

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

zakończony 30 września 2018 roku

Spis treści

1. Działalność Grupy Kapitałowej	5
1.1. Opis Organizacji	6
2. Realizacja kluczowych projektów	10
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	13
3.1. Otoczenie makroekonomiczne	13
3.2. Otoczenie regulacyjne	15
3.3. Otoczenie rynkowe	18
3.4. Rynki zaopatrzenia	26
4. Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	28
4.1. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	28
4.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE	32
4.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności	34
5. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	47
5.1. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej	47
5.2. Kwestie prawne	48
5.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	48
5.4. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	49
5.5. Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	50
5.6. Działania związane z energetyką jądrową	50
5.7. Rating	51
5.8. Wezwanie na zakup 100% akcji Polenergii	51
5.9. Transakcje z podmiotami powiązanymi	51
5.10. Publikacja prognoz finansowych	51
5.11. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	51
6. Oświadczenia Zarządu	52
7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	52
Słowniczek	53



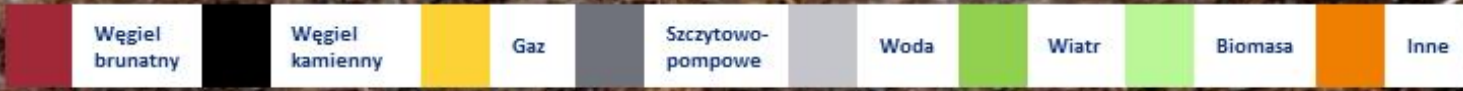
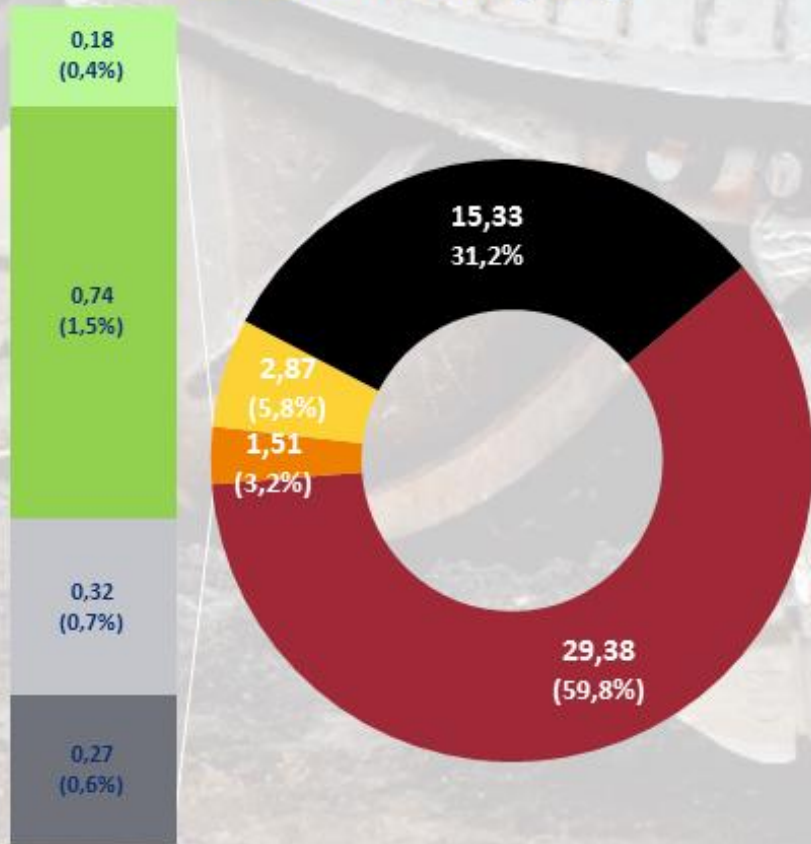
EBITDA [MLD PLN] 9 MIESIĘCY



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO [TWh] 9 MIESIĘCY



STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ [TWh]



	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	5 elektrowni konwencjonalnych 16 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	-	289 261 km linii dystrybucyjnych
Wolumeny energii	Produkcja energii elektrycznej netto 47,76 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,33 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 29,91 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 27,08 TWh
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (81%*), krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkowym udziałem ok. 9%* (razem z biomasą)	Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju
Przychody [mln PLN]	12 062	618	10 214	4 352
EBITDA [mln PLN]	2 366	354	459	1 892
Udział w EBITDA Grupy	46%	7%	9%	37%
CAPEX [mln PLN]	2 615	64	9	1 069
Aktywa [mln PLN]	44 837	3 171	5 217	18 150

* Wg danych na koniec 2017 roku

1. Działalność Grupy Kapitałowej

Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („GK PGE”, „Grupa Kapitałowa PGE”, „Grupa Kapitałowa”, „Grupa PGE”, „Grupa”) jest największym zintegrowanym pionowo producentem energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Dzięki połączeniu własnej bazy surowcowej, wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci dystrybucyjnej Grupa PGE gwarantuje bezpieczne i niezawodne dostawy energii elektrycznej do ponad 5 milionów gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji.

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

Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest obecnie zorganizowana w pięciu segmentach:

■ Energetyka Konwencjonalna

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych oraz przesyłanie i dystrybucja ciepła. W segmencie Energetyka Konwencjonalna została ujęta działalność PGE Energia Ciepła S.A. („PGE EC”), która obejmuje również obrót energią elektryczną.

■ 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 paliwami.

■ Dystrybucja

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

■ Pozostała Działalność

Przedmiotem działalności jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania, świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych i transportowych. To także działalność spółek zależnych powołanych do przygotowania i realizacji projektu budowy elektrowni jądrowej, zarządzanie funduszami inwestycyjnymi oraz inwestycje w start-upy.

1.1. Opis Organizacji

W okresie od 1 stycznia 2018 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie 1.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

Podwyższenie kapitałów zakładowych spółek zależnych

Podmiot	Data rejestracji w KRS	(1) (2) (3)	Kapitał przed Zwiększenie Kapitał po	Komentarz
Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A.	3 kwietnia 2018 roku	(1) (2) (3)	6 250 000 PLN 18 000 000 PLN 24 250 000 PLN	28 listopada 2017 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% akcji w kapitale zakładowym.
PGE Inwest 5 sp. z o.o., PGE Inwest 8 sp. z o.o., PGE Inwest 9 sp. z o.o., PGE Inwest 10 sp. z o.o., PGE Inwest 11 sp. z o.o., PGE Inwest 12 sp. z o.o. i PGE Inwest 14 sp. z o.o.	PGE Inwest 5 sp. z o.o. - 3 kwietnia 2018 roku, PGE Inwest 8 sp. z o.o. - 5 czerwca 2018 roku, PGE Inwest 9 sp. z o.o. - 22 maja 2018 roku, PGE Inwest 10 sp. z o.o. - 9 czerwca 2018 roku, PGE Inwest 11 sp. z o.o. - 28 maja 2018 roku, PGE Inwest 12 sp. z o.o. - 21 czerwca 2018 roku, PGE Inwest 14 sp. z o.o. - 21 maja 2018 roku, PGE Inwest 14 sp. z o.o. - 13 czerwca 2018 roku	(1) (2) (3)	20 000 PLN 30 000 PLN 50 000 PLN	5 kwietnia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek podjęły uchwały w sprawie podwyższenia kapitałów zakładowych spółek każdorazowo o kwotę 30 000 PLN. Podwyższenia zostały objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładami pieniężnymi. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek.
PGE Inwest 17 sp. z o.o., PGE Inwest 18 sp. z o.o. i PGE Inwest 19 sp. z o.o.	PGE Inwest 17 sp. z o.o. - 30 maja 2018 roku, PGE Inwest 18 sp. z o.o. - 30 maja 2018 roku, PGE Inwest 19 sp. z o.o. - 29 czerwca 2018 roku	(1) (2) (3)	10 000 PLN 30 000 PLN 40 000 PLN	5 kwietnia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek podjęły uchwały w sprawie podwyższenia kapitałów zakładowych spółek każdorazowo o kwotę 30 000 PLN. Podwyższenia zostały objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładami pieniężnymi. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek.
PGE EJ 1 sp. z o.o.	11 września 2018 roku	(1) (2) (3)	310 858 470 PLN 59 999 730 PLN 370 858 200 PLN	9 sierpnia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte i opłacone wkładami pieniężnymi 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 w spółce. PGE S.A. objęła 297 871 udziałów o łącznej wartości nominalnej 41 999 811 PLN. PGE S.A. posiada 70% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Ventures sp. z o.o.	24 października 2018 roku	(1) (2) (3)	21 400 000 PLN 46 500 000 PLN 67 900 000 PLN	5 września 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
PGE Centrum sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	(1) (2) (3)	8 320 000 PLN 5 300 000 PLN 13 620 000 PLN	26 września 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

Nabycie lub zbycie akcji/udziałów przez spółki

Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Liczba nabytych akcji/ udziałów	Komentarz
ElectroMobility Poland S.A. („ElectroMobility”) - objęcie przez PGE S.A. podwyższonej wartości posiadanych akcji w kapitale zakładowym ElectroMobility	3 stycznia 2018 roku 23 kwietnia 2018 roku podwyższenie kapitału zakładowego ElectroMobility zostało zarejestrowane w KRS	2 500 akcji	3 stycznia 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 20 000 000 PLN do kwoty 30 000 000 PLN, poprzez podwyższenie wartości nominalnej dotychczasowych akcji. PGE S.A. objęła w zamian za wkład pieniężny podwyższoną wartość nominalną 2 500 akcji, których łączna wartość nominalna zwiększyła się z kwoty 2 500 000 PLN do kwoty 7 500 000 PLN. W wyniku podwyższenia kapitału udział PGE S.A. w kapitale zakładowym ElectroMobility nie uległ zmianie (udział ten wynosi 25%).
Polska Grupa Górnicza S.A. („PGG”) - objęcie przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GIEK”) akcji w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	31 stycznia 2018 roku 6 kwietnia 2018 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	300 000 akcji	31 stycznia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 300 000 000 PLN do kwoty 3 916 718 200 PLN, poprzez emisję nowych akcji imiennych. PGE GIEK objęła 300 000 akcji o wartości nominalnej 30 000 000 PLN, stanowiących 0,8% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG. Aktualnie PGE GIEK posiada łącznie 6 000 000 akcji o wartości nominalnej 600 000 000 PLN stanowiących 15,32% udziału w kapitale zakładowym PGG.
PGE Energia Ciepła S.A. - nabycie akcji przez PGE S.A. (procedura przymusowego odkupu i wykupu)	7 marca 2018 i 7 maja 2018 roku (przymusowy odkup) 18 maja 2018 roku (przymusowy wykup)	342 728 akcji	7 marca 2018 roku i 7 maja 2018 roku PGE S.A. nabyła odpowiednio 3 285 i 2 970 akcji PGE EC, w procedurze przymusowego odkupu, zgodnie z art. 418 ¹ Kodeksu spółek handlowych. 18 maja 2018 roku PGE S.A. nabyła 336 473 akcje PGE EC, w procedurze przymusowego wykupu, zgodnie z art. 418 Kodeksu spółek handlowych. W wyniku powyższych transakcji PGE S.A. posiada obecnie akcje stanowiące 100% udziału w kapitale zakładowym PGE EC.
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A. („Kogeneracja S.A.”) - nabycie akcji przez PGE EC (w wyniku „wezwania”)	14 marca 2018 roku	1 202 172 akcje	PGE EC nabyła 1 202 172 akcje spółki Kogeneracja S.A. (nabycie nastąpiło w wyniku wezwania w związku z przekroczeniem 33% ogólnej liczby głosów, zgodnie z art. 73 ustawy z 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych). Aktualnie PGE EC posiada bezpośrednio 3 845 041 akcji spółki o wartości nominalnej 19 225 205 PLN, stanowiących 25,81% udziału w kapitale zakładowym Kogeneracja S.A. Ponadto PGE EC, za pośrednictwem jednoosobowej spółki zależnej pod nazwą Investment III B.V., posiada pośrednio 4 807 132 akcji o wartości nominalnej 24 035 660 PLN, stanowiących 32,26% udziału w kapitale zakładowym Kogeneracja S.A.
Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp.z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp.z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp.z o.o. - nabycie udziałów przez PGE S.A. (w wyniku umowy sprzedaży udziałów)	3 września 2018 roku	31 600 udziałów 43 600 udziałów 31 600 udziałów	3 września 2018 roku pomiędzy PGE Energia Odnawialna S.A. („PGE EO”) jako sprzedawcą oraz PGE S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży 100% udziałów spółek: Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. 3 września 2018 roku doszło do zapłaty ceny za udziały i przeniesienia własności udziałów na PGE S.A.
ElectroMobility Poland S.A. - objęcie przez PGE S.A. podwyższonej wartości posiadanych akcji w kapitale zakładowym ElectroMobility	4 października 2018 roku Brak rejestracji w KRS podwyższenia kapitału zakładowego spółki	2 500 akcji	4 października 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 40 000 000 PLN do kwoty 70 000 000 PLN, poprzez podwyższenie wartości nominalnej dotychczasowych akcji. PGE S.A. objęła w zamian za wkład pieniężny podwyższoną wartość nominalną 2 500 akcji, których łączna wartość nominalna zwiększyła się z kwoty 7 500 000 PLN do kwoty 17 500 000 PLN. W wyniku podwyższenia kapitału udział PGE S.A. w kapitale zakładowym ElectroMobility nie ulegnie zmianie (udział ten wynosi 25%).

Łączenie spółek

Spółka przejmująca/spółka przejmowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
ELTUR - SERWIS sp. z o.o. - spółka przejmująca TOP SERWIS sp. z o.o. - spółka przejmowana	26 lutego 2018 roku 12 kwietnia 2018 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS	26 lutego 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników ELTUR - SERWIS sp. z o.o. (spółka przejmująca) i TOP SERWIS sp. z o.o. (spółka przejmowana) podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą w zamian za udziały, które spółka przejmująca przyznała PGE S.A. jako jednemu wspólnikowi spółki przejmowanej. Kapitał zakładowy spółki przejmującej został podwyższony o kwotę 50 000 PLN, tj. z kwoty 34 824 500 PLN do kwoty 34 874 500 PLN.
PGE Energia Odnawialna S.A. - spółka przejmująca PGE Energia Natury PEW sp. z o.o. - spółka przejmowana	27 i 29 marca 2018 roku 2 maja 2018 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS	Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek PGE Energia Odnawialna S.A. (spółka przejmująca) oraz PGE Energia Natury PEW sp. z o.o. (spółka przejmowana) odpowiednio 29 marca 2018 roku i 27 marca 2018 roku podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), 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. była jedynym wspólnikiem PGE Energia Natury PEW sp. z o.o.
PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca Investment III B.V. - spółka przejmowana	9 lipca 2018 roku 4 września 2018 roku połączenie spółek zostało zarejestrowane w KRS	9 lipca 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Ciepła S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Investment III B.V. z siedzibą w Amsterdamie (Holandia) (spółka przejmowana) podjęły uchwały o transgranicznym połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 w zw. z art. 516 ¹ Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie na spółkę przejmującą całego majątku spółki przejmowanej bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej, zgodnie z art. 515 w zw. z art. 516 ¹ Kodeksu spółek handlowych, oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE EC była jedynym wspólnikiem Investment III B.V.

Podział spółek

Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Liczba akcji spółki przejmującej	Komentarz
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. - spółka dzielona PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca	18 października 2018 roku Brak rejestracji w KRS	76 343 245 akcji	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE GiEK i PGE EC podjęły uchwały w sprawie podziału PGE GiEK (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na PGE EC (spółka przejmująca) części majątku PGE GiEK w postaci 6 oddziałów PGE GiEK (Oddziały), tj.: (1) Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz, (2) Elektrociepłownia Gorzów, (3) Elektrociepłownia Zgierz, (4) Elektrociepłownia Lublin Wrotków, (5) Elektrociepłownia Kielce i (6) Elektrociepłownia Rzeszów. Oddziały stanowią zorganizowane części przedsiębiorstwa, funkcjonalnie związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, dystrybucją ciepła i energii elektrycznej. Przeniesienie Oddziałów do PGE EC odbędzie się poprzez obniżenie kapitału zakładowego PGE GiEK o kwotę 406 847 180 PLN oraz podwyższenie kapitału zakładowego PGE EC o kwotę 763 432 450 PLN, poprzez odpowiednio umorzenie 40 684 718 akcji PGE GiEK o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja oraz utworzenie nowych 76 343 245 akcji imiennych PGE EC o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja. PGE S.A. jako jedyny wspólnik PGE GiEK objęła wszystkie nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym PGE EC w zamian za umorzone udziały PGE GiEK.

