenia.

Ponadto 20 maja 2016 roku EJ 1 złożyła do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie wniosek o zawiązanie WorleyParsons do próby ugodowej w zakresie roszczeń EJ 1 w kwocie około 41 mln PLN wraz z odsetkami ustawowymi tytułem odszkodowania za nienależyte wykonanie zobowiązań wynikających z umowy. Posiedzenie pojednawcze przed sądem zostało wyznaczone na 8 czerwca 2017 roku. Na posiedzeniu 8 czerwca 2017 roku, Sąd stwierdził brak doręczenia odpisu wniosku amerykańskiemu spółkom WorleyParsons, w związku z czym odroczyl posiedzenie bez terminu. 3 lipca 2017 roku pełnomocnik spółki PGE EJ 1 otrzymał informację, że odpis wniosku został doręczony spółkom amerykańskim. Na posiedzeniu 19 września 2017 roku Sąd stwierdził, że nie doszło do zawarcia ugody i zakończył postępowanie w sprawie.

4.13. Sprzedaż 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa

Informacje o sprzedaży 100% akcji EXATEL S.A. na rzecz Skarbu Państwa zostały zamieszczone w nocie nr 8 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.14. Podział zysków 2016 roku

Informacje o podziale zysków 2016 roku zostały zamieszczone w nocie nr 16.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.15. Wypowiedzenie umowy sprzedaży praw majątkowych przez Energa-Obrót S.A.

Wypowiedzenie umów na zakup praw majątkowych przez Energa-Obrót S.A. zostało omówione w nocie nr 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.16. Awarie sieci spowodowane przez silne wiatry

W III kwartale 2017 roku m.in. na obszarze sieci dystrybucyjnej PGE wystąpiły huraganowe wiatry, które skutkowały masowymi awariami sieci elektroenergetycznej. Z powodu wyłączeń będących wynikiem zdarzeń katastrofalnych, zagrożone jest wykonanie przez Spółkę celów regulacji jakościowej SAIDI i SAIFI w 2017 roku. Ewentualny wpływ na wyniki finansowe GK PGE, w związku z ryzykiem niewykonania przez Spółkę celów regulacji jakościowej SAIDI i SAIFI w 2017 roku, będzie miał miejsce w 2019 roku (por. pkt 8.4.2 niniejszego sprawozdania). Obecnie wszyscy Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych prowadzą rozmowy z URE w sprawie wyłączenia skutków zdarzeń nadzwyczajnych z rozliczanych w taryfie jakościowej wskaźników.

5. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

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

6. Publikacja prognoz finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

7. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

7.1. Akcjonariusze Spółki posiadający znaczne pakiety akcji

Zgodnie z posiadaną wiedzą, na podstawie pisma z Ministerstwa Skarbu Państwa z 27 kwietnia 2016 roku, Skarb Państwa posiada 1 072 984 098 akcji zwykłych Spółki, 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.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A.

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%

7.2. 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 2017 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 2017 roku (tj. 08.08.2017 r.) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (tj. 07.11.2017 r.) (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (PLN)
Zarząd	-	-	-	-
Rada Nadzorcza	7	-	7	71,75
Jarosław Głowacki	7	-	7	71,75

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

Tabela: Akcje i udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. posiadane i zarządzane bezpośrednio przez osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę.

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień publikacji raportu za I półrocze 2017 roku (tj. 08.08.2017 r.) (szt.)	Zmiana liczby posiadanych akcji (szt.)	Liczba akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (tj. 07.11.2017 r.) (szt.)	Wartość nominalna akcji na dzień przekazania raportu kwartalnego (PLN)
Zarząd	-	-	-	-
Rada Nadzorcza	1	-	1	2,00
Jarosław Głowacki *	1	-	1	2,00

* 1 akcja spółki Polimex – Mostostal S.A.

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

8. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

8.1. Otoczenie makroekonomiczne

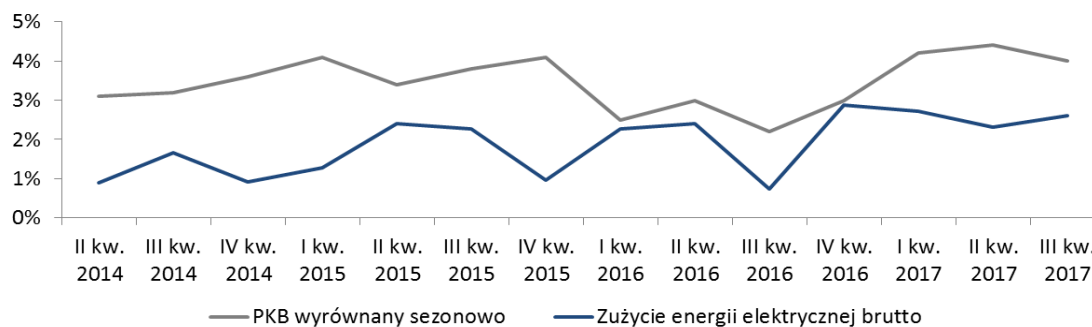
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe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

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

W III kwartale 2017 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,6% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wzrost był wyższy niż przed rokiem, kiedy to zużycie energii wzrosło o 0,7% w porównaniu z analogicznym okresem w 2015 roku.

Tendencje gospodarcze w III kwartale 2017 roku pozostały ogólnie pozytywne. Mediana prognoz instytucji finansowych dla PKB po trzech kwartałach 2017 roku wskazuje na wzrost o 4,4% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

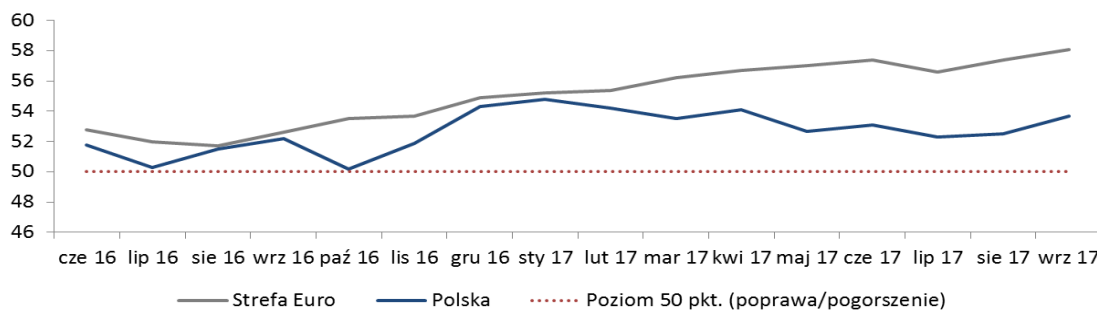
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: Prognozy PKB instytucji finansowych według ankiety GUS, PSE

Wzrostowi gospodarcemu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła optymistyczna sytuacja polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za około 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w III kwartale 2016 roku średnio 52,2 pkt, a w III kwartale 2017 roku średnio 52,8 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 III kwartale 2016 roku osiągnął średnio 52,1 pkt, a w analogicznym okresie 2017 roku średnio 57,4 pkt.