Dopłaty do udziałów spółek

Podmiot	Data transakcji	Komentarz
PGE KLASSTER sp. z o.o.	29-30 marca 2018 roku	29 marca 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE KLASSTER sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedynego wspólnika spółki, tj. spółkę PGE EO, do wniesienia dopłat do udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 2 000 000 PLN, tj. w wysokości po 2 000 PLN do każdego przysługującego PGE Energia Odnawialna S.A. udziału spółki PGE KLASSTER sp. z o.o., w terminie do 30 marca 2018 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą, dopłaty do udziałów zostały wniesione 30 marca 2018 roku.
Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. (zwrot dopłat)	26 lipca 2018 roku	26 lipca 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o., Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. podjęły uchwały w sprawie zwrotu dopłat wniesionych do spółek przez PGE EO na podstawie uchwał Nadzwyczajnych Zgromadzeń Wspólników spółek w sprawie dopłat z 30 listopada 2012 roku. Zgodnie z postanowieniem Zgromadzenia Wspólników dopłaty w kwotach odpowiednio 6 983 600 PLN, 6 976 000 PLN i 6 983 600 PLN zostały zwrócone w terminie do 30 lipca 2018 roku.

2. Realizacja kluczowych projektów

Kluczowe projekty realizowane w III kwartale 2018 roku

Inwestycje rozwojowe	<p>Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole</p> <ul style="list-style-type: none">● cel projektu: budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy● budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)● dotychczas poniesione nakłady: ok. 8,8 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 zgodnie z aneksem do umowy z Generalnym Wykonawcą: blok 5 – 15 czerwca 2019 roku, blok 6 – 30 września 2019 roku.● status: w zakresie bloku nr 5 zakończono proces trawienia części ciśnieniowej kotła, prowadzone są również prace uruchomieniowe poszczególnych instalacji, natomiast w zakresie bloku nr 6 kontynuowany jest montaż instalacji oraz urządzeń okołoblokowych; ogólne zaawansowanie prac w projekcie na koniec września 2018 roku wyniosło ok. 94%. <p>Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów</p> <ul style="list-style-type: none">● cel projektu: budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW● budżet: ok. 4 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)● dotychczas poniesione nakłady: ok. 1,9 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● status: w kotłowni scalane są kanały powietrza i spalin. W maszynowni zakończono składanie turbozespołu oraz kontynuowano montaż rurociągów parowych. Rozpoczęto malowanie wewnętrznej powierzchni chłodni kominowej. Trwają prace związane z budową instalacji nawęglania oraz realizacja układów pomocniczych, tzn. instalacji odsiarczania spalin oraz zbiorników żużla i popiołu. W III kwartale 2018 roku rozpoczęto montaż szaf systemu DCS (Distributed control system) w budynku nastawni oraz układanie kabli. <p>Budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii (ITPOE) w Elektrociepłowni Rzeszów</p> <ul style="list-style-type: none">● 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. 255 mln PLN● paliwo: odpady komunalne● sprawność kotła: 86%● wykonawca: konsorcjum firm: TM.E. S.p.A. Termomeccanica Ecologia i Astaldi S.p.A.● status: 26 października 2018 roku przekazano inwestycję do eksploatacji.
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	<p>Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów</p> <ul style="list-style-type: none">● cel projektu: dostosowanie do przyszłych wymagań konkluzji BAT w zakresie dopuszczalnych emisji SO₂, NO_x i pyłu oraz zwiększenie dyspozycyjności, sprawności i podwyższenie nominalnej mocy elektrycznej każdego turbozespołu o ok. 15 MWe● status: blok nr 2 - blok został zsynchronizowany z siecią KSE 16 czerwca 2018 roku. Obecnie trwa ruch regulacyjny bloku. Przekazanie do eksploatacji zaplanowane zostało na IV kwartał 2018 roku. Blok nr 1 - zakończono demontaże obmurza w komorze paleniskowej, zamontowano elektrody zbiorcze i ulotowe elektrofiltru, podano napięcie na system DCS, kontynuowano m.in. prace montażowe cyklonów i okien wylotowych, przegrzewacza RHI, modernizację modułów WP, SP, NP oraz skraplacza, prowadzone są prace związane z regeneracją wirnika generatora.● 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:** zakończono prace związane z zabezpieczeniem składowiska „Lubień” oraz prace w zakresie budowy instalacji dla bloku nr 14. Instalacja została przekazana do eksploatacji.
- **budżet dla bloków 1-12:** 450 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **budżet dla bloku 14:** 90 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **termin zakończenia:** 2018 rok

Modernizacja Elektrowni Pomorzany

- **cel projektu:** obniżenie emisji SO₂ i NO_x z kotłów typu Benson OP-206 do poziomu pozwalającego na spełnienie wymagań przyszłej konkluzji BAT, jak również zapewnienie pracy elektrowni do ok. 2040 roku
- **status:** instalacja SCR bloku A została przekazana do eksploatacji. 30 października 2018 roku zarząd spółki wyraził zgodę na zawarcie Aneksu nr 2 do Umowy z Erbud, zmieniającego termin przekazania do eksploatacji instalacji SCR dla Bloku B z 7 listopada 2018 roku na 31 stycznia 2019 roku. W zakresie instalacji odsiarczania spalin (IOS): na ukończeniu jest montaż absorbera i filtra workowego kotła bloku B. Zakończenie robót montażowych absorbera i filtra workowego kotła bloku A oraz przekazanie do eksploatacji Stacji Dystrybucji Popiołu planowane są w listopadzie 2018 roku. Realizacja na poziomie ok. 50% dla IOS i 90% dla SCR.
- **budżet projektu:** 213 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **paliwo:** węgiel kamienny
- **termin zakończenia:** w zakresie deNO_x – 2018 rok (blok A/B), w zakresie IOS – 2019 rok

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

- **cel projektu:** obniżenie emisji NO_x oraz SO₂ z kotłów nr 3 i 4 do poziomu pozwalającego na ich dalszą eksploatację
- **status:** w zakresie instalacji IOS - zrealizowano dostawy wszystkich urządzeń instalacji na teren budowy. Kontynuowane są prace montażowe elementów instalacji oraz prace w zakresie elektrycznym, AKPiA, systemu sterowania i wizualizacji DCS oraz systemu monitoringu emisji. Zakończono montaż kanałów oraz konstrukcji wsporczych kanałów spalin. Przystąpiono do wykonania obudowy reaktora oraz filtra workowego. Zakończono montaż elementów instalacji gospodarki sorbentem.
W zakresie deNO_x - zakończono z wynikiem pozytywnym ruch próbną instalacji kotła K4. Zakończono wszystkie prace montażowe związane z zamknięciem ścieżki spalin z kotła K3 oraz wyrażono zgodę na przeprowadzenie rozruchu na zimno instalacji kotła K3. Kontynuowano prace wykończeniowe Instalacji K3 i K4 (w zakresie izolacji, podestów, barierek, napraw powłoki antykorozyjnej). Rozpoczęto prace związane z zagospodarowaniem terenu w zakresie budowy placów i dróg.
- **budżet:** deNO_x - 48 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania); dla projektu rozbudowy IOS wynosi 45 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **paliwo:** węgiel kamienny
- **termin zakończenia:** 2018 rok

Budowa instalacji SCR na bl. 5-8 i modernizacja IOS bl. 7, 8 w Elektrowni Dolna Odra

- **cel projektu:** dostosowanie bloków nr 5 - 8 do wymagań konkluzji BAT
- **status:** 29 sierpnia 2018 roku Komitet Inwestycyjny GK PGE rekomendował przejście projektu do fazy realizacji, obejmującej zawarcie umów na realizację instalacji SCR i IOS i innych stosownych umów; 25 września 2018 roku podpisano umowę z Generalnym Wykonawcą instalacji SCR (konsorcjum firm: SBB Energy + Polimex).
- **budżet:** 233 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- **paliwo:** węgiel kamienny
- **termin zakończenia:** 2021 rok

Budowa instalacji odazotowania spalin dla sześciu kotłów OP-650 w Elektrowni Rybnik

- **cel projektu:** budowa instalacji odazotowania spalin w celu dostosowania do wymogów Dyrektywy IED
- budżet: 259 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: 216 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- wykonawcy: SCR – Konsorcjum Strabag sp. z o.o. i Strabag Energy Technologies GmbH, SNCR – Energotechnika-Energorozruch S.A., PM – Energotechnika-Energorozruch S.A.
- termin zakończenia: grudzień 2018 roku
- status: realizacja na poziomie około 95%.

Budowa instalacji odazotowania spalin w Elektrociepłowniach: Kraków, Gdańsk, Gdynia

- **cel projektu:** budowa instalacji odazotowania spalin w celu dostosowania do wymogów Dyrektywy IED
 - budżet: 545 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
 - dotychczas poniesione nakłady: 488 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
 - wykonawcy: General Electric, Fortum-ZRE, Fortum Mehldau, SBB Energy, Fortum-Instal
 - termin zakończenia: grudzień 2018 roku
 - status: realizacja na poziomie ok. 95%. Gdańsk zakończono, Gdynia - trwają procesy optymalizacji. Kraków - zakończono metody pierwotne na K1 i K2, dla metod wtórnych trwają ruchy odbiorowe.
-

3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

3.1. Otoczenie makroekonomiczne

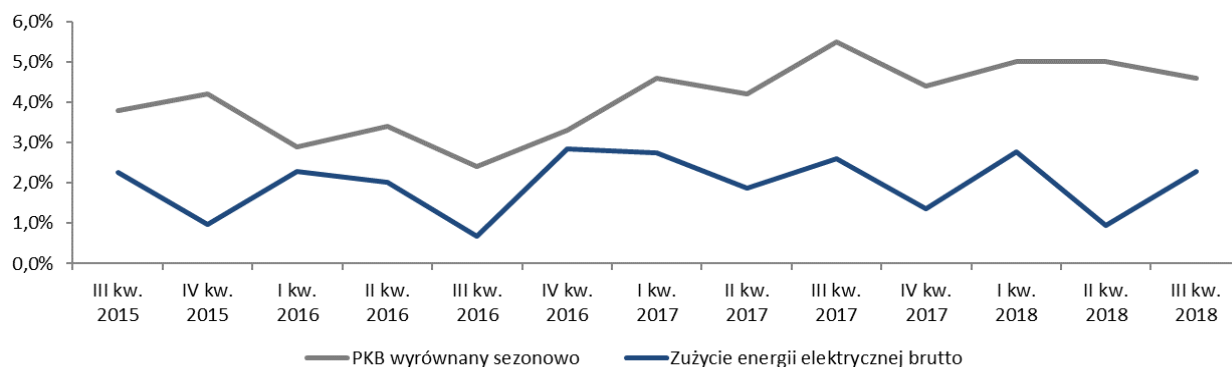
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób wpływa na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy oddziałuje 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 2018 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 2,3% w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego. Wzrost był niższy niż w III kwartale 2017 roku, kiedy to zużycie energii wzrosło o 2,6% w stosunku do analogicznego okresu 2016 roku.

Tendencje gospodarcze w III kwartale 2018 roku pozostały ogólnie pozytywne, choć obserwuje się utrzymujące się niższe niż zakładano na początku roku tempo wzrostu PKB. Szacunki mBanku wskazują, że w samym III kwartale 2018 roku PKB odnotował wzrost o 4,6% r/r w porównaniu do 5,5% w III kwartale 2017 roku.

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



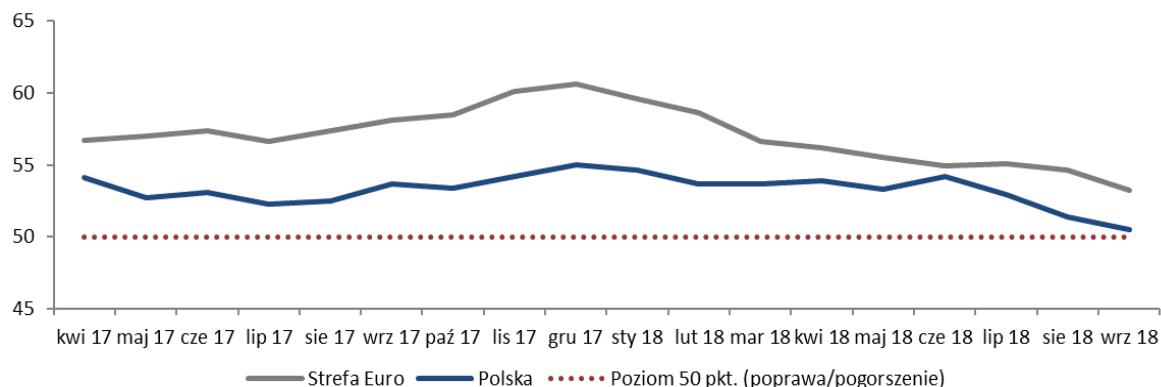
Źródło: GUS, PSE S.A., PKB III kwartał 2018 – szacunek mBanku

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w III kwartale 2018 roku średnio 51,6 pkt., w porównaniu do poziomu średnio 52,8 pkt. w III kwartale 2017 roku. Oznacza to nadal pozycję ponad poziomem 50 punktów, powyżej której ankietowani menedżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora.

Wrześniowy wskaźnik PMI dla przemysłu spadł do poziomu 50,5 pkt., w porównaniu do 51,4 pkt. w sierpniu 2018 roku, sygnalizując najwolniejsze ogólne tempo poprawy warunków gospodarczych polskiego sektora przemysłowego od października 2016 roku. Zarówno produkcja jak i poziom zatrudnienia rosły w wolniejszym tempie, podczas gdy firmy ograniczały aktywność zakupową.

Wyniki polskiego sektora przemysłowego odzwierciedlają trend spadkowy występujący w całej strefie euro, której wskaźnik PMI w III kwartale 2018 roku osiągnął średnio 54,3 pkt. w porównaniu do 57,4 pkt. w analogicznym okresie 2017 roku.

Rysunek: Wskaźnik PMI dla przemysłu w Polsce i strefie euro (w punktach).



Źródło: Markit Economics

W III kwartale 2018 roku dynamika produkcji przemysłowej wyniosła 5,4% r/r wobec 6,4% w analogicznym okresie 2017 roku. Zmiana była spowodowana m.in. wzrostem produkcji przetwórstwa przemysłowego o 5,2% r/r oraz wzrostem wartości produkcji w całym sektorze energetycznym o 6,9% r/r. Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) w okresie trzech kwartałów 2018 roku wyniósł 1,9% r/r. Wskaźnik CPI w III kwartale 2018 roku wyniósł 2,0% r/r.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Kluczowe wskaźniki (zmiana % r/r)	III kwartał 2018	III kwartał 2017
Produkt Krajowy Brutto ¹	4,6	5,5
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) ²	2,0	1,9
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) ³	1,9	3,3
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem ⁴	5,4	6,4
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe ⁴	5,2	7,1
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny ⁴	6,9	8,8
Dynamika krajowego zużycia energii elektrycznej brutto ⁵	2,3	2,6
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) ⁵	41,5	40,6
EUR/PLN ⁶	4,31	4,26

Źródło: ¹Dla III kwartału 2018 roku – prognoza mBanku, dla III kwartału 2017 roku GUS, ²NBP, ³GUS - dane za trzy kwartały, ⁴GUS, ⁵PSE S.A., ⁶NBP

3.2. Otoczenie regulacyjne

Otoczenie regulacyjne

Krajowe

- prace nad nową Polityką Energetyczną Polski do 2050 roku
- wdrożenie rynku mocy, w tym przepisów wykonawczych do ustawy o rynku mocy
- rozważane zmiany w zakresie usług systemowych w związku z wdrożeniem rynku mocy
- toczące się prace nad nowym mechanizmem wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. Projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji został zgłoszony do konsultacji publicznych. Obecny system wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, oparty na świadectwach pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji, wygasa z końcem 2018 roku.
- kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego jest uzależniony między innymi od wskaźników SAIDI i SAIFI oraz czasu przyłączenia odbiorcy do sieci.
- nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii (ustawa z 7 czerwca 2018 roku), określającej system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych. Nowelizacja przewiduje m.in. zmianę sposobu obliczania uzyskanej pomocy publicznej, zmiany w aukcjach na wsparcie nowych koszyków technologicznych oraz określa parametry aukcji dla instalacji OZE, w tym ceny referencyjne oraz ilość energii z odnawialnych źródeł energii, jaka może być sprzedana w drodze aukcji w 2018 roku.
- zmiana wysokości tzw. zielonego obowiązku, tj. obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W rozporządzeniu Ministra Energii z 11 sierpnia 2017 roku określono wysokości tego obowiązku na lata 2018 i 2019. Projekt rozporządzenia Ministra Energii z 22 sierpnia 2018 roku określa wysokość obowiązku na lata 2019 i 2020, przy czym wysokość obowiązku na 2019 rok zaplanowana jest na niezmienionym, w stosunku do poprzedniego rozporządzenia, poziomie.
- wejście w życie zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Ustawa przewiduje m.in. zmianę zasad opodatkowania elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości (podstawę opodatkowania stanowi jedynie część instalacji) od 1 stycznia 2018 roku oraz wydłużenie czasu na uzyskanie pozwoleń na użytkowanie do 5 lat.
- propozycja wprowadzenia obowiązku sprzedaży całej wytworzonej energii elektrycznej na giełdzie towarowej/OTF/rynku regulowanym (tzw. oblige giełdowe). Projekt zmiany ustawy z 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne („Projekt”) został przyjęty 9 października 2018 roku przez Radę Ministrów. Projekt utrzymuje obowiązujące wyłączenia spod oblige giełdowego (np.: energia z odnawialnych źródeł energii, kogeneracji) oraz przewiduje zastosowanie przepisów przejściowych dla energii elektrycznej będącej przedmiotem umów zawartych do dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej, której fizyczna dostawa nastąpi po 31 grudnia 2018 roku.
- powyższy Projekt zakłada także propozycję uregulowania instytucji sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej oraz gazu
- prace nad implementacją pakietu legislacyjnego, który ma doprowadzić do transformacji gospodarki linearnej w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (*ang. circular economy*)
- wejście w życie nowelizacji ustawy z 14 grudnia 2012 roku o odpadach („Ustawa”). Po nowelizacji, Ustawa przewiduje liczne zmiany w zakresie gospodarowania odpadami, w tym m.in. obowiązek ustanowienia zabezpieczeń za każdą tonę składowanych odpadów, skrócenie okresu magazynowania odpadów z 3 lat do roku, objęcie składowisk odpadów monitoringiem wizyjnym, a także istotne zmiany w zakresie procedury uzyskiwania statusu produktu ubocznego.
- prace nad Polityką Ekologiczną Państwa oraz Polityką Surowcową Państwa.
- prace nad zmianą rozporządzenia Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, którego projekt został przekazany do konsultacji publicznych. Zmiany mają dotyczyć:
 - mechanizmu uwzględniania w ramach tzw. konta regulacyjnego w taryfach operatorów systemów elektroenergetycznych różnic w osiągniętych faktycznie przychodach w latach poprzednich, w stosunku do przychodów wynikających z zatwierdzanych dla tych lat taryf,
 - stosowania mechanizmów regulacji jakościowej w procesie taryfowym operatorów systemów elektroenergetycznych,
 - naliczania kar za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorcy.