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



Źródło: Markit Economics

Korzystne zjawiska w polskim przemyśle potwierdzane są również przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W III kwartale 2017 roku zanotowano wzrost na poziomie 6,3% r/r wobec 2,5% w analogicznym okresie poprzedniego roku. Zmiana była spowodowana wzrostem dynamiki przetwórstwa przemysłowego (7,1% r/r w III kwartale 2017 roku wobec 3,3% w analogicznym okresie 2016 roku). Wzrosła jednocześnie wartość produkcji w całym sektorze

energetycznym o 8,8% r/r w III kwartale 2017 roku wobec -7,3% w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) w III kwartale 2017 roku wyniósł 3,3% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Wskaźnik CPI na koniec września 2017 roku wyniósł 2,2% r/r.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	III kwartał 2017	III kwartał 2016
Produkt Krajowy Brutto ¹	4,4	2,2
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	2,2	-0,5
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ³	3,3	0,2
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ³	6,3	2,5
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ³	7,1	3,3
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ³	8,8	-7,3
Dynamika krajowego zużycia energii elektrycznej brutto ⁴	2,3	0,7
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁴	40,6	39,6
EUR/PLN ⁵	4,27	4,34

Źródło: ¹ Dla PKB w III kwartale 2017 roku - ankieta GUS wśród instytucji finansowych, dla III kwartału 2016 roku dane GUS, ² NBP, ³ GUS, ⁴ PSE S.A., ⁵ NBP.

8.2. Otoczenie regulacyjne

Otoczenie regulacyjne – aktualne zagadnienia

Krajowe

- prace nad Krajowym Planem Działań dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski 2017, prace nad nową Polityką Energetyczną Polski do roku 2050 („PEP 2050”)
- zmiany w zakresie usług systemowych takie jak:
 - modyfikacja obecnego mechanizmu usługi systemowej - Operacyjna Rezerwa Mocy
 - uruchomienie kolejnych pakietów usług redukcji zapotrzebowania
- wdrożenie rynku mocy
- kolejne nowelizacje ustawy o odnawialnych źródłach energii, określające system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych, w tym w szczególności wejście w życie zmiany sposobu obliczania opłaty zastępczej oraz prace nad projektem przewidującym nowe koszyki technologiczne
- publikacja rozporządzenia Ministra Energii z 11 sierpnia 2017 roku w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2018-2019
- parametry i harmonogram aukcji dla instalacji OZE oraz wysokość cen referencyjnych – 29 września 2017 roku Rada Ministrów wydała nowe rozporządzenia, na mocy których ilość energii jaka może być sprzedana w drodze aukcji w 2017 roku wynosi 0 MWh
- ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych – brak możliwości budowy nowych elektrowni w odległości mniejszej niż 10-krotność wysokości turbiny, odmienne rozstrzygnięcia w zakresie podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości (maszt, czy cała instalacja wraz z turbiną)
- wprowadzenie mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji
- publikacja decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 roku ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE
- wyniki postępowania wyjaśniającego toczącego się przed Prezesem URE oraz sprawy sądowe w zakresie wydania świadectw pochodzenia energii wytworzonej z biomasy dla niektórych oddziałów PGE GiEK S.A.
- kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego jest uzależniony między innymi od wskaźników SAIDI i SAIFI oraz czasu przyłączenia
- możliwe odmienne rozstrzygnięcie sporów prawnych, z których najbardziej istotne przedstawiono w nocie 19.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego
- prace nad projektem rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie opłat za usługi wodne oraz szczególne korzystanie z wód, określającego jednostkowe stawki opłat za korzystanie z wód do celów energetyki
- prace nad pakietem legislacyjnym, który ma doprowadzić do transformacji gospodarki linearnej w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (*circular economy*) oraz może przyczynić się do zmiany klasyfikacji produktów ubocznych spalania węgla
- prace nad ustawą o elektromobilności, która ma ułatwić powstanie infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych

Zagraniczne

- regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego wyznaczającego cele redukcji na lata 2021-2030; prawna realizacja koncepcji unii energetycznej, w tym m.in.:
 - wniosek legislacyjny w sprawie rewizji dyrektywy 2003/87/WE o systemie handlu uprawnieniami do emisji („EU ETS”), w tym postanowienia określające: wysokość liniowego wskaźnika redukcji emisji (LRF), podział uprawnień do emisji na sprzedawane na aukcji i alokowane bezpłatnie, skasowanie określonego wolumenu uprawnień, funkcjonowanie mechanizmu rezerwy stabilizacyjnej (MSR), wielkość i sposób redystrybucji środków, którymi będzie dysponować Fundusz Modernizacyjny, sposób redystrybucji bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji. Obecnie trwają ostateczne uzgodnienia stanowisk Komisji Europejskiej, Parlamentu Europejskiego oraz Rady UE w ramach tzw. „trilogów”
 - wniosek legislacyjny w sprawie rewizji dyrektywy o odnawialnych źródłach energii („RED II”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do 27% udziału źródeł odnawialnych („OZE”) w miksie energetycznym na poziomie UE do 2030 roku. Projekt

- zawiera m.in. propozycję przepisów, które ograniczają możliwość wykorzystania i dalszego wspierania biomasy
- wniosek legislacyjny dotyczący rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej („EMR”) oraz wniosek legislacyjny dotyczący dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej („EMD”), których celem jest stworzenie nowej struktury jednolitego rynku energii m.in. poprzez wprowadzenie wielu rozwiązań pro konsumenckich oraz uelastycznienie rynku i ingerencję w strukturę mechanizmów mocowych (szczególnie propozycja wprowadzenia europejskiej oceny wystarczalności mocy oraz standardu emisji CO₂ dla jednostek biorących udział w rynku mocy na poziomie 550 g/kWh)
 - wniosek legislacyjny dotyczący rozporządzenia w sprawie zarządzania unią energetyczną („EU Governance”), które ma stworzyć oparty na współpracy z innymi państwami członkowskimi oraz na uzgodnieniach prowadzonych z Komisją Europejską system zarządzania realizacją celów unii energetycznej. W zakresie realizacji celu OZE projekt przewiduje m.in. stworzenie platformy finansowej zasilanej kontrybucjami ze strony państw członkowskich
 - wniosek legislacyjny w sprawie rewizji dyrektywy o efektywności energetycznej („EED”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do 30% poprawy efektywności energetycznej na poziomie UE do 2030 roku.
- regulacje związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń realizowane w ramach polityki środowiskowej, w tym:
 - zakończony proces rewizji najlepszych dostępnych technik („BAT”) – konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zostały opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej 17 sierpnia 2017 roku. W związku z tym okres na dostosowanie instalacji upływa cztery lata po publikacji, tj. 17 sierpnia 2021 roku.