Zagraniczne

- Otoczenie międzynarodowe determinują regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego wyznaczającego cel redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku oraz pakietu: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, którego celem jest prawna realizacja koncepcji unii energetycznej. Poniższe regulacje będą mieć istotny wpływ na funkcjonowanie polskiego sektora energetycznego, w tym GK PGE:
 - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2018/410 zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE (w celu wzmocnienia efektywnych kosztowo redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych) oraz decyzję 2015/1814, ustanawiająca w szczególności:
 - wysokość liniowego wskaźnika redukcji emisji ustalonego na poziomie 2,2% rocznie od 2021 roku,
 - podwojenie wolumenu uprawnień kierowanych do rezerwy stabilności rynkowej („MSR”) w latach 2019-2023 z 12% do 24% uprawnień w obrocie wraz z wprowadzeniem cyklicznego ich kasowania od 2023 roku w liczbie, która będzie wykraczać ponad wolumen tych uprawnień, będących przedmiotem aukcji w roku poprzedzającym,
 - Fundusz Modernizacyjny, którego wielkość ustalono na 2% całkowitej liczby uprawnień po 2021 roku, z warunkową możliwością zwiększenia jego wielkości do 2,5%,
 - sposób redystrybucji środków inwestycyjnych Funduszu Modernizacyjnego, który zakłada utworzenie uproszczonej ścieżki decyzyjnej dla wybranych kategorii projektów (w tym OZE oraz sieci) oraz uzyskanie rekomendacji komitetu inwestycyjnego przy braku możliwości wsparcia inwestycji węglowych,
 - sposób redystrybucji bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji, który nie wyklucza możliwości uzyskania wsparcia dla modernizacji prośrodowiskowych,
 - możliwość przekierowania przychodów z aukcji z tzw. puli solidarnościowej na modernizację sektora elektroenergetycznego.

19 marca 2018 roku tekst dyrektywy został opublikowany w Dzienniku Urzędowym UE. Obecnie Komisja Europejska prowadzi prace nad aktami wykonawczymi, które określą szczegółowe zasady funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego oraz nad aktem delegowanym dotyczącym bezpłatnego przydziału uprawnień dla przemysłu oraz wytwórców ciepła sieciowego. Ewentualna decyzja Komisji Europejskiej czy wydać wytyczne dotyczące stosowania art. 10c (derogacje) będzie zależać od liczby państw członkowskich zainteresowanych wykorzystaniem możliwości bezpłatnego przydziału uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej.

- COM (2016) 767 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („RED II”), trilogi zakończyły się w połowie czerwca 2018 roku – ustalono tym samym brzmienie Dyrektywy, przy czym jej publikacja w Dzienniku Urzędowym UE jest spodziewana na początku 2019 roku. Uzgodniony tekst dyrektywy oczekuje na formalne głosowanie w Radzie i w Parlamencie Europejskim. Zgodnie z przyjętymi głównymi ustaleniami wiążący cel UE ma wynieść 32% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku, przy czym nie wprowadzono celów krajowych. Wkłady państw członkowskich do realizacji celu ogólnounijnego zostaną określone na podstawie deklaracji składanych w ramach pierwszych zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu („ZKPEiK”), których projekty powinny być przedłożone Komisji Europejskiej do końca 2018 roku.
- COM (2016) 861 final – Wniosek dotyczący Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej („EMR”), w którym przewidziana jest m.in. regulacja 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). Parlament Europejski proponuje zaostrzenie wymagań dotyczących wprowadzania i utrzymywania rynków mocy oraz szczególnie przepisy dedykowane rezerwie strategicznej. Rada postuluje natomiast wprowadzenie dla jednostek istniejących 10-letniego okresu przejściowego od wymaganego standardu emisyjnego, z opcją jego wydłużenia o kolejne 5 lat. Pierwszy trilog, głównie o charakterze organizacyjnym, miał miejsce 27 czerwca 2018 roku. 11 września 2018 roku miał miejsce drugi trilog, na którym nie zapadły jednak kluczowe rozstrzygnięcia. Trilogi te będą kontynuowane w IV kwartale 2018 roku. Prezydencja austriacka planuje uzgodnienie treści rozporządzenia do końca grudnia 2018 roku.
- COM (2016) 864 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej („EMD”), którego celem jest stworzenie nowej struktury jednolitego rynku energii m.in. poprzez wprowadzenie wielu rozwiązań prokonsumenckich i uelastycznienie rynku. Pierwszy trilog, głównie o charakterze organizacyjnym, miał miejsce 27 czerwca 2018 roku. 11 września 2018 roku miał miejsce drugi trilog, na którym nie zapadły jednak kluczowe rozstrzygnięcia. Trilogi te będą kontynuowane w IV kwartale 2018 roku. Prezydencja austriacka planuje uzgodnienie treści dyrektywy do końca grudnia 2018 roku.
- COM (2016) 759 final/2 – Wniosek dotyczący Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 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 monitorowania realizacji celów unii energetycznej. Trilogi dotyczące rozporządzenia EU Governance zostały sfinalizowane w końcu czerwca 2018 roku – ustalono tym samym brzmienie Rozporządzenia, przy czym nie doszło jeszcze do formalnego przyjęcia aktu. Uzgodniony tekst rozporządzenia oczekuje na formalne głosowanie w Radzie i w Parlamencie Europejskim. Zgodnie z przyjętymi głównymi ustaleniami nałożony zostanie obowiązek zgłoszenia przez każde państwo członkowskie do końca 2018 roku projektu pierwszego ZKPEiK, zawierającego m.in. deklarowany krajowy udział OZE w finalnym zużyciu energii w 2030 roku, stanowiący wkład do celu ogólnounijnego. Komisja Europejska będzie oceniać projekty, korzystając w stosownych przypadkach z prawa do wydawania niewiążących zaleceń, a następnie będzie monitorować ich wykonanie. Przewidziano w praktyce liniową trajektorię rozwoju OZE w kolejnym dziesięcioleciu zakładającą, że konieczne będzie osiągnięcie tzw. punktów referencyjnych, tj. w 2022 roku osiągnięte zostanie 18% wymaganego wzrostu, w 2025 roku – 43%, a w 2027 roku – 65%. W przypadku gdy dobrowolnie deklarowane wkłady krajowe nie zapewnią realizacji celu ogólnounijnego przewidziano formułę służącą wyliczaniu wyrażonego w procentach tzw. sprawiedliwego wkładu krajowego.

- COM (2016) 761 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej („EED”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do wyznaczonego celu poprawy efektywności energetycznej na poziomie UE do 2030 roku. Trilogi dotyczące dyrektywy EED zostały sfinalizowane w końcu czerwca 2018 roku – ustalono tym samym brzmienie Dyrektywy, przy czym jej publikacja w Dzienniku Urzędowym UE jest spodziewana na początku 2019 roku. Zgodnie z przyjętymi głównymi ustaleniami wprowadzony zostanie niewiążący ogólnoeuropejski cel zwiększenia efektywności energetycznej o 32,5% w stosunku do prognoz zużycia opracowanych w 2007 roku. Państwa członkowskie będą samodzielnie deklarowały możliwe do osiągnięcia redukcje zużycia energii i przedkładały krajowe wkłady do celu ogólnounijnego. Poziom corocznych oszczędności zużywanej energii w odniesieniu do średniej z lat 2016-2018 wyniesie 0,8%.
- regulacje związane z Wieloletnimi Ramami Finansowymi UE: Komisja Europejska przedstawiła w maju i czerwcu 2018 roku główne założenia odnośnie Wieloletnich Ram Finansowych UE („WRF”) na lata 2021-2027 oraz propozycje aktów legislacyjnych. Komisja zaproponowała zwiększenie środków finansowych na cele klimatyczne z 20% w ramach WRF na lata 2014-2020 do 25% całego budżetu UE w latach 2021-2027, co w wielkościach absolutnych oznacza wzrost wydatków na ten cel z 206 mld EUR do 320 mld EUR. Rozszerzono katalog kryteriów, na podstawie których fundusze rozwoju regionalnego i spójności będą przyznawane. Dodatkowo ze wsparcia w ramach tych funduszy mają być wykluczone inwestycje na obniżenie emisyjności jednostek podlegających pod dyrektywę EU ETS oraz inwestycje w wytwarzanie, magazynowanie i spalanie paliw kopalnych, a także możliwość sfinansowania budowy i kosztów likwidacji elektrowni jądrowych. Komisja nie zaproponowała wsparcia transformacji dla państw i regionów uzależnionych od węgla. Zaproponowała natomiast nowe źródło zasobów własnych UE: państwa członkowskie mają kierować do nowego budżetu UE do 30% przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji przydzielonych zgodnie z art. 10 ust. 2 lit. a dyrektywy EU ETS oraz do 30% równowartości rynkowej uprawnień, które mogą być bezpłatnie przydzielone wytwórcom energii elektrycznej w ramach art. 10c dyrektywy EU ETS. Wyłączone z zasilania tego nowego źródła miałyby być m.in. uprawnienia z Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego oraz uprawnienia z tzw. puli solidarnościowej dla państw mniej zamożnych. W III kwartale 2018 roku rozpoczęły się prace w Parlamencie Europejskim nad stanowiskami odnośnie poszczególnych propozycji aktów legislacyjnych Komisji Europejskiej.
- regulacje związane z finansowaniem zrównoważonego wzrostu gospodarczego: Komisja Europejska przedstawiła w marcu 2018 roku plan działań w zakresie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego, a w maju 2018 roku propozycje pierwszych aktów legislacyjnych dotyczących tego zagadnienia. Komisja szacuje, że dla osiągnięcia celów energetyczno-klimatycznych do 2030 roku corocznie konieczne są inwestycje w wysokości 180 mld EUR w całej Unii Europejskiej. Komisja zaproponowała zaangażowanie prywatnego sektora finansowego w osiągnięcie wyżej wymienionych celów poprzez skierowanie strumienia finansowania na zrównoważone inwestycje. W przedstawionych propozycjach aktów legislacyjnych wskazano kryteria, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym. W tym zakresie uwzględniane jest m.in. działanie dotyczące wygaszania antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych, w tym ze źródeł bazujących na paliwach kopalnych. Zaproponowano również ustanowienie obowiązków informacyjnych dla instytucjonalnych uczestników rynku finansowego w odniesieniu do sposobu uwzględniania ryzyk związanych ze zrównoważonym rozwojem w procesie podejmowania decyzji inwestycyjnych lub w procesie doradztwa finansowego, jak też ustanowienie wskaźników referencyjnych uwzględniających emisję CO₂. W III kwartale 2018 roku rozpoczęły się prace w Parlamencie Europejskim nad stanowiskami odnośnie poszczególnych propozycji aktów legislacyjnych Komisji Europejskiej.

3.3. Otoczenie rynkowe

3.3.1. Ceny energii elektrycznej

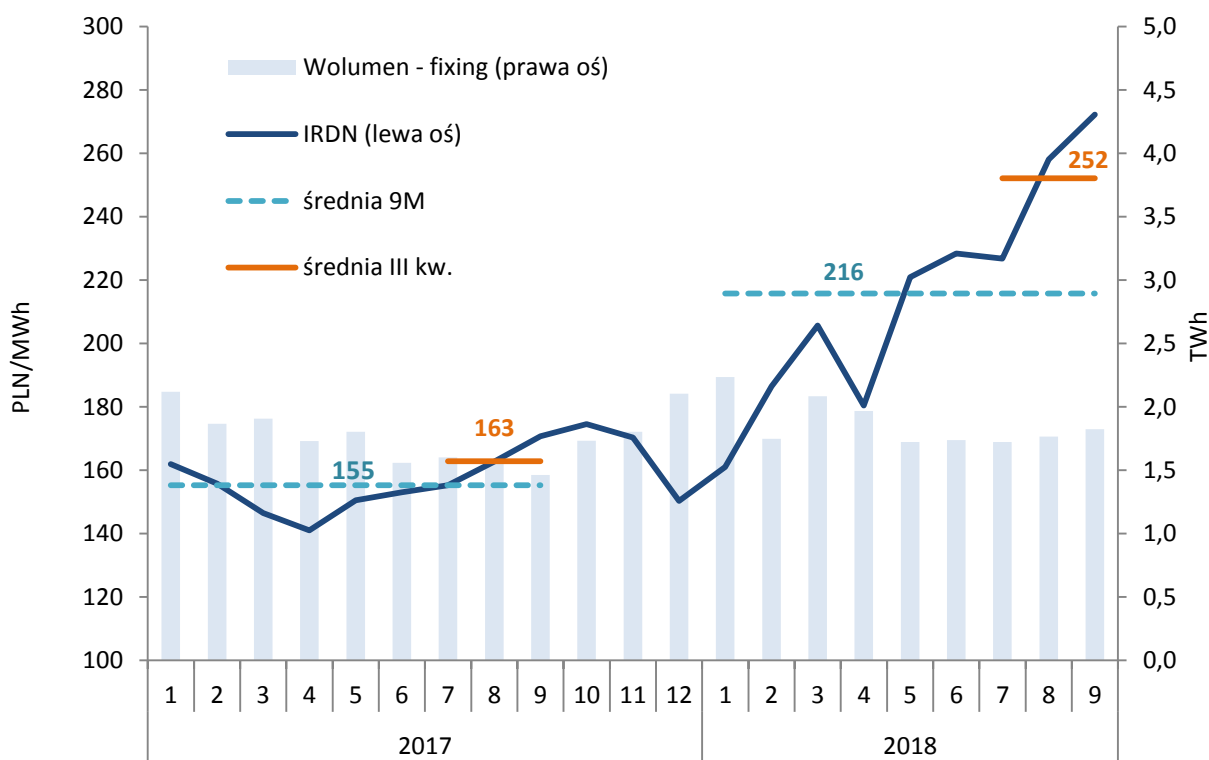
Rynek krajowy

Rynek Dnia Następnego (RDN)

W III kwartale 2018 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego¹ wyniosła 252 PLN/MWh i była wyższa o 55% od średniej ceny (163 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wzrost cen energii związany był z sytuacją na rynkach powiązanych: ceny uprawnień do emisji CO₂ w III kwartale 2018 roku były przeszło trzykrotnie wyższe w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Ponadto obserwowany był wzrost cen węgla – średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) w III kwartale 2018 roku kształtował się na poziomie 11,26 PLN/GJ, czyli o 21% powyżej notowanego w analogicznym okresie poziomu 9,30 PLN/GJ. Do wzrostu cen energii przyczyniły się także mniej korzystne warunki pogodowe i niższa o 15% r/r podaż energii ze źródeł wiatrowych w Krajowym Systemie Energetycznym.

W ujęciu narastającym, w trzech kwartałach 2018 roku średnia cena na Rynku Dnia Następnego ukształtowała się na poziomie 216 PLN/MWh, tj. o 39% powyżej średniej ceny 155 PLN/MWh notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wzrost cen na rynku RDN związany był z presją kosztową i sytuacją na rynkach powiązanych. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w trzech kwartałach 2018 roku były blisko trzykrotnie wyższe w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Średni poziom PSCMI1 w okresie trzech kwartałów 2018 roku kształtował się na poziomie 10,85 PLN/GJ – o 19% wyżej niż w roku poprzednim tj. 9,11 PLN/GJ². Generacja wiatrowa w ujęciu narastającym spadła o 13% r/r.

Rysunek: Miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2017–2018 (TGE)*



* Średniomiesięczny poziom cen energii elektrycznej na RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), ważone wolumenem obrotu

¹ Statystyka wyliczona dla danych z Fixingu

² Średnia arytmetyczna z odczytów kwartalnych

Rynek Transakcji Terminowych

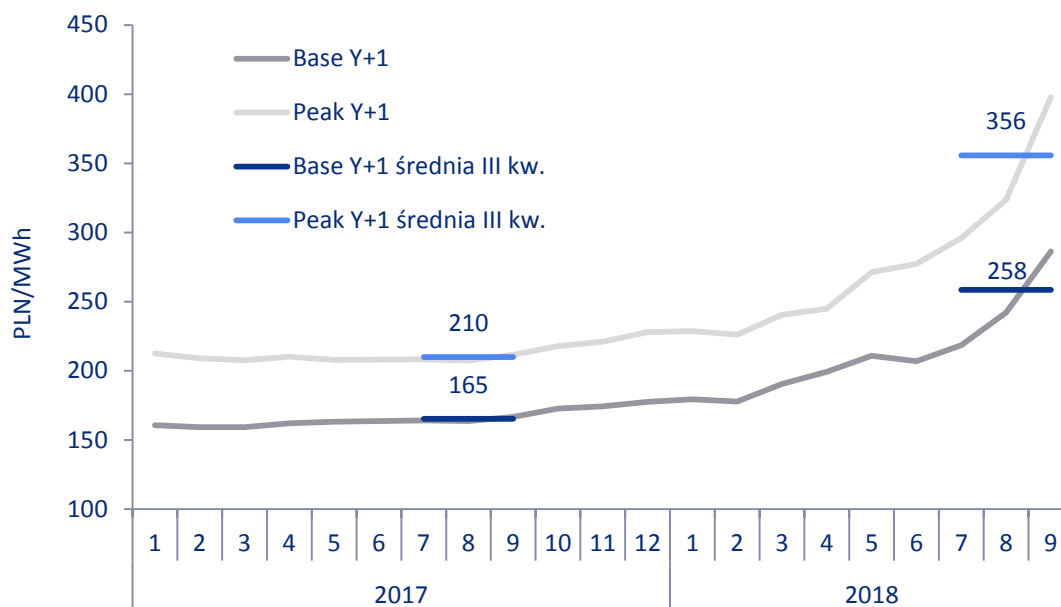
Średnia cena kontraktów na dostawy energii elektrycznej typu pasmo roczne („BASE_Y-19”) wyniosła w III kwartale 2018 roku 258 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku kontrakt „BASE_Y-18” kosztował średnio 165 PLN/MWh (wzrost o 56% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach BASE_Y-19 odnotowany w III kwartale 2018 roku wyniósł 40 TWh – jest to wynik o 242% wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE_Y-18 odnotowanego w III kwartale 2017 roku. Wzrost wolumenu obrotu związany jest z przyjętym przez Radę Ministrów projektem nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne, który zakłada obowiązek sprzedaży 100% energii wytwarzanej przez przedsiębiorstwa energetyczne na giełdach towarowych lub rynkach regulowanych.

Średnia cena kontraktów szczytowych na dostawy energii elektrycznej („PEAK5_Y-19”) w III kwartale 2018 roku wyniosła 356 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku cena kontraktu („PEAK5_Y-18”) kształtowała się na poziomie 210 PLN/MWh (wzrost o 70% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5_Y-19 w III kwartale 2018 roku wyniósł 2,7 TWh – jest to wynik o 59% wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie PEAK5_Y-18 odnotowanego w III kwartale 2017 roku.

W ujęciu narastającym, w trzech kwartałach 2018 roku średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE_Y-19”) wyniosła 226 PLN/MWh i była wyższa o 39% od notowań analogicznego kontraktu „BASE_Y-18” w trzech kwartałach 2017 roku (163 PLN/MWh). Wolumen obrotu w kontraktach BASE_Y-19 odnotowany w trzech kwartałach 2018 roku wyniósł 87,1 TWh – jest to wynik trzykrotnie wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE_Y-18 odnotowanego w trzech kwartałach 2017 roku.

Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK5_Y-19”) w trzech kwartałach 2018 roku kształtowała się na poziomie 315 PLN/MWh i była o 50% wyższa od średniej ceny analogicznego kontraktu („PEAK5_Y-18”) notowanego w trzech kwartałach 2017 roku. Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5_Y-19 w trzech kwartałach 2018 roku wyniósł 4,7 TWh – jest to wynik o 40% wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie PEAK5_Y-18 odnotowanego w trzech kwartałach 2017 roku.

Rysunek: Miesięczne notowania na RTT w latach 2017–2018 (TGE)*.



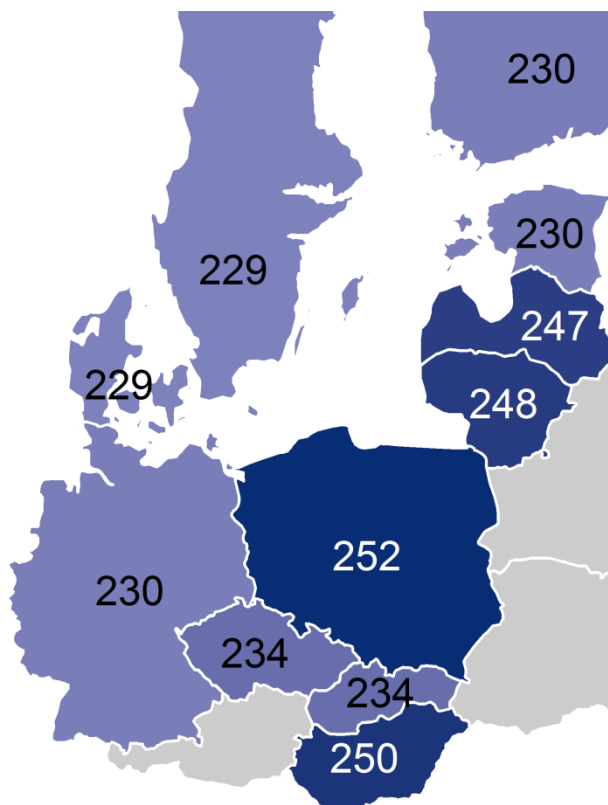
* Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, obliczony w oparciu o notowania dzienne, ważony wolumenem obrotu

Rynek międzynarodowy

Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

W III kwartale 2018 roku wzrost hurtowych cen energii w krajach ościennych kształtował się w przedziale 79-91 PLN/MWh (tj. 51-65% r/r) – z tej perspektywy wzrost cen w Polsce o 89 PLN/MWh (tj. o 55%) 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 III kwartale 2018 roku średnia cena energii w Polsce była wyższa o 18-23 PLN/MWh niż w Szwecji, Niemczech i Czechach. Znalazło to przełożenie na saldo transgranicznej wymiany handlowej.

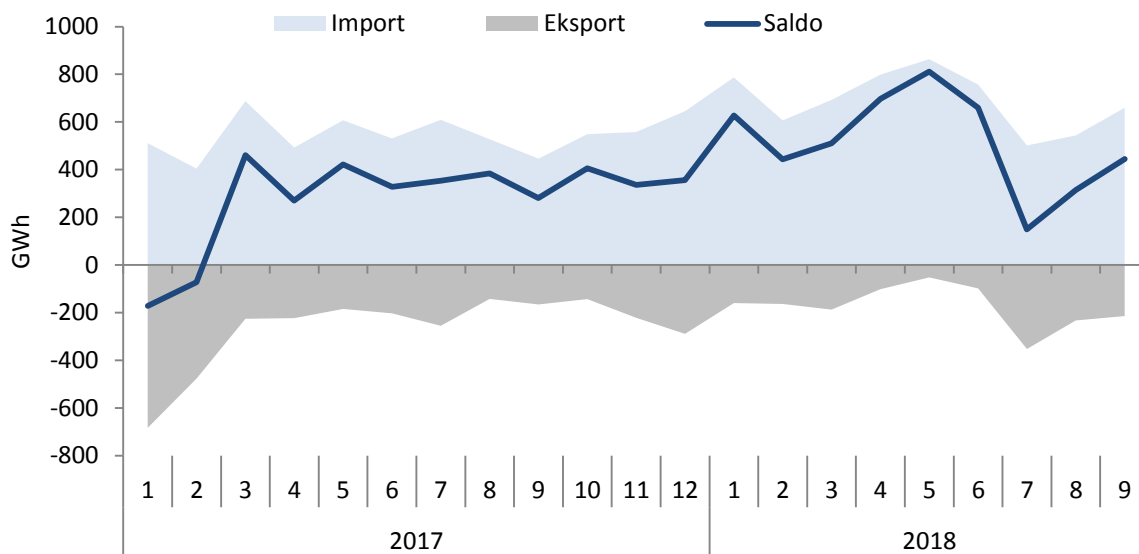
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2018 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).



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

Wymiana handlowa

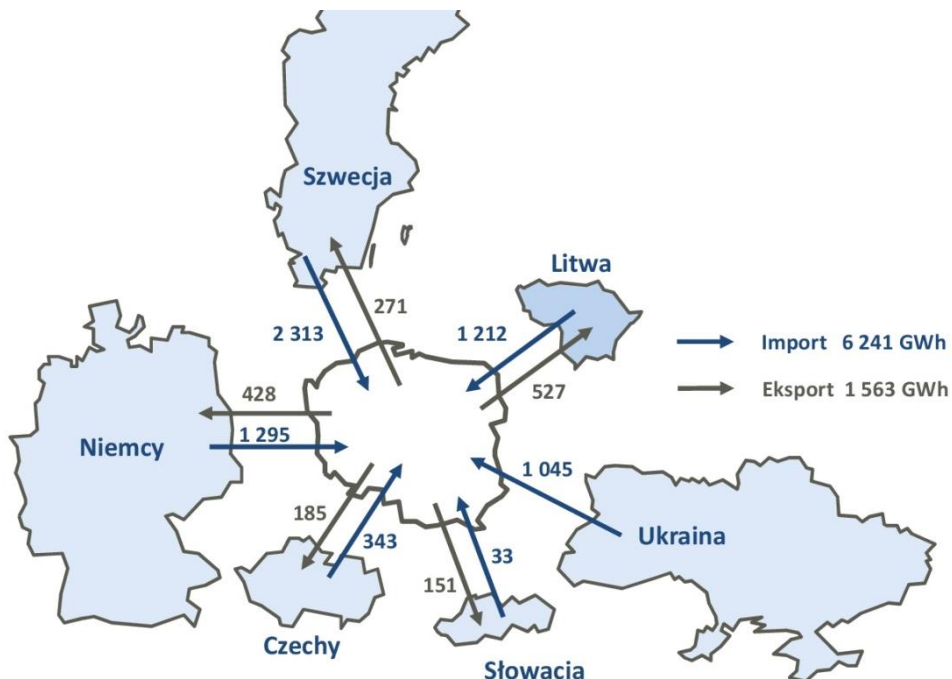
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2017-2018.



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

W III kwartale 2018 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej: saldo wymiany handlowej wyniosło 0,92 TWh (import 1,72 TWh, eksport 0,80 TWh). W analogicznym okresie poprzedniego roku Polska była również importerem netto z saldem wymiany handlowej 1,02 TWh (w tym import 1,58 TWh oraz eksport 0,56 TWh). Głównymi kierunkami importu netto energii były Szwecja 0,47 TWh i Ukraina 0,32 TWh. W ujęciu narastającym, w trzech kwartałach 2018 roku Polska pozostawała importerem netto energii z saldem 4,68 TWh (import 6,24 TWh, eksport 1,56 TWh) wobec odnotowanego w analogicznym okresie poprzedniego roku salda 2,26 TWh (import 4,82 TWh, eksport 2,56 TWh). Kluczowym kierunkiem importu netto pozostawały Szwecja: saldo 2,04 TWh i Ukraina 1,05 TWh.

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w trzech kwartałach 2018 roku (GWh).

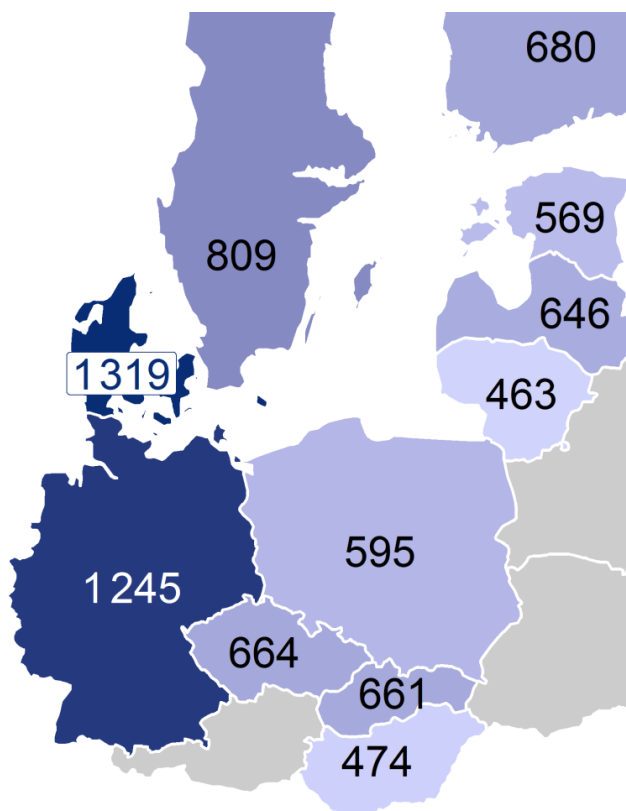


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Rynek detaliczny

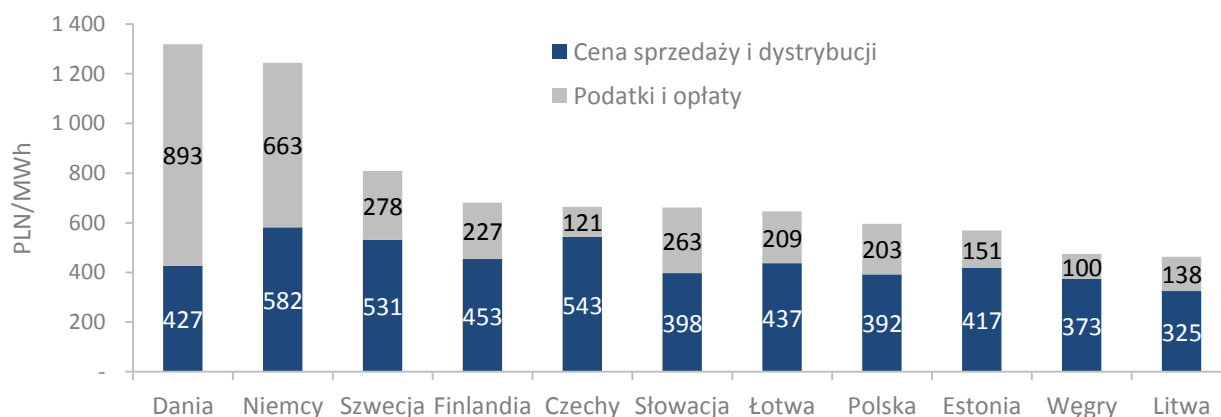
Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w Unii Europejskiej zależy nie tylko od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Istotny wpływ na ostateczną cenę energii elektrycznej ma system fiskalny, mechanizmy regulacji oraz systemy wsparcia w poszczególnych państwach. W I półroczu 2018 roku³ dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 34% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla Unii Europejskiej wynoszącej 31%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2018⁴ roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,22 PLN).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2018⁴ (ceny w PLN/MWh, przeliczone według średniego kursu EUR 4,22 PLN).



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

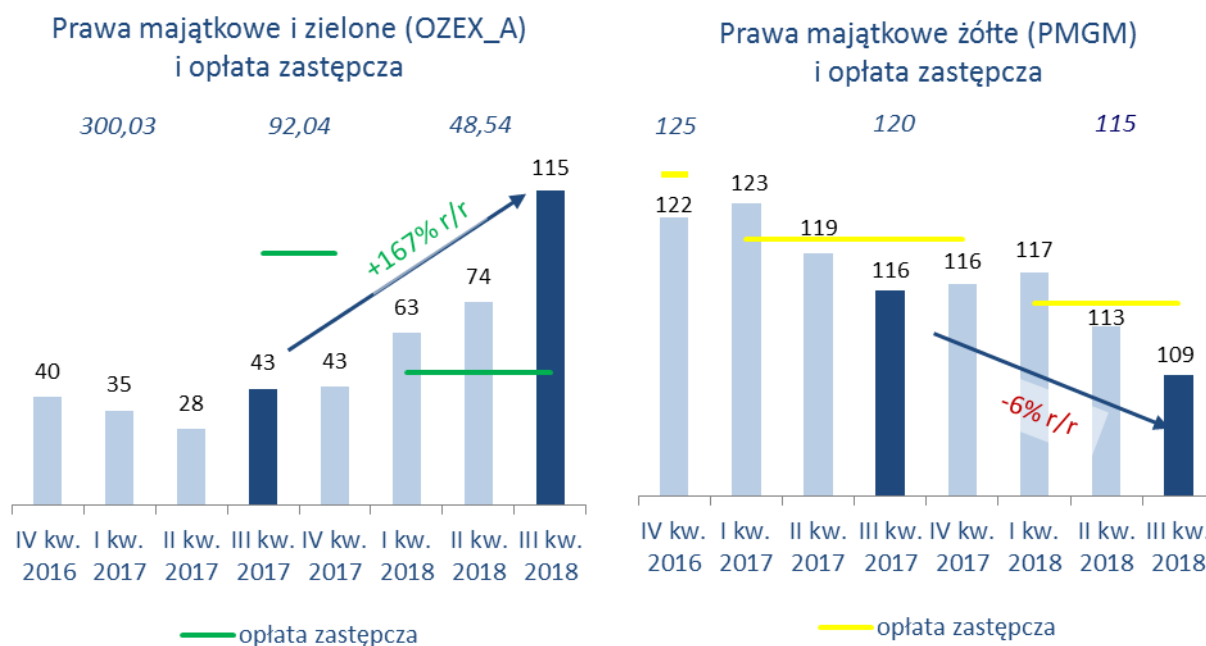
³ Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych.