8.3. Ceny energii elektrycznej

Rynek krajowy - Ceny

Rynek Dnia Następnego („RDN”)

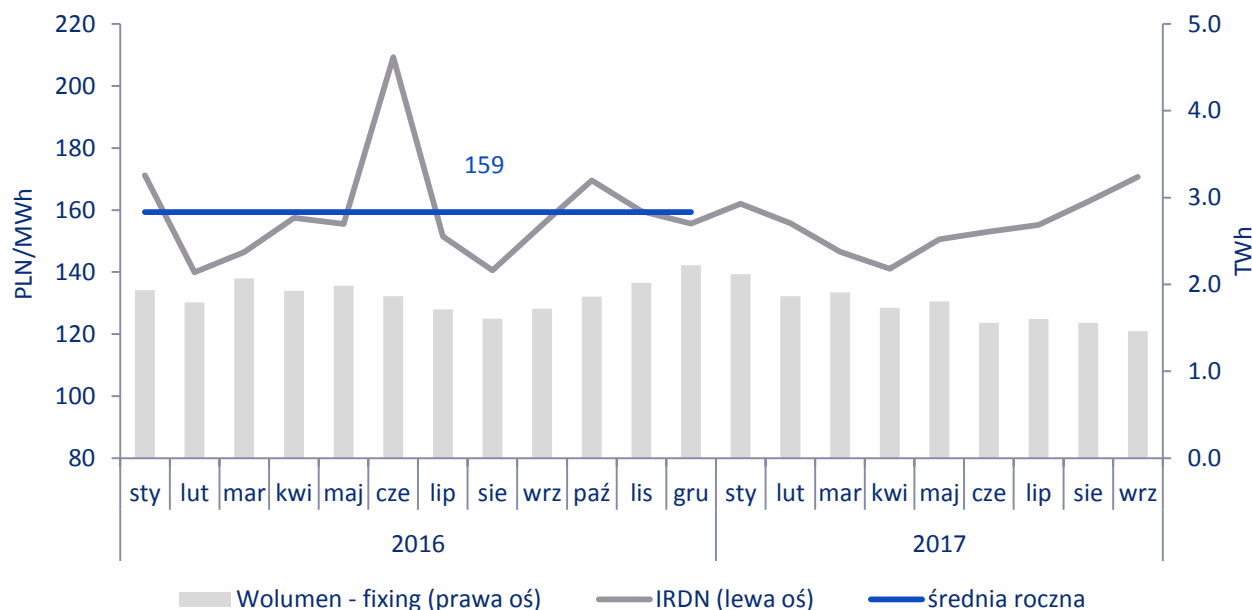
W III kwartale 2017 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego¹ wyniosła 163 PLN/MWh i była wyższa o 9% od średniej ceny (149 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wzrost cen energii związany był z sytuacją na rynkach powiązanych: ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrosły w III kwartale 2017 roku o 1/3 w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Ponadto obserwowany był wzrost cen węgla – średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego („PSCMI1”) w okresie lipiec-sierpień² 2017 roku wzrósł o 7% do 9,3 PLN/GJ wobec notowanego w analogicznym okresie poziomu 8,7 PLN/GJ. Z drugiej strony większa o 34%, niż w analogicznym okresie ubiegłego roku, podaż energii wyprodukowanej z wiatru była czynnikiem ograniczającym wzrost cen energii.

W ujęciu narastającym, w trzech kwartałach 2017 roku średnia cena na RDN ukształtowała się na poziomie 155 PLN/MWh i jest to poziom o 2% niższy od średniej ceny 158 PLN/MWh notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. Na spadek cen w trzech kwartałach 2017 roku wpłynęło mniejsze, w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku, obciążenie remontowe jednostek wytwórczych opalanych węglem brunatnym, pozwalające na przesunięcie produkcji w KSE do jednostek o niższym koszcie zmiennym. Kolejnym czynnikiem był wzrost podaży energii wyprodukowanej z wiatru o 25% w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. W tym samym czasie średnie ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla („EUA Dec17”) w trzech kwartałach 2017 roku ukształtowały się na poziomie zbliżonym (r/r) i nie przyczyniły się do odnotowanych spadków cen energii, natomiast indeks PSCMI1 w miesiącach styczeń-sierpień 2017 roku kształtował się na poziomie 9,1 PLN/GJ, czyli 3% wyżej (r/r).

¹ Statystyka wyliczona dla danych z Fixingu

² W czasie opracowywania niniejszego sprawozdania nie był jeszcze dostępny wrześniowy odczyt PSCMI1.

Rysunek: Miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2016–2017 (TGE)*



*średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), ważone wolumenem obrotu

Rynek Transakcji Terminowych („RTT”)

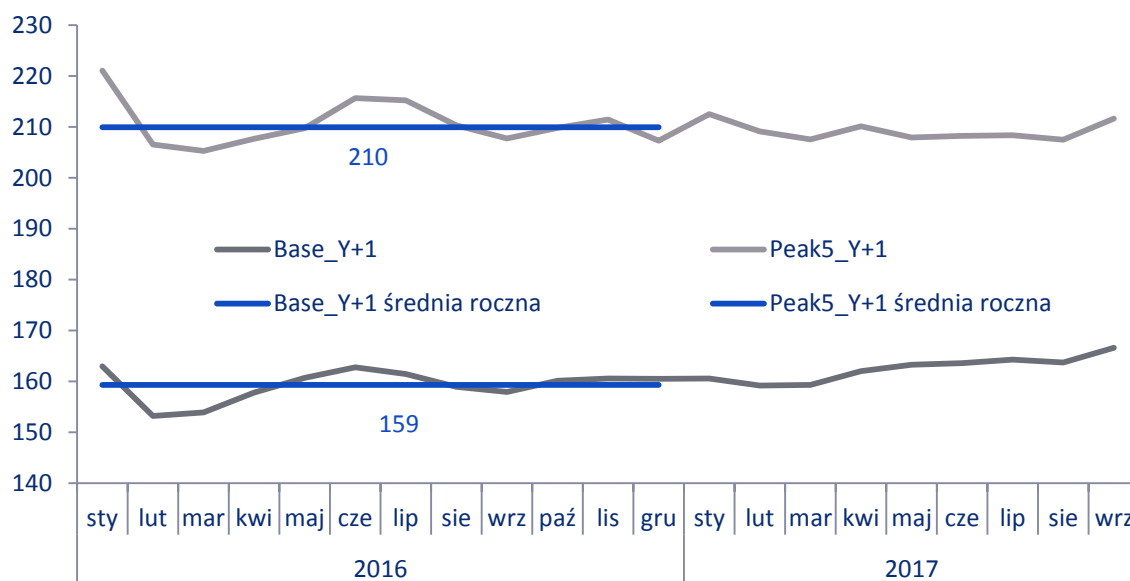
Średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE_Y-18”) wyniosła w III kwartale 2017 roku 165 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku kontrakt („BASE_Y-17”) kosztował średnio 159 PLN/MWh (wzrost 4% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach BASE_Y-18 odnotowany w III kwartale 2017 roku wyniósł 11,6 TWh – jest to wynik o 7% wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE_Y-17 odnotowanego w III kwartale 2016 roku.

Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK5_Y-18”) w III kwartale 2017 roku wyniosła 210 PLN/MWh i pozostała na poziomie niezmiennym względem średniej ceny analogicznego kontraktu („PEAK5_Y-17”) notowanego w III kwartale 2016 roku. Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5_Y-18 w III kwartale 2017 roku wyniósł 1,7 TWh – jest to wynik o 81% wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie PEAK5_Y-17 odnotowanego w III kwartale 2016 roku.

W ujęciu narastającym, w trzech kwartałach 2017 roku, średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE_Y-18”) wyniosła 163 PLN/MWh i była wyższa o 3% od notowań analogicznego kontraktu („BASE_Y-17”) w trzech kwartałach 2016 roku (159 PLN/MWh). Wolumen obrotu w kontraktach BASE_Y-18 odnotowany w trzech kwartałach 2017 roku wyniósł 28,7 TWh – jest to wynik o 13% niższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE_Y-17 odnotowanego w trzech kwartałach 2016 roku.

Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK5_Y-18”) w trzech kwartałach 2017 roku kształtowała się na poziomie 210 PLN/MWh i pozostała na poziomie niezmiennym względem średniej ceny analogicznego kontraktu („PEAK5_Y-17”) notowanego w trzech kwartałach 2016 roku. Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5_Y-18 w trzech kwartałach 2017 roku wyniósł 3,4 TWh – jest to wynik 6% wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie PEAK5_Y-17 odnotowanego w trzech kwartałach 2016 roku.

Rysunek: Miesięczne notowania na RTT w latach 2016–2017 (TGE)*.



*średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, obliczony w oparciu o notowania godzinowe, ważony wolumenem obrotu.

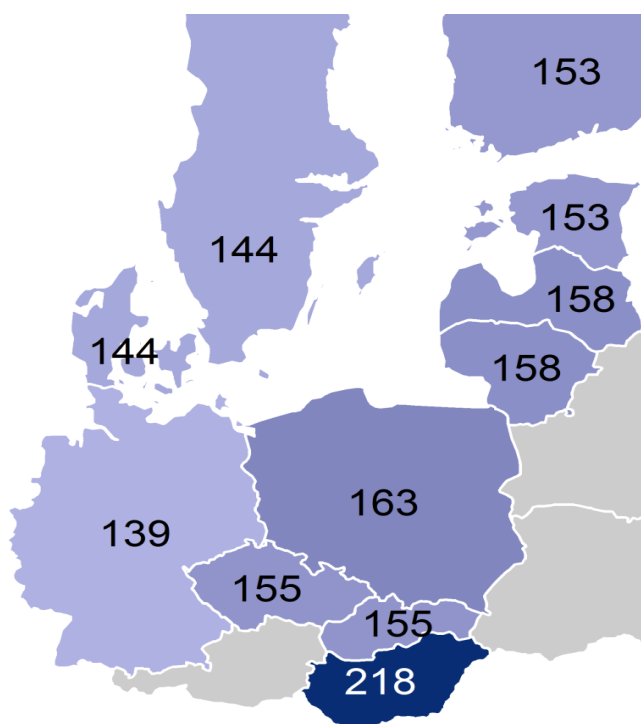
Rynek międzynarodowy

Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

W III kwartale 2017 roku hurtowe ceny energii rosły we wszystkich krajach regionu: największe wzrosty odnotowano na Węgrzech 44% r/r (nominalnie o 66 PLN/MWh). Najmniejsze wzrosty, stwierdzono na Litwie i Łotwie, gdzie dynamika r/r była rzędu 2-3% (3-4 PLN/MWh). W większości krajów regionu ceny hurtowe energii wzrosły o kilkanaście procent: w Szwecji o 12% r/r (15 PLN/MWh), w Niemczech o 14% (17 PLN/MWh) oraz w Czechach o 18% (24 PLN/MWh). Z tej perspektywy dynamika cen na RDN w Polsce - wzrost o 9% r/r (14 PLN/MWh) wpisuje się w regionalny trend. Wspólnym dla państw regionu katalizatorem wzrostów cen energii była sytuacja na powiązanych rynkach towarowych: wzrosty cen na rynku węgla i na rynku uprawnień CO₂.

W kontekście salda transgranicznej wymiany handlowej istotne znaczenie mają różnice w cenach energii pomiędzy Polską a krajami sąsiadującymi. W III kwartale 2017 roku średnia cena energii w Polsce była wyższa niż w krajach ościennych: Szwecji - 19 PLN/MWh oraz Niemczech - 23 PLN/MWh. Energia była tańsza także w Czechach, średnio o 8 PLN/MWh oraz na Litwie, średnio o 5 PLN/MWh.

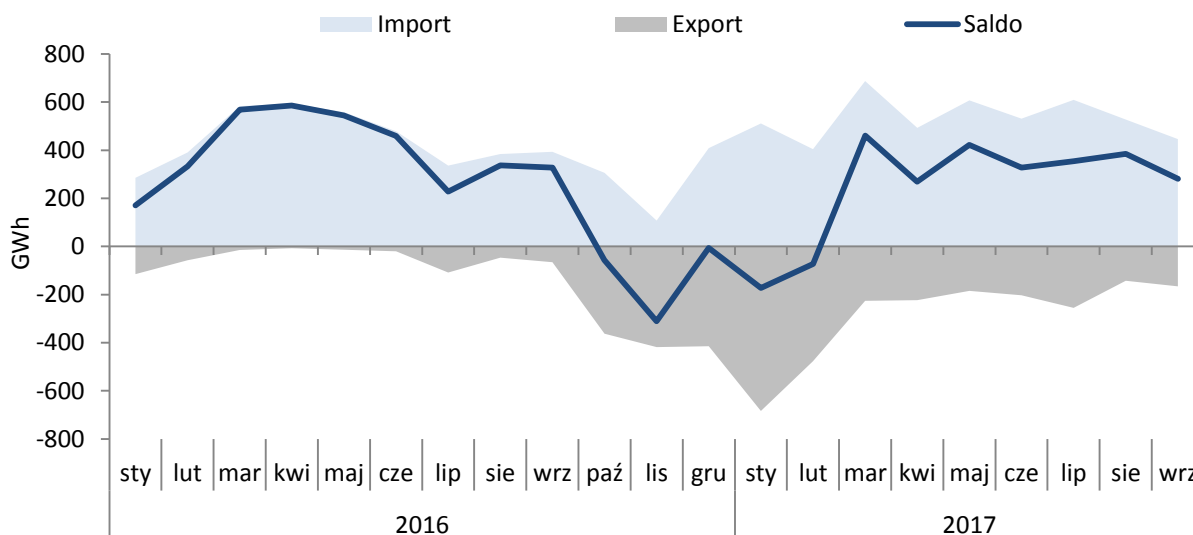
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2017 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,26 PLN).