⁴ Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych.

3.3.2. Ceny praw majątkowych

W III kwartale 2018 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks OZEX_A) osiągnęła poziom 115 PLN/MWh i była o 167% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Wzrost ceny wynikał zarówno z czynników podażowych (niższa o 15% r/r generacja wiatrowa w III kwartale 2018 roku) oraz popytowych (rozporządzenie Ministra Energii zwiększające obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów z 15,4% w 2017 roku do 17,5% w 2018 roku oraz 18,5% w 2019 roku). Średnia cena żółtych certyfikatów w III kwartale 2018 roku osiągnęła poziom 109 PLN/MWh i była niższa o 6% w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Spadek cen wynika ze wzrostu podaży energii wyprodukowanej w źródłach kogeneracyjnych opalanych gazem (wyższej o 51% r/r w III kwartale 2018 roku). Obowiązek umorzeń żółtych certyfikatów zwiększył się do 8% w 2018 roku względem 7% w 2017 roku.

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-16, PMGM-17, PMGM-18

3.3.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Notowania uprawnień EUAs (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO₂ w jednostkach wytwórczych Grupy PGE, a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). Przy czym ostatnie bezpłatne przydziały uprawnień są przewidziane za realizację zadań inwestycyjnych przewidzianych na 2019 roku, co oznacza, że bezpłatny przydział uprawnień wedle obecnie stosowanej metody zakończy się w 2020 roku.

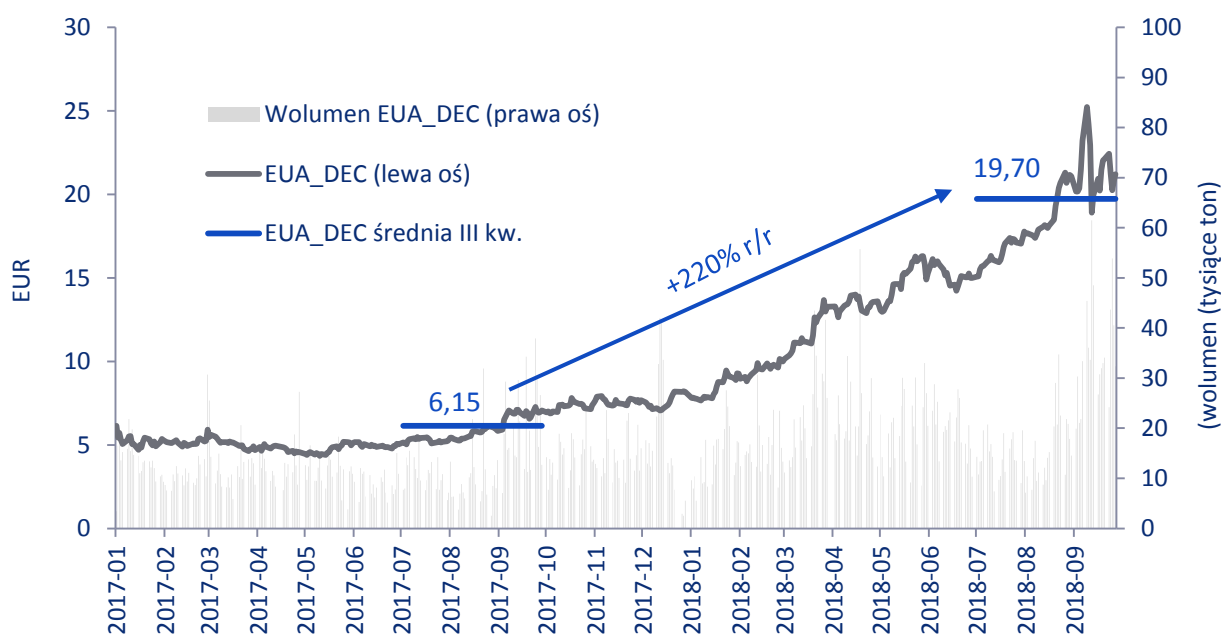
W III kwartale 2018 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 18 wyniosła 19,70 EUR/t i była o 220% wyższa od średniej ceny 6,15 EUR/t instrumentu EUA DEC 17 notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. W ujęciu narastającym, po trzech kwartałach 2018 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 18 wyniosła 15,15 EUR/t i była o 179% wyższa od średniej ceny 5,43 EUR/t instrumentu EUA DEC 17 notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ obserwowany w trakcie trzech kwartałów 2018 roku jest efektem rynkowego odbioru zakończenia reformy systemu EU ETS.

Zmieniony tekst dyrektywy 2003/87/WE („EU ETS”) wraz ze zmianami wprowadzonymi do decyzji MSR został opublikowany w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej w marcu 2018 roku (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).

Dalszej dyskusji o wzmocnieniu ambicji redukcyjnych w ramach Unii Europejskiej należy się spodziewać w związku ze szczytem klimatycznym COP24 w Katowicach, podczas którego Komisja Europejska ma szerzej przedstawić wstępną wersję tzw. Mapy Drogowej 2.0 wraz z określeniem propozycji nowych ambicji redukcyjnych UE do 2050 roku. Równolegle trwają prace nad aktami delegowanymi i wykonawczymi do niedawno przyjętej dyrektywy. Nowych wniosków legislacyjnych związanych z rewizją dyrektywy EU ETS oraz decyzji MSR można się spodziewać po wyłonieniu nowej Komisji Europejskiej, co nastąpi w II połowie 2019 roku.

Obecnie Komisja Europejska analizuje wniosek Polski o zastosowanie przewidzianych w art. 29a dyrektywy EU ETS działań zaradczych związanych z nadmiernymi zmianami cen. Zastosowanie przewidzianych w tym przepisie środków jest zasadne, jeśli przez okres dłuższy niż sześć kolejnych miesięcy ceny uprawnień są ponad trzykrotnie wyższe od średniej ceny w dwóch poprzednich latach. W zależności od obranej metody wyliczeń, warunek ten zrealizował się już na początku października 2018 roku lub też może zostać zrealizowany w grudniu 2018 roku.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji CO₂.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE

3.3.4. 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 2018 rok oraz na produkcję energii za 2017 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2018 rok Grupa otrzyma do końca kwietnia 2019 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2018 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2017 rok.

Tabela: Emisja CO₂ z głównych instalacji Grupy oraz przydziały uprawnień do emisji CO₂ na 2018 rok (Mg).

Operator	Emisja CO ₂ III kwartał 2018 roku*	Emisja CO ₂ I – III kwartał 2018 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2018 rok**
Elektrownia Bełchatów	9 944 910	29 130 507	6 211 022
Elektrownia Turów	1 754 765	5 045 522	2 500 954
Elektrownia Opole	2 011 871	5 658 101	1 437 267
Zespół Elektrowni Dolna Odra***	923 707	2 927 924	1 187 286
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	96 296	500 828	290 951
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	3 954	272 863	166 164
Elektrociepłownia Gorzów	96 542	358 812	129 987
Elektrociepłownia Rzeszów	19 836	186 292	78 433
Elektrociepłownia Kielce	12 384	118 973	52 905
Elektrociepłownia Zgierz	29 997	120 417	22 210
RAZEM PGE GiEK S.A.	14 894 262	44 320 239	12 077 179
Elektrownia Rybnik	1 497 660	3 921 423	458 373
Elektrociepłownie Wybrzeże****	208 838	1 318 387	583 062
Elektrociepłownia Kraków	250 638	1 189 214	497 146
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja*****	188 049	1 065 370	387 589
Elektrociepłownia Zielona Góra	143 917	417 144	47 491
Elektrociepłownia Toruń	20 396	160 323	52 056
RAZEM Nabyte aktywa	2 309 498	8 071 861	2 025 717
RAZEM segment Energetyka Konwencjonalna	17 203 760	52 392 100	14 102 896

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

** Ilości przydzielonych uprawnień do emisji CO₂ zostaną potwierdzone w rozporządzeniu Rady Ministrów w I kwartale 2019 roku

*** Elektrociepłownia Pomorzany, Elektrownia Dolna Odra, Elektrociepłownia Szczecin

**** Elektrociepłownia Gdańsk i Elektrociepłownia Gdynia

***** Elektrociepłownia Wrocław, Elektrociepłownia Czechnica, Elektrociepłownia Zawidawie

3.4. Rynki zaopatrzenia

3.4.1. Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych.

Rodzaj paliwa	I – III kwartał 2018		I – III kwartał 2017	
	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (w tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	8 773	2 215	3 751	839
Gaz (tys. m ³)	789 289	538	445 421	303
Biomasa	307	62	361	67
Olej opałowy (lekki i ciężki)	32	69	21	28
RAZEM		2 884		1 237

W trzech kwartałach 2018 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 2 884 mln PLN i były wyższe o 1 647 mln PLN w porównaniu do wykonania w trzech kwartałach 2017 roku. Głównym czynnikiem wpływającym na wzrost kosztów zakupu głównych surowców energetycznych w GK PGE miały przede wszystkim Nabyte aktywa zasilane węglem kamiennym oraz gazem.

Węgiel kamienny

- wyższy wolumen zakupu o 134% (+1 123 mln PLN)

Wyższy wolumen zakupu węgla kamiennego w okresie trzech kwartałów 2018 roku związany jest głównie z przejściem aktywów EDF oraz zwiększoną produkcją na jednostkach PGE GIEK S.A. zasilanych węglem kamiennym.

- wyższa średnia cena o 13% (+253 mln PLN)

Wyższa cena węgla kamiennego w okresie trzech kwartałów 2018 roku wynikała z wyższych cen tego surowca na krajowym i międzynarodowym rynku, co przekładało się bezpośrednio na wyższe ceny umowne.

Gaz

- wyższy wolumen zakupu o 77% (+234 mln PLN)

Wyższy wolumen zużycia gazu związany jest z nabyciem aktywów gazowych EDF (por. pkt 4.2.1 niniejszego sprawozdania).

- wyższa średnia cena o 0,2% (1 mln PLN)

Olej opałowy

- wyższa średnia cena o 62% (+26 mln PLN)

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

- wyższy wolumen zakupu o 52% (+15 mln PLN)

Na wyższy wolumen zakupu oleju opałowego w trzech kwartałach 2018 roku w porównaniu do analogicznego okresu 2017 roku wpływ miało przejście aktywów od EDF. Większa liczba jednostek produkcyjnych przełożyła się na wzrost liczby rozruchów bloków energetycznych związanych z awariami, remontami planowymi i wezwaniem przez PSE S.A.

Biomasa

- niższy wolumen zakupu o 15% (-10 mln PLN)

Niższy wolumen zakupu biomasy jest efektem ograniczenia produkcji ciepła ze spalania biomasy w Elektrociepłowni Szczecin.

- wyższa średnia cena o 9% (+5 mln PLN)

W trzech kwartałach 2018 roku ok. 60% 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 porównywalnym okresie 2017 roku wskaźnik produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego wyniósł 72%.

3.4.2. 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 2018”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE.

14 grudnia 2017 roku Prezes URE zatwierdził Taryfę PGE Dystrybucja S.A. dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres od 1 stycznia 2018 roku do 31 grudnia 2018 roku.

Taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2018 roku.

3 stycznia 2018 roku Prezes URE zatwierdził zmianę Taryfy PGE Dystrybucja S.A. polegającą na utworzeniu tzw. taryfy antysmogowej (G12as). Stawki tej taryfy zostały skorygowane decyzją Prezesa URE z 16 stycznia 2018 roku.

27 lutego 2018 roku, w związku z opublikowaniem ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych dokonano zmian taryfy w części dotyczącej przyłączenia do sieci infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania - zmiana obowiązuje od 14 marca 2018 roku.

Stawki opłat za usługi dystrybucji zatwierdzone przez Prezesa URE na 2018 rok spowodowały następujące zmiany średnich stawek w poszczególnych grupach taryfowych (liczonych dla przychodów i wolumenu w danym roku taryfowym) w porównaniu z 2017 rokiem:

- grupa taryfowa A – spadek o 4,44%,
- grupa taryfowa B – spadek o 0,28%,
- grupa taryfowa C+R – spadek o 0,47%,
- grupa taryfowa G – spadek o 0,79%.

Zmiana stawek usług dystrybucyjnych uwzględnia spadek opłaty OZE do poziomu 0 PLN/MWh w 2018 roku oraz utrzymanie stawki opłaty przejściowej w takiej samej wysokości jak w 2017 roku. Opłaty te w całości przekazywane są do podmiotów odpowiedzialnych za realizację instrumentów wsparcia, nie wpływają więc na wyniki spółek dystrybucyjnych.

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

- grupa taryfowa A – spadek o 1,73%,
- grupa taryfowa B – wzrost o 2,78%,
- grupa taryfowa C+R – wzrost o 1,17%,
- grupa taryfowa G – wzrost o 0,72%.

Elementy regulacji jakościowej, które wprowadzono w 2016 roku kontynuowane są w 2018 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 przerw,
- Czas Realizacji Przyłączenia.

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

Wpływ wykonania wskaźników regulacji jakościowej z 2016 roku jest uwzględniany w taryfie na 2018 rok, a wykonanie w 2018 roku uwzględniane będzie w taryfie na 2020 rok. Zgodnie z przyjętymi przez URE założeniami, kara nie może przekroczyć 2% przychodu regulowanego i wielkości 15% kwoty zwrotu z kapitału w danym roku. W taryfie na 2018 rok nie dokonano obniżenia przychodu regulowanego z tytułu regulacji jakościowej.

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 wzrosła o ok. 2% w stosunku do cen obowiązujących w trzech kwartałach 2017 roku.

4. Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

4.1. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %	I-III kwartał 2018	I-III kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży*	mIn PLN	6 091	6 073	0%	18 962	16 693	14%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	532	1 883	-72%	2 363	3 815	-38%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	1 466	2 663	-45%	5 141	6 108	-16%
Zysk netto za okres sprawozdawczy	mIn PLN	403	1 462	-72%	1 699	2 957	-43%
Rekompensaty KDT	mIn PLN	1	1 197	-100%	-82	1 280	-
<i>Przychody z tytułu rekompensat KDT</i>	<i>mIn PLN</i>	<i>1</i>	<i>1 211</i>	<i>-100%</i>	<i>-82</i>	<i>1 211</i>	<i>-</i>
<i>Korekta rozrachunków z tytułu KDT (pozostała działalność operacyjna)</i>	<i>mIn PLN</i>	<i>0</i>	<i>-14</i>	<i>-</i>	<i>0</i>	<i>69</i>	<i>-</i>
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1 515	1 598	-5%	3 759	4 193	-10%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	-15	1 963	-	2 668	5 245	-49%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-1 434	-1 379	4%	-4 339	-1 970	120%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	1 567	-98	-	445	-340	-
Marża EBITDA	%	24%	44%		27%	37%	

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Stan na dzień 30 września 2018	Stan na dzień 31 grudnia 2017**	zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	-694	524	-
Zadłużenie netto/LTM EBITDA***	x	1,44	0,99	

* Grupa zastosowała MSSF 15 od dnia wejścia w życie standardu, to jest od 1 stycznia 2018 roku, bez przekształcania danych porównawczych (zmiany dotyczące wprowadzenia MSSF 15 zostały opisane w nocie 4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego)

** Dane przekształcone

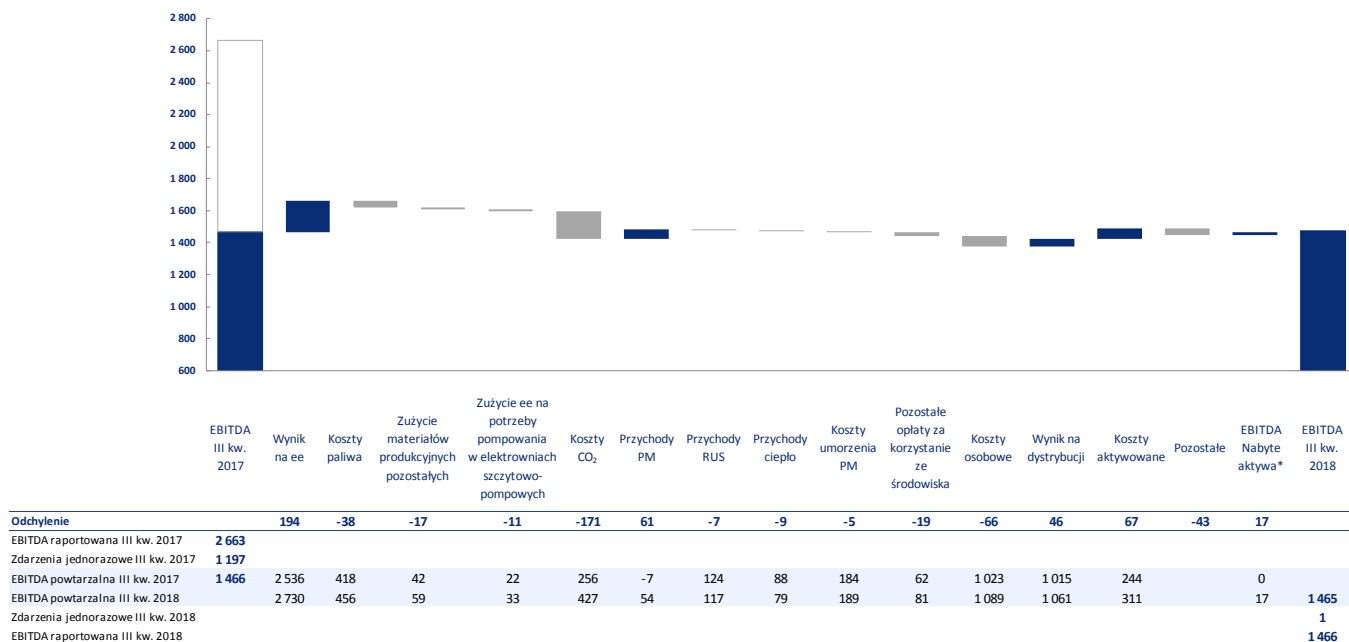
*** LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

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

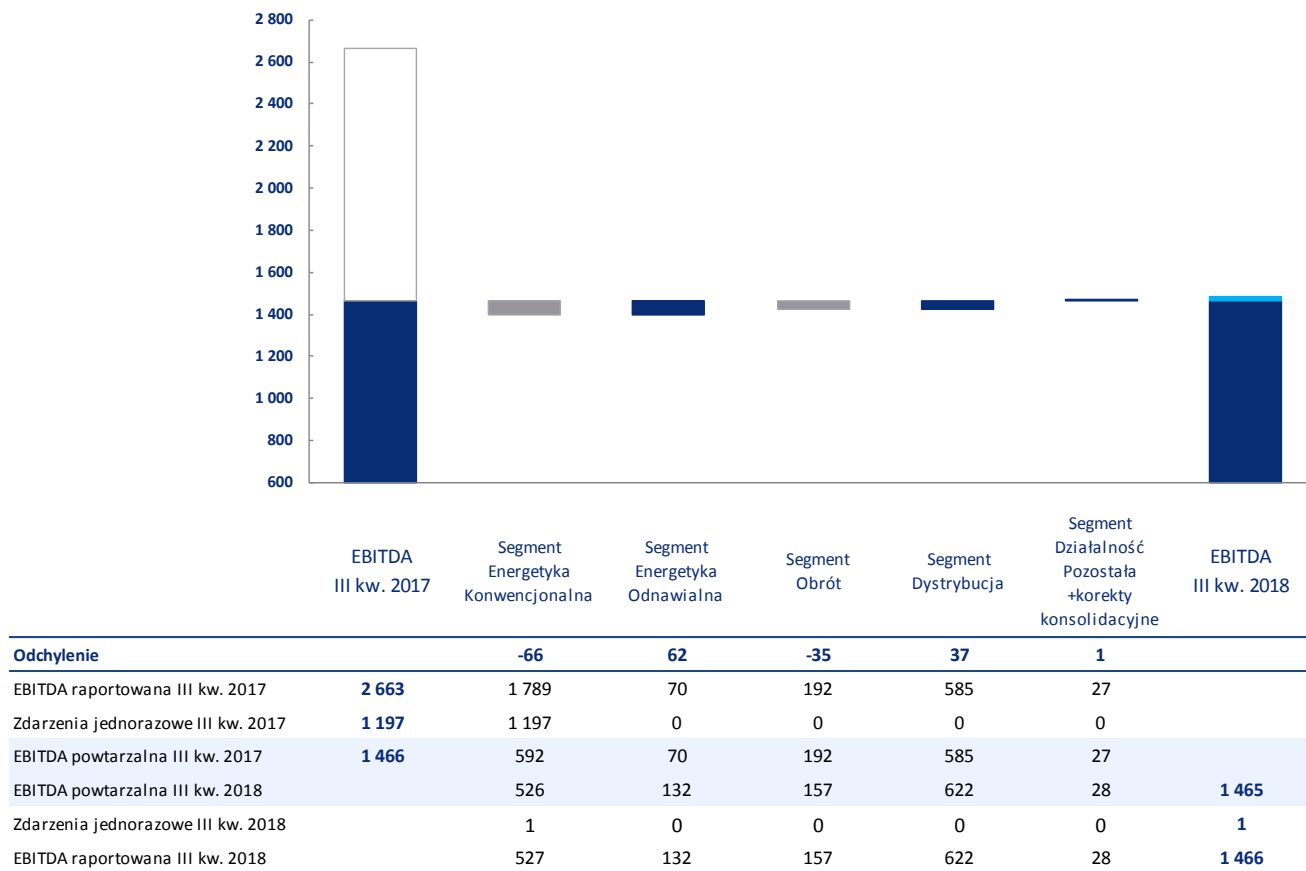
Zdarzenia jednorazowe	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %	I-III kwartał 2018	I-III kwartał 2017	zmiana %
Rekompensaty KDT	1	1 197	-100%	-82	1 280	-

4.1.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

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



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

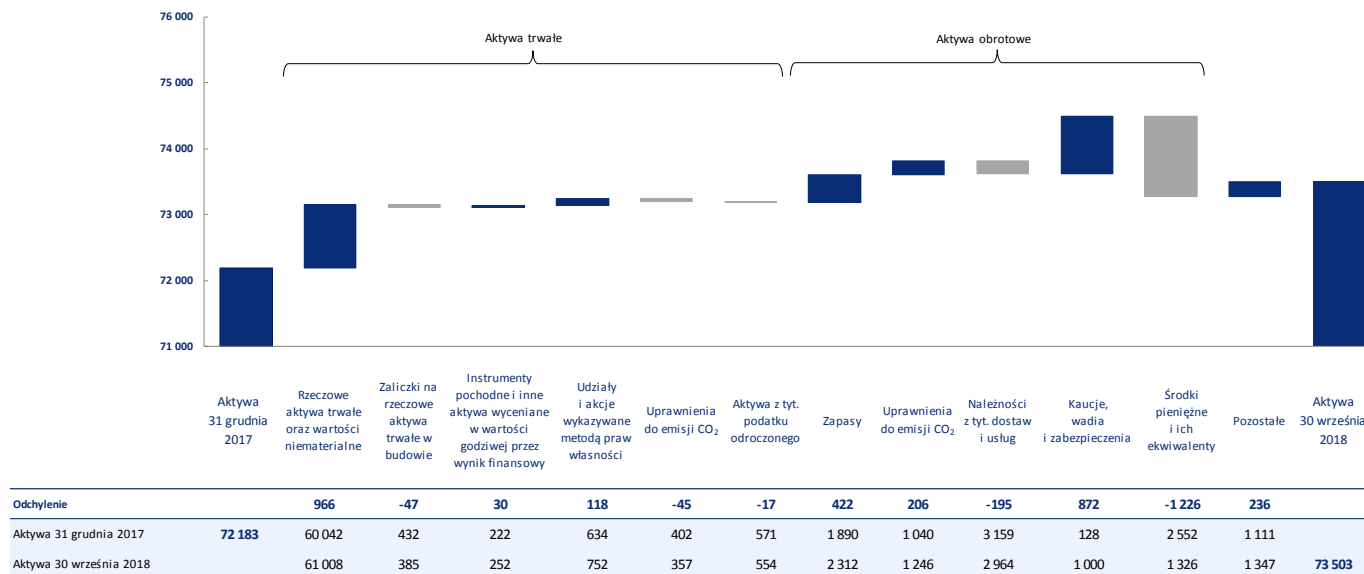


□ Zdarzenia jednorazowe
 ■ Nabyte aktywa*

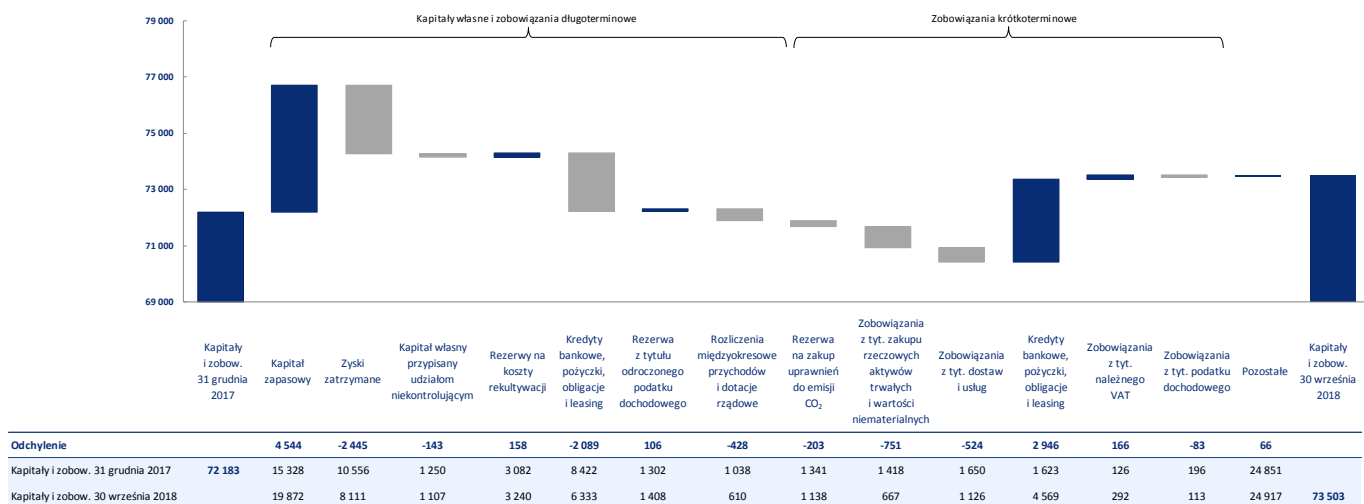
* Wynik EBITDA spółek: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A., PGE Paliwa sp. z o.o., PGE Ekoserwis sp. z o.o., Torec sp. z o.o., Zower sp. z o.o., Energopomiar sp. z o.o.

4.1.2. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów (mIn PLN).

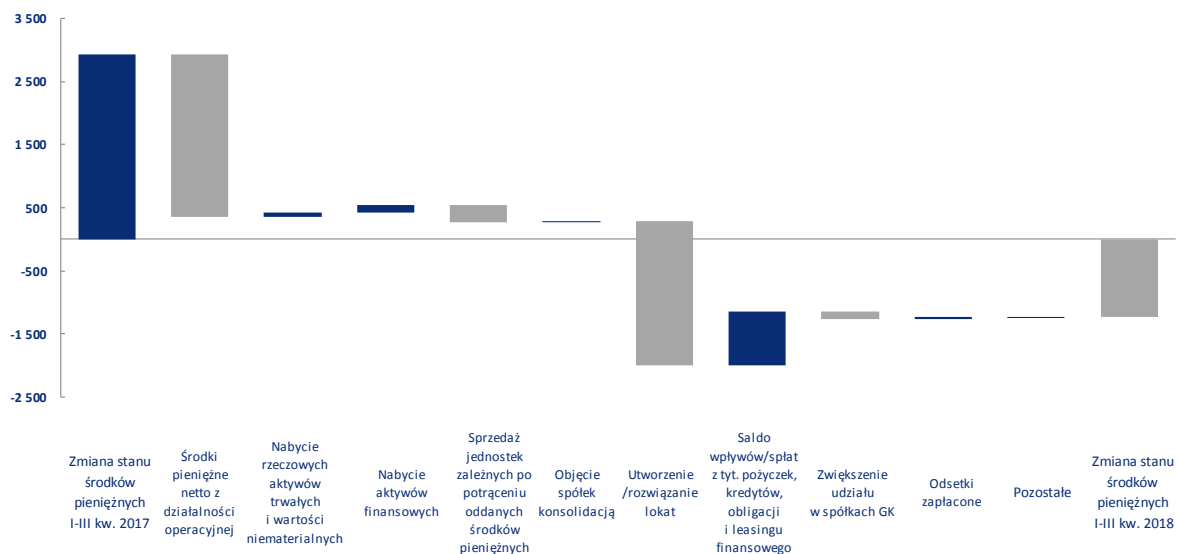


Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i zobowiązań (mIn PLN).



4.1.3. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

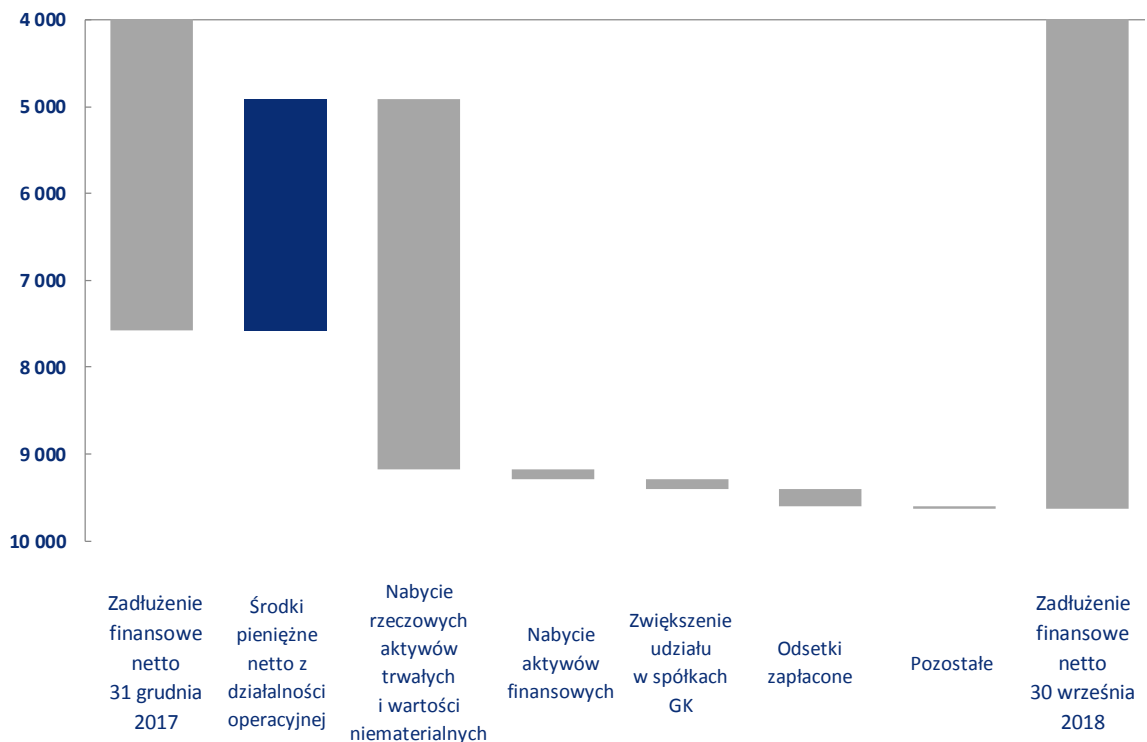
Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



	Zmiana stanu środków pieniężnych I-III kw. 2017	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Nabycie aktywów finansowych	Sprzedaż jednostek zależnych po potrąceniu oddanych środków pieniężnych	Objęcie spółek konsolidacją	Utworzenie /rozwiązanie lokat	Saldo wpływów/spłat z tyt. pożyczek, kredytów, obligacji i leasingu finansowego	Zwiększenie udziału w spółkach GK	Odsetki zapłacone	Pozostałe	Zmiana stanu środków pieniężnych I-III kw. 2018
Odchylenie		-2 577	68	115	-272	18	-2 297	862	-111	29	4	
Zmiana stanu środków pieniężnych I-III kw. 2017	2 935	5 245	-4 338	-218	272	0	2 283	-106	0	-230	27	
Zmiana stanu środków pieniężnych I-III kw. 2018		2 668	-4 270	-103	0	18	-14	756	-111	-201	31	-1 226

4.1.4. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



	Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2017	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Nabycie aktywów finansowych	Zwiększenie udziału w spółkach GK	Odsetki zapłacone	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 30 września 2018
Zmiana w I-III kw. 2018		-2 668	4 270	103	111	201	26	
Zadłużenie finansowe netto	7 579							9 622

4.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %	I-III kwartał 2018	I-III kwartał 2017	zmiana %
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	13,11	12,40	6%	38,29	37,42	2%
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	16,17	13,58	19%	49,09	41,46	18%
Sprzedaż ciepła	mln GJ	3,35	1,33	152%	32,39	11,94	171%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	TWh	10,78	9,93	9%	31,51	29,73	6%
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	9,09	8,70	4%	27,08	26,20	3%

* Po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

** Z doszacowaniem

4.2.1. Bilans energii GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %	I-III kwartał 2018	I-III kwartał 2017	zmiana %
SPRZEDAŻ W TWh, z czego:	18,80	15,28	23%	56,60	47,31	20%
Sprzedaż do odbiorców finalnych*	10,78	9,93	9%	31,51	29,73	6%
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	7,29	4,72	54%	22,77	15,52	47%
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	6,18	2,87	115%	19,61	9,71	102%
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	0,94	1,76	-47%	2,77	5,54	-50%
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	0,17	0,09	89%	0,39	0,27	44%
Sprzedaż na rynku bilansującym	0,73	0,63	16%	2,32	2,06	13%

* Po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Wyższy wolumen sprzedaży do odbiorców finalnych w trzech kwartałach 2018 w porównaniu do analogicznego okresu 2017 roku jest następstwem ujęcia sprzedaży PGE Energia Ciepła S.A. Sprzedaż detaliczna w ramach segmentu Obrót pozostaje na porównywalnym poziomie (29,9 TWh). Wyższy wolumen sprzedaży na rynku hurtowym – giełda wynika w głównej mierze z uplasowania zdolności produkcyjnych nowo nabytych aktywów. Dodatkowo na wzrost wolumenu miały wpływ korzystne uwarunkowania rynkowe. Wolumen sprzedaży na pozostałym rynku hurtowym zanotował spadek ze względu na niższą sprzedaż w kontraktach bilansujących, którego przyczyną jest wyższy poziom obowiązków wynikających z tzw. „obligo giełdowego” i w konsekwencji alokowanie sprzedaży na rynek regulowany oraz zmiana regulacji co do lokowania energii ze źródeł odnawialnych (ograniczenie sprzedaży do sprzedawcy zobowiązanego).

Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %	I-III kwartał 2018	I-III kwartał 2017	zmiana %
ZAKUP W TWh, z czego:	3,43	2,67	28%	10,55	9,04	17%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	1,61	0,43	274%	4,37	1,48	195%
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostałym	0,08	0,61	-87%	0,26	2,87	-91%
Zakupy poza granicami kraju	0,14	0,08	75%	0,41	0,12	242%
Zakupy na rynku bilansującym	1,60	1,55	3%	5,51	4,57	21%

Wzrost wolumenu zakupu z giełdy wynika z uwzględnienia nowo nabytych aktywów w optymalizacji portfela sprzedaży i wykorzystywania możliwości odkupu wcześniej sprzedanej energii po cenach niższych niż koszty wytwarzania, a także na skutek zwiększenia aktywności handlowej w powiązaniu z płynnością Towarowej Giełdy Energii. Spadek zakupu na krajowym rynku hurtowym - pozostałym jest głównie wynikiem zniesienia obowiązku zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o mocy powyżej 500 kWe. Wzrost zakupu na rynku bilansującym wynika głównie z nowo nabytych aktywów

oraz zwiększonego wolumenu redukcji wymuszonych przez PSE S.A., głównie z uwagi na większy udział importowanej energii elektrycznej w pokryciu krajowego zapotrzebowania.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %	I-III kwartał 2018	I-III kwartał 2017	zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	16,17	13,58	19%	49,09	41,46	18%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,07	9,83	2%	29,32	29,76	-1%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,59	3,02	52%	12,52	7,83	60%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,02	0,04	-50%	0,07	0,10	-30%
Elektrociepłownie węglowe	0,51	0,08	538%	2,95	0,60	392%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,00	-	0,01	0,00	-
Elektrociepłownie gazowe	0,63	0,23	174%	2,87	1,69	70%
Elektrociepłownie biomasowe	0,02	0,04	-50%	0,10	0,14	-29%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,07	0,08	-13%	0,27	0,26	4%
Elektrownie wodne	0,07	0,07	0%	0,32	0,33	-3%
Elektrownie wiatrowe	0,21	0,23	-9%	0,74	0,85	-13%
<i>w tym Nabyte aktywa*:</i>	2,30			7,54		

* El. Rybnik, Ec. Gdańsk, Ec. Gdynia, Ec. Kraków, Ec. Wrocław, Ec. Czechnica, Ec. Zawidawie, Ec. Zielona Góra, Ec. Toruń

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 2018 roku w porównaniu do trzech kwartałów 2017 roku miała wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym. Wzrost ten wynika głównie z ujęcia produkcji Elektrowni Rybnik (3,91 TWh). Wyższa produkcja w Elektrowni Opole jest następstwem krótszego o 1 115 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach (blok nr 3 pozostawał w remoncie średnim od 3 marca do 4 maja 2017 roku) oraz większego wykorzystania bloków elektrowni przez PSE S.A. Wzrost produkcji w Elektrowni Opole skompensował niższą produkcję w Elektrowni Dolna Odra, spowodowaną mniejszym wykorzystaniem bloków elektrowni przez PSE S.A.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych jest następstwem ujęcia produkcji Elektrociepłowni Gdańsk, Elektrociepłowni Gdynia, Elektrociepłowni Wrocław, Elektrociepłowni Czechnica i Elektrociepłowni Kraków (2,38 TWh).

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych wynika z ujęcia produkcji Elektrociepłowni Toruń, Elektrociepłowni Zielona Góra i Elektrociepłowni Zawidawie (1,25 TWh).

Produkcja w elektrociepłowniach biomasowych była na niższym poziomie w porównaniu do trzech kwartałów 2017 roku.

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem brunatnym w trzech kwartałach 2018 roku wynika z dłuższego o 4 274 h czasu postoju w remontach bloków Elektrowni Turów. Blok nr 1 w Elektrowni Turów pozostaje w modernizacji od 1 maja 2018 roku. Produkcja w Elektrowni Bełchatów utrzymała się na poziomie porównywalnym do trzech kwartałów 2017 roku.

Produkcja w elektrowniach wiatrowych osiągnęła niższy poziom w porównaniu do trzech kwartałów 2017 roku, co spowodowane było głównie gorszymi warunkami wietrznymi.

Produkcja w elektrowniach wodnych na nieznacznie niższym poziomie w porównaniu do trzech kwartałów 2017 roku.

Nieznaczny wzrost produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w okresie trzech kwartałów 2018 roku były wykorzystywane w większym stopniu przez PSE S.A.

4.2.2. Sprzedaż ciepła

W trzech kwartałach 2018 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 32,39 PJ i był wyższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w trzech kwartałach 2017 roku o 20,45 PJ. Na powyższy wzrost składa się sprzedaż ciepła przez Nabyte aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna, która nie występowała w trzech kwartałach 2017 roku (21,09 PJ) oraz niższa sprzedaż ciepła przez oddziały PGE GiEK S.A. (o -0,64 PJ), co wynika głównie z niższego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi.

4.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności

Tabela: Przychody Grupy w podziale na segmenty działalności.

mln PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	3 781	3 748	1%
Energetyka Odnawialna	216	161	34%
Obrót	3 296	3 610	-9%
Dystrybucja	1 432	1 552	-8%
Pozostała Działalność	174	86	102%
RAZEM	8 899	9 157	-3%
Korekty konsolidacyjne	-2 808	-3 084	-9%
RAZEM PO KOREKTACH	6 091	6 073	0%

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach (po dokonaniu wyłączeń wewnątrzsegmentowych).

mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	III kwartał 2018			
Energetyka Konwencjonalna	527	-34	1 035	44 837
Energetyka Odnawialna	132	68	16	3 171
Obrót	157	150	4	5 217
Dystrybucja	622	328	473	18 150
Pozostała działalność	28	8	43	769
RAZEM	1 466	520	1 571	72 144
Korekty konsolidacyjne	0	12	-56	-3 099
RAZEM PO KOREKTACH	1 466	532	1 515	69 045

* Por. nota 6.1 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach (po dokonaniu wyłączeń wewnątrzsegmentowych).

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 6.1 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

4.3.1. Segment działalności - Energetyka Konwencjonalna

Aktywa

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.

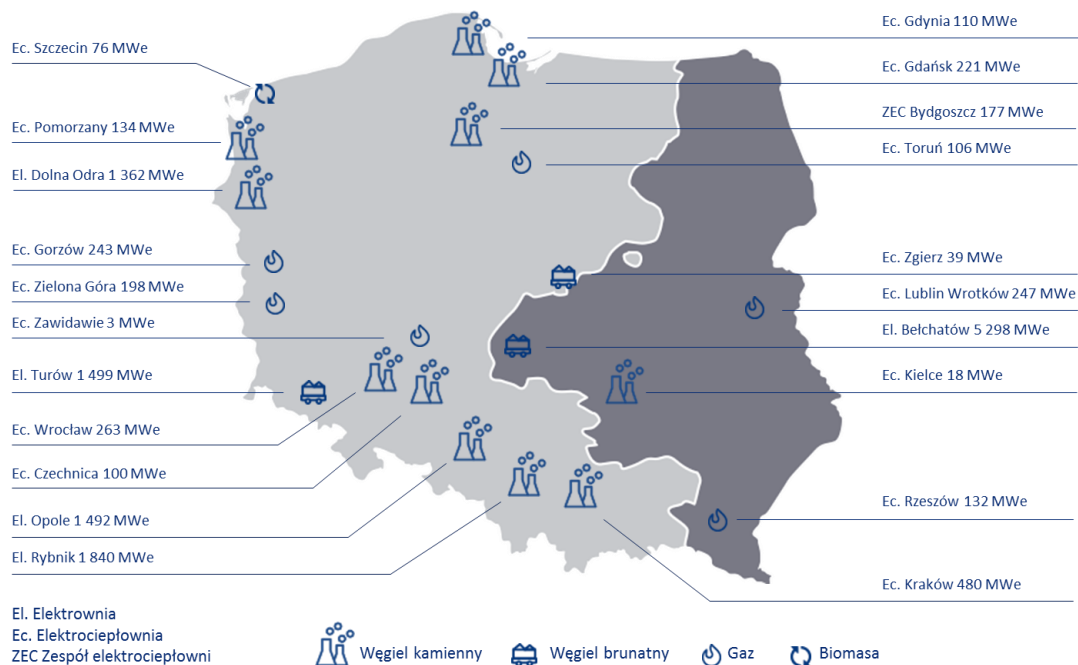
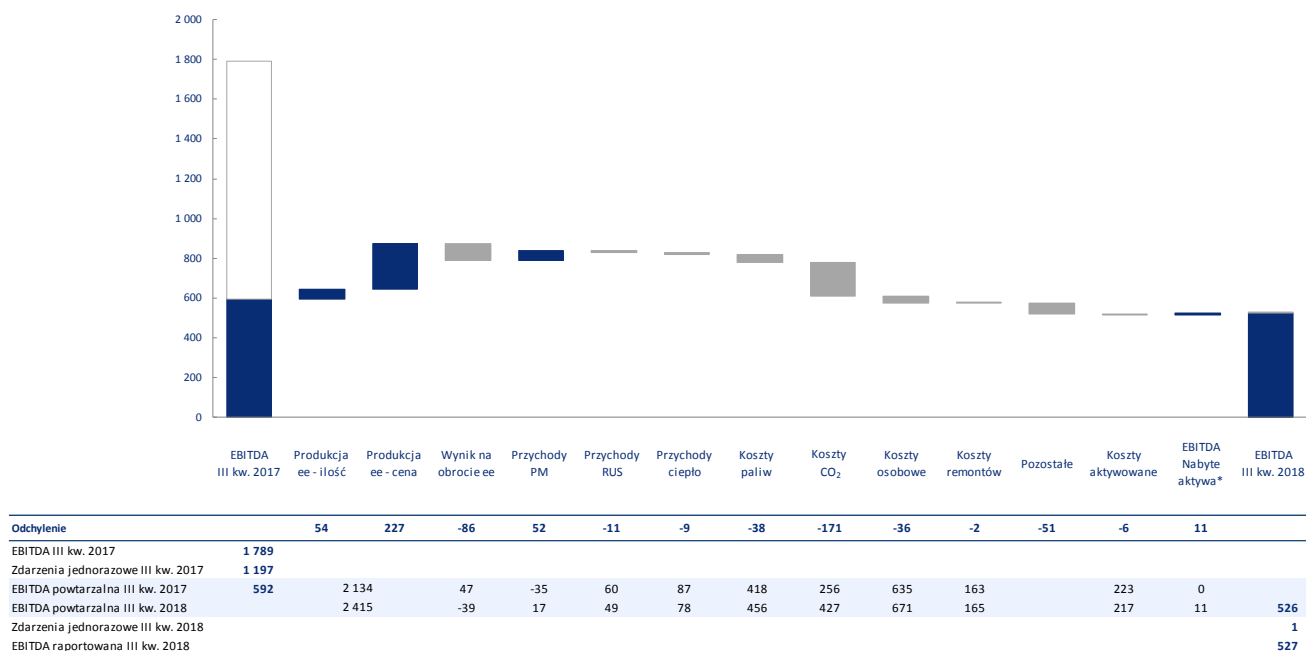


Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mIn PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	3 781	3 748	1%
EBIT	-34	1 378	-
EBITDA	527	1 789	-71%
Nakłady inwestycyjne	1 035	1 135	-9%

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



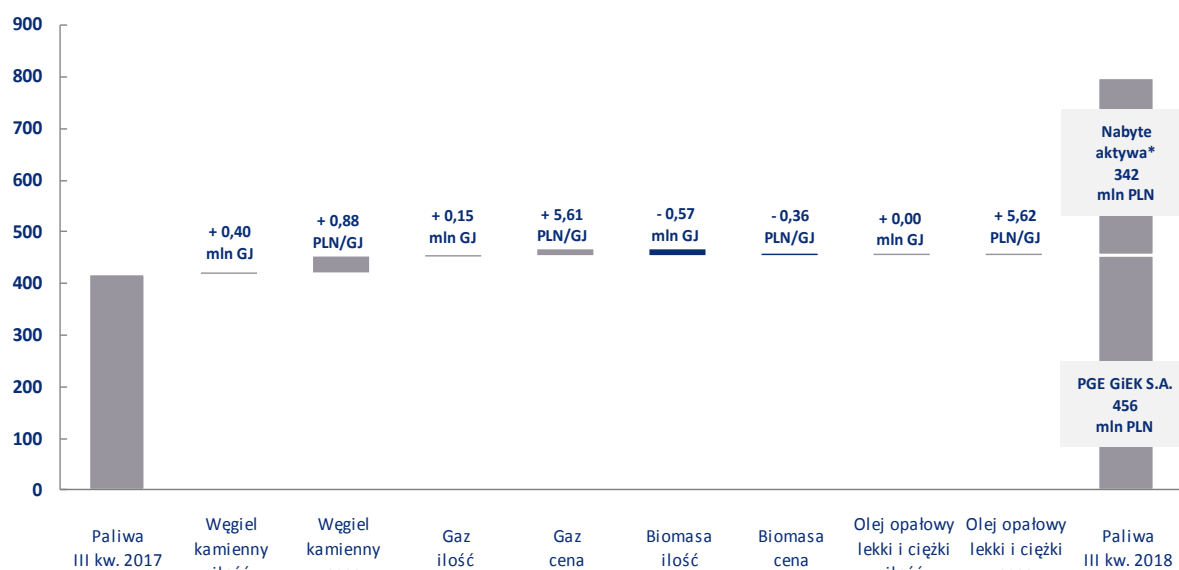
□ zdarzenia jednorazowe pomniejszające wynik raportowany

* Wynik EBITDA spółek: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2018 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2017 roku były:

- **Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w PGE GiEK S.A. o 0,32 TWh, głównie z powodu wyższej produkcji na bloku nr 14 w Elektrowni Bełchatów. Jest to efekt niższej produkcji w okresie porównywalnym na skutek postoju bloku w remoncie średnim od 31 lipca do 16 października 2017 roku.
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował wzrost przychodów ze sprzedaży. Średnia zrealizowana cena sprzedaży energii elektrycznej bez sprzedaży do odbiorców finalnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2018 roku ukształtowała się na poziomie 182 PLN/MWh (184 PLN/MWh z uwzględnieniem wpływu Nabytych aktywów), natomiast w III kwartale 2017 roku wyniosła 165 PLN/MWh.
- **Niższy wynik na obrocie energią elektryczną** z powodu zrealizowania niższej marży na obrocie energią elektryczną o 59 PLN/MWh (wpływ na wynik równy -104 mln PLN) przy wyższym wolumenie obrotu energią elektryczną o 0,49 TWh (wpływ na wynik +18 mln PLN).
- **Wyższe przychody ze sprzedaży PM** głównie ze względu na dokonaną we wrześniu 2017 roku aktualizację wartości PM wyprodukowanych w Elektrociepłowni Szczecin (-57 mln PLN).
- **Niższe przychody z RUS**, głównie niższe przychody z tytułu Operacyjnej Rezerwy Mocy („ORM”) na skutek niższych wolumenów ORM w Elektrowni Opole i Elektrowni Dolna Odra na skutek wyższego obciążenia sprzedażowego tych elektrowni.
- **Niższe przychody ze sprzedaży ciepła** na skutek niższego zapotrzebowania na ciepło zgłaszanego przez odbiorców, będącego konsekwencją wyższych średnich temperatur dobowych w III kwartale 2018 roku.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego i gazu, co jest głównie efektem wyższych cen tych surowców. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższego jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO₂. Powyższy efekt został powiększony przez niekorzystny wpływ niższego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂ oraz większej emisji CO₂.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie na skutek wyższego funduszu wynagrodzeń i pochodnych od wynagrodzeń.
- **Koszty remontów** ukształtowały się na poziomie okresu porównywalnego.
- **Niższy poziom kosztów aktywowanych** głównie na skutek niższego poziomu aktywowania kosztów usuwania nadkładu w kopalniach z powodu mniejszego wskaźnika N:W. Niekorzystny efekt niższego poziomu aktywowania kosztów usuwania nadkładu w kopalniach został pomniejszony w efekcie większego zaangażowania służb własnych w wykonawstwo inwestycji.
- EBITDA wypracowana przez Nabyte aktywa w III kwartale 2018 roku.