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

Wymiana handlowa

Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2016-2017.

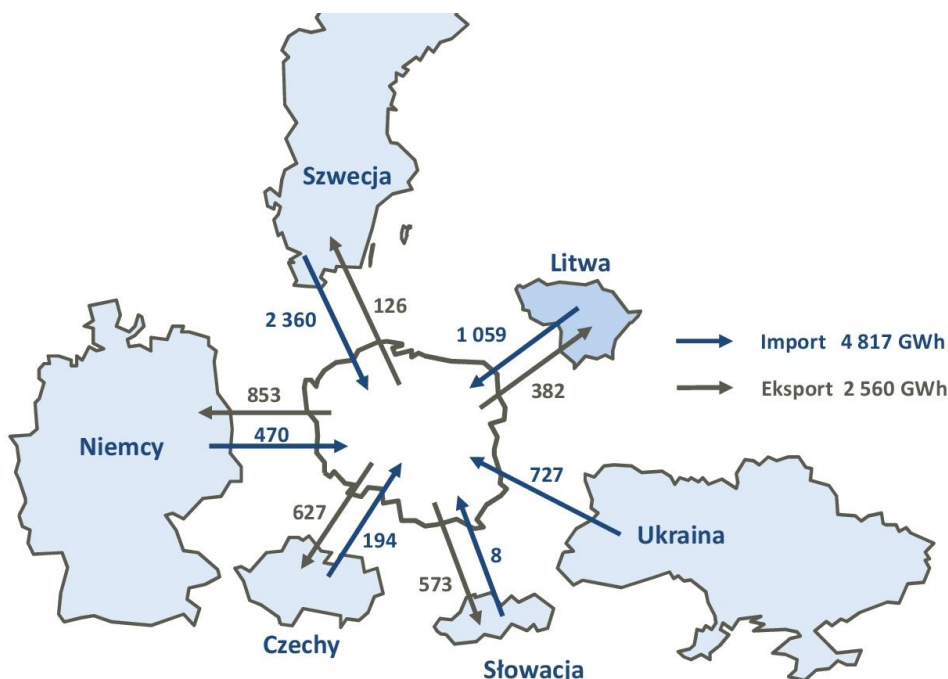


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W III kwartale 2017 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej: saldo wymiany handlowej roku wyniosło 1,02 TWh (import 1,58 TWh, eksport 0,56 TWh). W analogicznym okresie poprzedniego roku Polska była również importerem netto z saldem wymiany handlowej 0,89 TWh (w tym import 1,11 TWh oraz eksport 0,22 TWh). W ujęciu r/r obserwowane było ożywienie wymiany handlowej między Polską a Niemcami. Import netto z Niemiec w III kwartale 2017 roku wyniósł blisko 0,18 TWh (import 0,29 TWh, eksport 0,11 TWh). W analogicznym okresie poprzedniego roku był to wolumen nieistotny (0,01 TWh). Wiodącym partnerem w wymianie handlowej jest Szwecja – kierunek ten wygenerował ok. 3/4 całkowitego importu netto, podobnie jak przed rokiem.

W ujęciu narastającym, w trzech kwartałach 2017 roku Polska pozostaje importerm netto energii z saldem 2,26 TWh (import 4,82 TWh, eksport 2,56 TWh) wobec odnotowanego w analogicznym okresie poprzedniego roku 3,55 TWh (import 4,00 TWh, eksport 0,45 TWh). Kluczowym kierunkiem importu pozostaje Szwecja: saldo 2,23 TWh utrzymuje się na porównywalnym poziomie r/r. Trzy kwartały 2017 roku, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, charakteryzują się istotnie większym eksportem w kierunku południowo-zachodnim: łączny wolumen eksportu netto do Niemiec, Czech i Słowacji wyniósł 1,38 TWh, wobec zaledwie 0,10 TWh rok wcześniej.

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w trzech kwartałach 2017 roku (GWh).



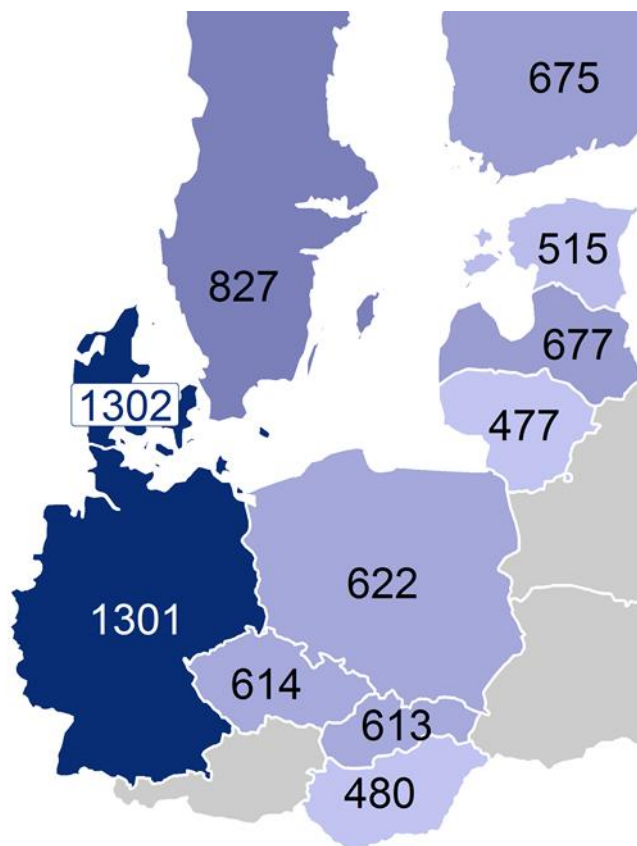
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

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 2017 roku³ dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 24% ceny energii elektrycznej w porównaniu do średniej dla Unii Europejskiej wynoszącej 31%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