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



Odchylenie	4	28	4	12	-12	0	0	2	
Paliwa III kw. 2017	418	354	36	20	8				
Paliwa III kw. 2018		386	52	8	10	456			

* Nabyte aktywa: El. Rybnik, Ec. Gdańsk, Ec. Gdynia, Ec. Kraków, Ec. Wrocław, Ec. Czechnica, Ec. Zawidawie, Ec. Zielona Góra, Ec. Toruń

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mln PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	888	1 030	-14%
▪ Rozwojowe	456	731	-38%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	432	299	44%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	9	7	29%
Środki transportu	4	1	300%
Pozostałe	15	8	88%
Nabyte aktywa*	61	-	-
RAZEM	977	1 046	-7%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	58	89	-35%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1 035	1 135	-9%

* PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

W III kwartale 2018 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 262 mln PLN,
- budowa nowego bloku w Elektrowni Turów 134 mln PLN,
- modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów 40 mln PLN,
- budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów 39 mln PLN,
- program inwestycyjny w Elektrociepłowni Pomorzany 19 mln PLN,
- budowa instalacji odzyskania ciepła z palenisk w ZEC Bydgoszcz 14 mln PLN,
- formowanie zbiornika nr 4 na zwałowisku wewnętrznym KWB Bełchatów 12 mln PLN,
- program dostosowania do konkluzji BAT Elektrowni Bełchatów 10 mln PLN,
- rozbudowa instalacji odzyskania ciepła z palenisk w ZEC Bydgoszcz 10 mln PLN,
- zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych w Elektrowni Bełchatów 9 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w III kwartale 2018 roku w segmencie Energetyki Konwencjonalnej:

- 31 lipca 2018 roku zawarto umowę z Rafako S.A. na wykonanie modernizacji Instalacji Odsiarczania Spalin na blokach 3-6 w Elektrowni Bełchatów,
- 2 sierpnia 2018 roku uzyskano decyzję Ministra Środowiska utrzymującą w mocy decyzję marszałka województwa podkarpackiego ws. pozwolenia zintegrowanego dla projektu ITPOE,
- 31 sierpnia 2018 roku dokonano odbioru końcowego podzadania "Budowa układu wytwarzania suspensji i pompowania suspensji wraz z modernizacją zbiorników retencyjnych 1 i 2 w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów",
- 25 września 2018 roku podpisana została z konsorcjum firm SBB Energy S.A. Opole (lider Konsorcjum), Polimex Energetyka sp. z o.o. oraz Polimex-Mostostal S.A. umowa na dostawę i montaż instalacji katalitycznego odazotowania spalin dla kotłów typu OP-650 bloków nr 5, 6, 7, 8 w Elektrowni Dolna Odra,
- 10 października 2018 roku podpisano Aneks nr 9 do Umowy na budowę Bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole wydłużający termin realizacji, dla bloku nr 5 do 15 czerwca 2019 roku a dla bloku nr 6 do 30 września 2019 roku (por. pkt 2.2. niniejszego sprawozdania).

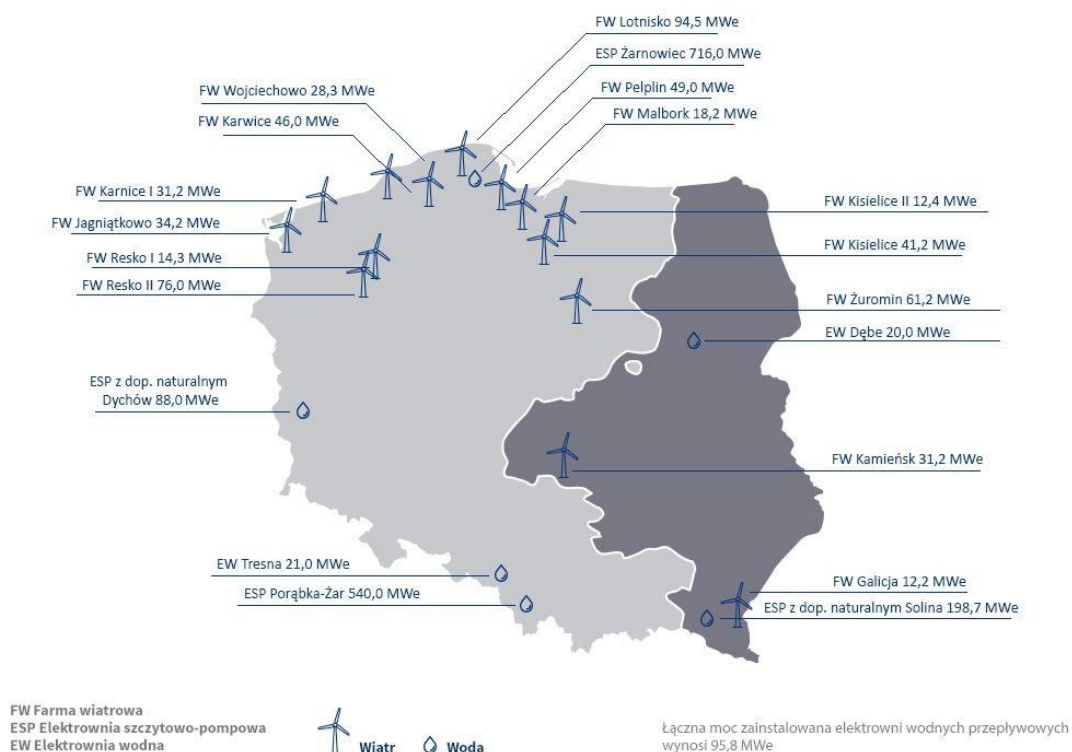
4.3.2. Segment działalności - Energetyka Odnawialna

Aktywa

W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Na aktywa segmentu składa się:

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.

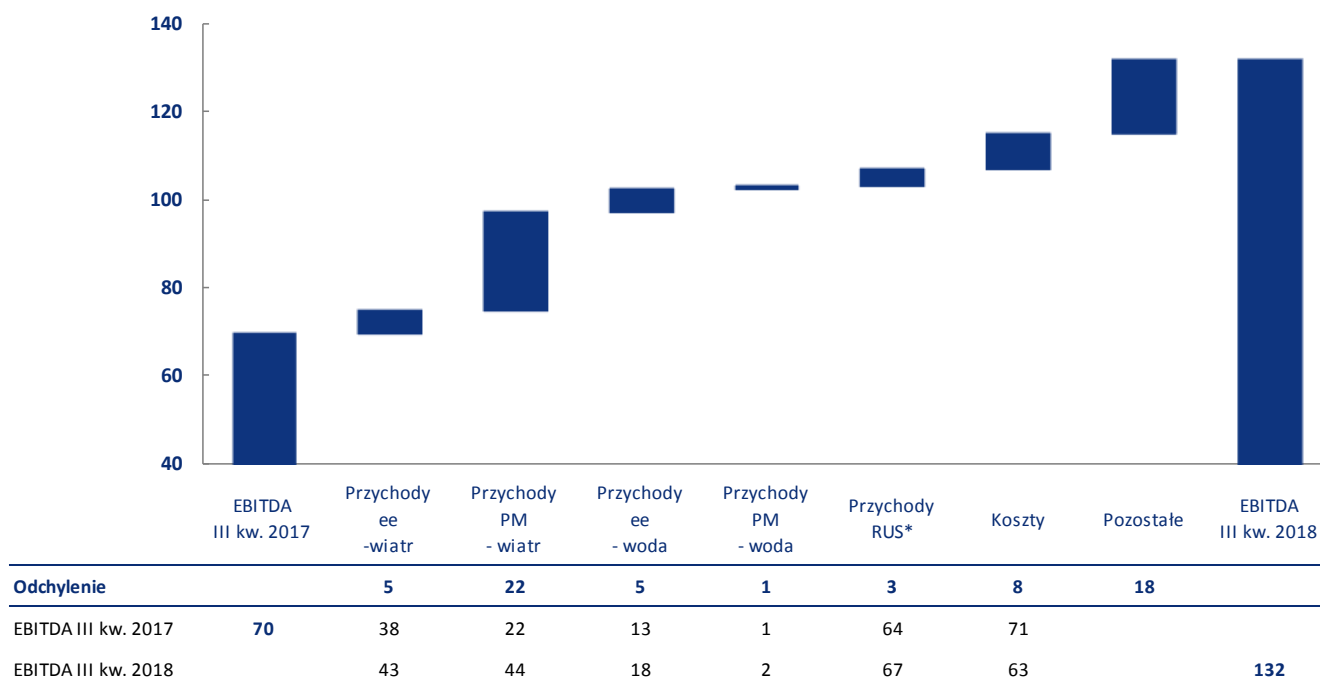


Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

w mln PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	216	161	34%
EBIT	68	4	1600%
EBITDA	132	70	89%
Nakłady inwestycyjne	16	21	-24%

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



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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna w III kwartale 2018 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2017 roku były:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych** wynikający głównie z wyższej o 76 PLN/MWh ceny w porównaniu do III kwartału 2017 roku.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych z elektrowni wiatrowych** wynikający z: (i) wyceny produkcji praw majątkowych po wyższej cenie o ok. 55 PLN/MWh w III kwartale 2018 roku w stosunku do III kwartału 2017 roku, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 10 mln PLN; (ii) dodatniej korekty wyceny sprzedanych praw majątkowych oraz aktualizacji wyceny zapasu, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 12 mln PLN.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wodnych** spowodowany głównie wyższą o 92 PLN/MWh ceną w porównaniu do III kwartału 2017 roku.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych z elektrowni wodnych** wynikający z wyceny produkcji praw majątkowych po wyższej cenie o ok. 71 PLN/MWh w III kwartale 2018 roku w stosunku do III kwartału 2017 roku.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikające głównie z wyższej stawki za usługę rezerwy interwencyjnej mocy czynnej.
- **Korzystne odchylenie na kosztach** wynikające głównie z korekty na podatku od nieruchomości w zakresie farm wiatrowych.
- **Korzystne odchylenie w pozycji pozostałe** związane głównie z naliczeniem kar umownych spółkom Enea S.A. i Energa Obrót S.A. z tytułu niewykonania umów sprzedaży PM oraz wyższych przychodów z działalności pozostałej.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	14	19	-26%
▪ Rozwojowe	1	5	-80%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	13	14	-7%
Pozostałe	2	2	0%
RAZEM	16	21	-24%

4.3.3. Segment działalności – Dystrybucja

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 122 433 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,4 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



Kluczowe wielkości finansowe

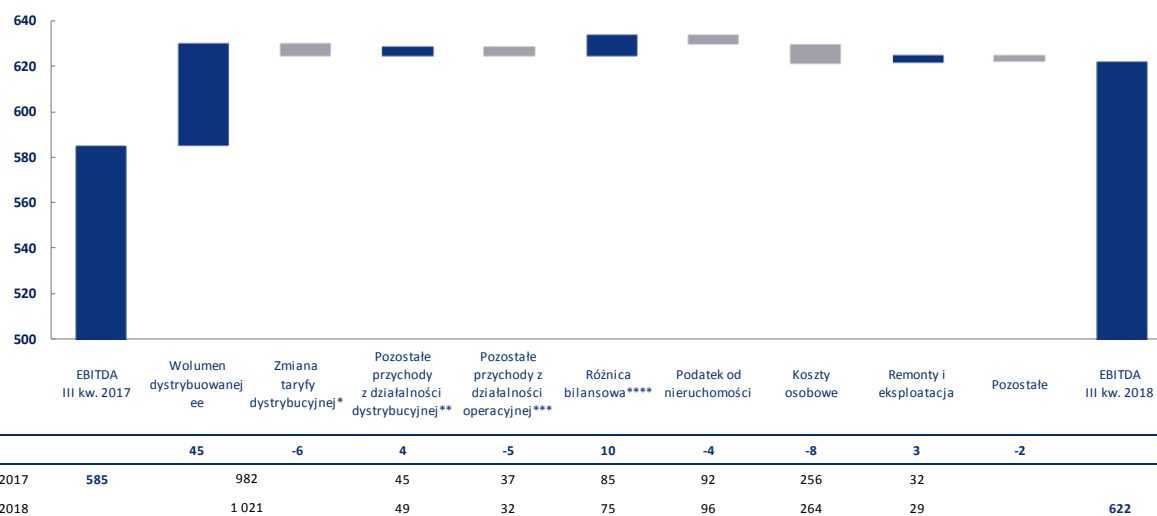
Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2018*	III kwartał 2017**	zmiana %	zmiana %*
Przychody ze sprzedaży*	1 432	1 587	1 552	-8%	2%
EBIT	328	331	297	10%	11%
EBITDA	622	625	585	6%	7%
Nakłady inwestycyjne	473	473	431	10%	10%

* Dane przekształcone - brak zastosowania MSSF 15 w 2018 roku

** Grupa zastosowała MSSF 15 od dnia wejścia w życie standardu, to jest od 1 stycznia 2018 roku, bez przekształcania danych porównawczych (zmiany dotyczące wprowadzenia MSSF 15 zostały opisane w nocie 4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego)

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



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

** Energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe

*** Przychody z opłaty przyłączeniowej, wznowienie dostaw, saldo usług tranzytowych, przychody z nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz opłaty dodatkowe

**** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja w III kwartale 2018 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2017 roku były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 395 GWh, wynikający m.in. z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o ok. 48 tys.) oraz wzrostu aktywności gospodarczej na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., głównie odbiorców z grupy A i B.
- **Nieznaczny spadek średniej stawki** o ok. 0,6 PLN/MWh po pomniejszeniu przychodów o koszty opłat ponoszonych na rzecz PSE S.A.
- **Wzrost pozostałych przychodów z działalności dystrybucyjnej** głównie z energii biernej i przekroczenia mocy, co wynika z zachowania odbiorców, u których pobór mocy jest wyższy względem wartości zakontraktowanej w umowie z PGE Dystrybucja S.A.
- **Spadek pozostałych przychodów z działalności operacyjnej** głównie na przychodach z opłaty przyłączeniowej w wyniku zmiany prezentacji opłat przyłączeniowych rozliczanych w czasie w ramach MSSF 15. Dodatkowo w III kwartale 2017 roku spółka zakończyła dużą inwestycję przyłączeniową realizowaną w Oddziale Rzeszów.
- **Niższe koszty energii na pokrycie różnicy bilansowej** w wyniku spadku wolumenu różnicy bilansowej o 79 GWh oraz ujęcia doszacowania energii na pokrycie różnicy bilansowej.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem: (i) wartości majątku sieciowego w wyniku realizacji inwestycji, (ii) stawek podatkowych obowiązujących w bieżącym roku.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynikający głównie z przeprowadzonego procesu zmiany wynagrodzeń.
- **Niższe koszty remontów i eksploatacji** w związku z mniejszą ilością prac eksploatacyjnych na majątku sieciowym w III kwartale 2018 roku. W III kwartale 2017 roku nastąpiła kumulacja zabiegów eksploatacyjnych m.in. w zakresie przeglądów stacji.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynikające głównie z wyższych kosztów: (i) opłat za umieszczenie urządzeń w pasie drogowym w efekcie wzrostu podstawy naliczania tych opłat oraz wzrostu stawek, (ii) opłat za służebność przesyłu na rzecz Lasów Państwowych w wyniku zmiany sposobu opodatkowania gruntów przez Nadleśnictwa.

Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

mln PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %
Sieci SN i nN	186	123	51%
Stacje 110/SN i SN/SN	27	34	-21%
Linie 110 kV	45	64	-30%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	152	133	14%
Zakup transformatorów i liczników	29	44	-34%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	13	26	-50%
Pozostałe	21	7	200%
RAZEM	473	431	10%

4.3.4. Segment działalności – Obrót

Kluczowe wielkości finansowe