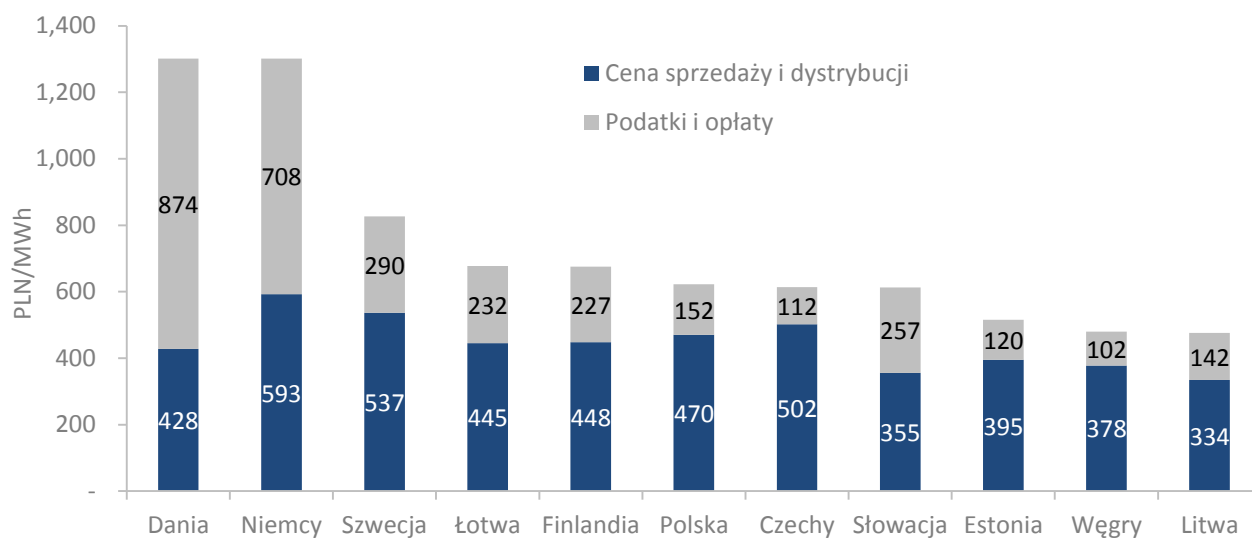
³ Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2017 roku (ceny w PLN/MWh).



Źródło: opracowanie własne na podstawie Energy prices in the EU. Eurostat, the statistical office of the European Union. Kurs EUR 4,27 PLN

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2017 roku (ceny w PLN/MWh, przeliczone wg średniego kursu EUR 4,27 PLN).



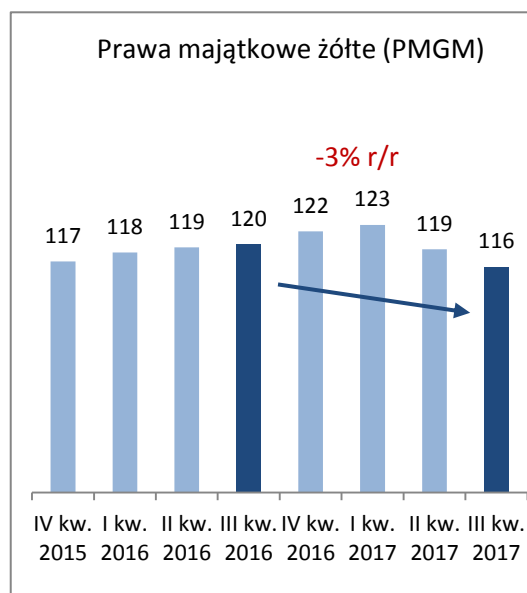
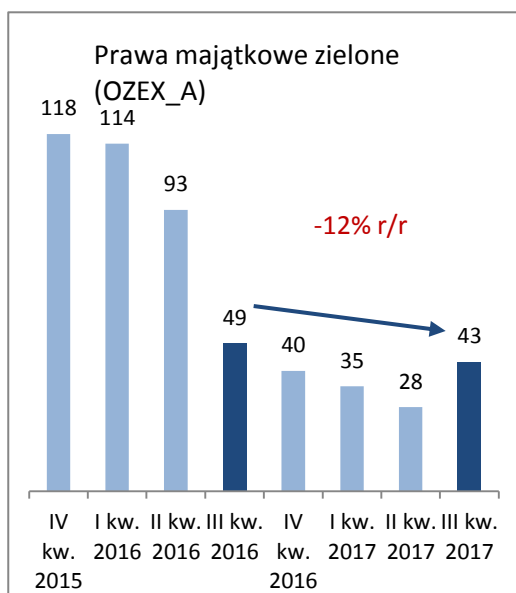
Źródło: Eurostat

8.3.1. Ceny praw majątkowych

W III kwartale 2017 roku średnia cena zielonych certyfikatów (PMOZE) osiągnęła poziom 43 PLN/MWh i była o 12% niższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku (indeks OZEX_A). Jednocześnie III kwartał przyniósł przełamanie trwającego od sześciu kwartałów trendu spadkowego (w ujęciu k/k dynamika wzrostu wyniosła 54%). Punktem zwrotnym dla rynku zielonych certyfikatów była nowelizacja ustawy o OZE, zmieniająca sposób ustalania opłaty zastępczej – odejście od nominalnego określania opłaty zastępczej (dotychczasowy poziom 300 PLN/MWh) na rzecz wyznaczania opłaty zastępczej w sposób relatywny jako 125% średniej ceny rynkowej z poprzedniego roku. Równocześnie wpływ na zmiany cen na rynku miało rozporządzenie Ministra Energii ustalające obowiązek umorzeń⁴ zielonych certyfikatów na 17,5% w 2018 roku, wobec 15,4% w 2017 roku.

Średnia cena żółtych certyfikatów w III kwartale 2017 roku osiągnęła poziom 116 PLN/MWh i była niższa o 3% w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Spadek cen wynika ze wzrostu podaży energii wyprodukowanej w źródłach kogeneracyjnych opalanych gazem oraz z obniżenia opłaty zastępczej ze 120 PLN/MWh w 2017 roku do 115 PLN/MWh w 2018 roku. Obowiązek umorzeń żółtych certyfikatów zwiększył się do 8% w roku 2018 względem 7% w roku bieżącym.

Rysunek: Średnie kwartalne ceny praw majątkowych.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE. Przedstawione na wykresie ceny praw majątkowych żółtych są cenami średnioważonymi – dla produktów PMGM-15, PMGM-16, PMGM-17.

⁴ Obowiązek umorzeń dotyczy sprzedaży energii do klienta końcowego. Sprzedawca zobowiązany jest umorzyć określone przez regulatora ilości kolorowych certyfikatów (w odniesieniu do wolumenu sprzedanej energii).

8.3.2. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

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

Notowania uprawnień EUA są jednym z kluczowych czynników determinujących hurtowe ceny energii oraz wyniki finansowe Grupy PGE. GK PGE ponosi koszty uprawnień EUA na pokrycie deficytu, czyli różnicy między emisją CO₂ w jednostkach wytwórczych a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego.

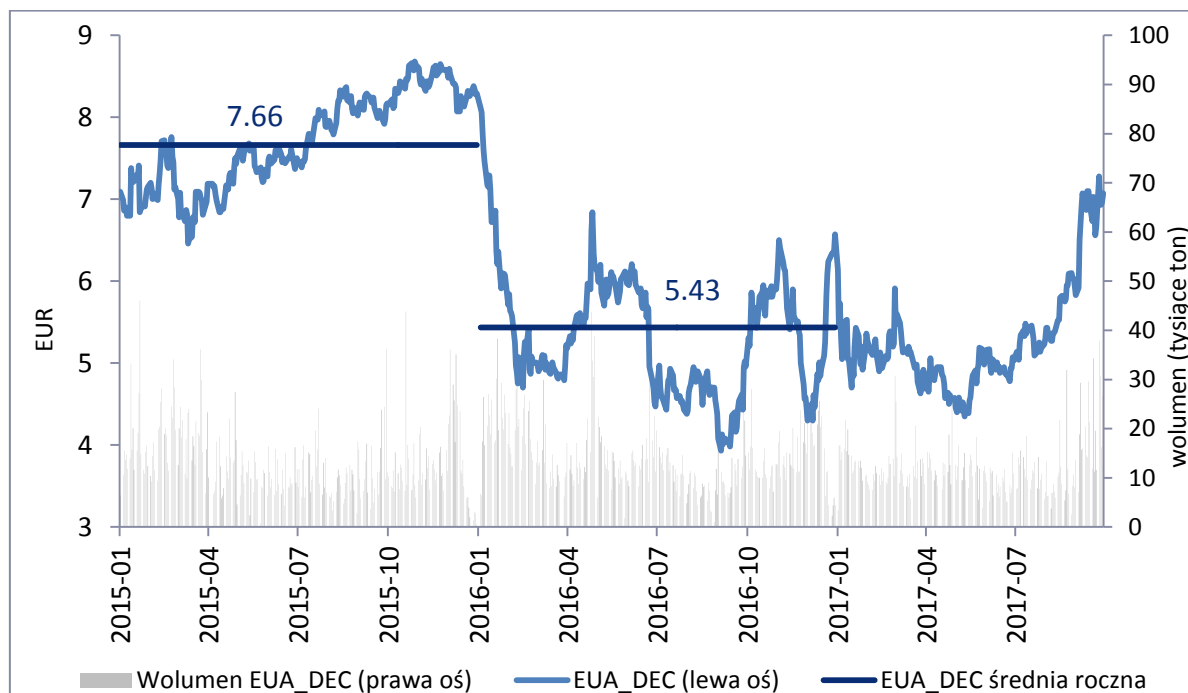
W III kwartale 2017 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 17 wyniosła 6,15 EUR/t i była o 34% wyższa od średniej ceny 4,58 EUR/t instrumentu EUA DEC 16 notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Przyczyną wzrostów była m.in. niepewność związana z pracami nad reformą Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami (EU-ETS) dotyczącymi okresu rozliczeniowego po 2020 roku. Ponadto sentyment na rynku CO₂ korelował z silną tendencją wzrostową obserwowaną od sierpnia na innych rynkach towarowych. Niekorzystne warunki hydrologiczne i niski poziom generacji w elektrowniach wodnych oraz ogłoszone we Francji ograniczenia produkcji w elektrowniach jądrowych przemawiały za wzrostami cen energii elektrycznej i paliw kopalnych.

W ujęciu narastającym, po trzech kwartałach 2017 roku, średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 17 wyniosła 5,43 EUR/t i była o 1% niższa od średniej ceny, tj. 5,47 EUR/t instrumentu EUA DEC 16 notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. W okresie trzech kwartałów 2017 roku obrót na rynku pierwotnym wyniósł 716,8 mln ton CO₂, gdy w analogicznym okresie roku ubiegłego było to 550,2 mln ton CO₂.

Początkowy spadek notowań w stosunku do 2016 roku mógł być spowodowany zakończeniem trzyletniego okresu backloadingu, a co za tym idzie zwiększeniem podaży uprawnień EUA na rynku pierwotnym. Spadek cen następował do 11 maja 2017 roku, kiedy to produkt DEC 17 zanotował najniższą cenę 4,35 EUR/t. Od tego momentu notowania tego produktu systematycznie rosły osiągając swoje kwartalne maksimum 25 września 2017 roku (7,28 EUR/t).

W trzech kwartałach 2017 roku ceny uprawnień do emisji EUA, w kontraktach terminowych na grudzień 2017 roku, kształtowały się w przedziale 4,35-7,28 EUR/t. W tym samym okresie jednostki CER, w kontraktach terminowych na grudzień 2017 roku, wyceniano na poziomie 0,18-0,29 EUR/t.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji CO₂.



Źródło: Bloomberg, opracowanie własne.

8.3.3. 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 31 marca 2014 roku.

Przydziały na produkcję ciepła na 2017 rok oraz na produkcję energii za 2016 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2017 rok Grupa otrzyma do końca kwietnia 2018 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2017 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2016 rok.

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy w III kwartale i okresie trzech kwartałów 2017 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2017 rok (w Mg).

Operator	Emisja CO ₂ III kwartał 2017 roku*	Emisja CO ₂ I – III kwartał 2017 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2017 rok**
Elektrownia Bełchatów	9 512 444	28 661 414	7 788 822
Elektrownia Turów	1 795 128	5 385 908	3 135 350
Elektrownia Opole	1 897 426	4 718 933	1 802 162
Zespół Elektrowni Dolna Odra	1 027 327	3 178 067	1 484 923
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	104 160	529 860	347 386
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	18 654	314 191	202 222
Elektrociepłownia Gorzów	68 705	299 683	158 071
Elektrociepłownia Rzeszów	24 102	206 956	94 345
Elektrociepłownia Kielce	14 303	129 217	64 141
Elektrociepłownia Zgierz	31 253	135 347	26 016
RAZEM	14 493 502	43 559 576	15 103 438

*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 2018 roku

8.3.4. 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.

W grudniu 2016 roku zakończył się okres korygowania dla wytwórców objętych systemem rekompensat w PGE GiEK S.A.

5 kwietnia 2017 roku PGE GiEK S.A. otrzymała informację o wszczęciu postępowania w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2016 rok. 10 kwietnia 2017 roku PGE GiEK S.A. otrzymała informację o wszczęciu postępowania w sprawie ustalenia wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych.

Zgodnie z zapisami Ustawy KDT proces ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2016 rok zakończył się wydaniem decyzji przez Prezesa URE w tej sprawie w dniu 31 lipca 2017 roku, natomiast proces ustalenia wysokości korekty końcowej kosztów osieroconych – wydaniem decyzji przez Prezesa URE w dniu 25 sierpnia 2017 roku. Z powodu braku kwestii spornych w powyższych procesach, wydane decyzje przez Prezesa URE ostatecznie zakończyły uczestnictwo wytwórców PGE GiEK w systemie rekompensat.

Wpływ rekompensat kosztów osieroconych na wyniki osiągnięte przez Grupę PGE został opisany w nocie nr 22.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

8.4. Rynki zaopatrzenia

8.4.1. Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych w III kwartale 2017 roku oraz w III kwartale 2016 roku.

Rodzaj paliwa	III kwartał 2017		III kwartał 2016	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 305	293	1 417	303
Gaz (tys. m ³)	76 735	37	68 688	35
Biomasa	108	21	247	57
Olej opałowy (lekki i ciężki)	8	10	11	11
RAZEM		361		406

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych w okresie trzech kwartałów 2017 oraz 2016 roku.

Rodzaj paliwa	I – III kwartał 2017		I – III kwartał 2016	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	3 751	839	3 755	807
Gaz (tys. m ³)	445 421	303	422 575	291
Biomasa	361	67	748	168
Olej opałowy (lekki i ciężki)	21	28	31	29
RAZEM		1 237		1 295

W okresie trzech kwartałów 2017 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 1 237 mln PLN i były niższe o 58 mln PLN w porównaniu do wykonania w okresie trzech kwartałów 2016 roku. Największy wpływ na zmianę kosztów zakupu paliw w GK PGE miały przede wszystkim biomasa oraz węgiel kamienny.

Biomasa

- niższy wolumen zakupu o 52% (-87 mln PLN)
- niższa średnia cena o 18% (-14 mln PLN)

Niższy wolumen zakupu biomasy jest efektem niższej produkcji energii elektrycznej ze spalania i współspalania biomasy ze względu na spadek opłacalności wykorzystania tego surowca (por. pkt 3.2.1 niniejszego sprawozdania).

Węgiel kamienny

- wyższa średnia cena o 4% (+32 mln PLN)

Wyższa cena węgla kamiennego w okresie trzech kwartałów 2017 roku wynika ze wzrostu cen tego surowca na krajowym i międzynarodowym rynku, co przekłada się bezpośrednio na wyższe ceny umowne.

Gaz

- wyższy wolumen zakupu o 5% (+12 mln PLN)

Wyższy wolumen zużycia gazu związany jest ze wzrostem produkcji w elektrociepłowniach gazowych (por. pkt 3.2.1 niniejszego sprawozdania).

Olej opałowy

- niższy wolumen zakupu o 32% (-9 mln PLN)

Niższy wolumen zakupu oleju opałowego w okresie trzech kwartałów 2017 roku w stosunku do analogicznego okresu w 2016 roku spowodowany był niższą liczbą rozruchów bloków energetycznych związanych z awariami, remontami planowymi i wezwaniem przez OSP.

- wyższa średnia cena o 43% (+8 mln PLN)

Na znaczne zwiększenie średniej ceny zakupu oleju opałowego miał wpływ wzrost cen ropy naftowej i produktów rafineryjnych na świecie.

W okresie trzech kwartałów 2017 roku około 72% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt wydobycia jest w całości kontrolowany przez Grupę Kapitałową PGE. W analogicznym okresie w 2016 roku wskaźnik produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego wyniósł 70%.

8.4.2. 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.

Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2017”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE.

15 grudnia 2016 roku Prezes URE zatwierdził Taryfę PGE Dystrybucja S.A. dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres od 1 stycznia 2017 roku do 31 grudnia 2017 roku.

Taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2017 roku.

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2017 rok spowodowały zmiany średnich stawek w poszczególnych grupach taryfowych (liczonych dla przychodów i wolumenu w danym roku taryfowym) w porównaniu z 2016 rokiem:

- grupa taryfowa A – spadek o 0,15%;
- grupa taryfowa B – wzrost o 5,89%;
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 3,77%;
- grupa taryfowa G – wzrost o 6,23%.

Zmiana stawek usług dystrybucyjnych uwzględnia znaczący wzrost opłaty przejściowej (od ok. 80% dla grup taryfowych B do 106% dla odbiorców o największym zużyciu w grupach taryfowych G) związanej z kosztami likwidacji kontraktów długoterminowych oraz opłaty OZE (o ok. 47%) związanej z mechanizmami wspierania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Opłaty te wpływają na wzrost przychodu regulowanego i stawek opłat dystrybucyjnych, ale w całości przekazywane są do podmiotów odpowiedzialnych za realizację instrumentów wsparcia. Nie wpływają więc na zyski spółek dystrybucyjnych.

Zmiany w średnich stawkach w poszczególnych grupach taryfowych (bez uwzględnienia opłaty OZE i przejściowej) kształtują się następująco:

- grupa taryfowa A – bez zmian;
- grupa taryfowa B – spadek o 0,55%;
- grupa taryfowa C+R – spadek o 0,22%;
- grupa taryfowa G – wzrost o 0,64%.

Elementy regulacji jakościowej, które wprowadzone były w 2016 roku są kontynuowane w 2017 roku. 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 przerwy;
- 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 2017 roku będzie uwzględniony w taryfie na 2019 rok. Zgodnie z przyjętymi przez URE założeniami, kara nie może przekroczyć 2% przychodu regulowanego i wielkości 15% kwoty zwrotu z kapitału w danym roku.

Taryfa dla ciepła

Stosownie do ustawy - Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla ciepła oraz proponują okres ich obowiązywania. Prowadzenie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE. Średnia cena sprzedaży ciepła w PGE spadła o około 2% w stosunku do cen obowiązujących w trzech kwartałach 2016 roku.

9. Oświadczenia Zarządu

9.1. 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.

10. 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 7 listopada 2017 roku.

Warszawa, 7 listopada 2017 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Prezes Zarządu **Henryk Baranowski**

Wiceprezes Zarządu **Wojciech Kowalczyk**

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 wprowadzenia mocy
JI	Joint Implementation, Wspólne Wdrożenia; jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 6 Protokołu z Kioto
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP (IRiESP)
KDT	Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NOx	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	Operacyjna rezerwa mocy są to zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla OSP ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
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
PSCMI1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego
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, $1 V = 1J/1C = (1 kg \times m^2) / (A \times s^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 kg \times m^2 \times s^{-3}$
WRA	wartość regulacyjna aktywów
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
Wysokosprawna kogeneracja	wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: (i) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego; lub (ii) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego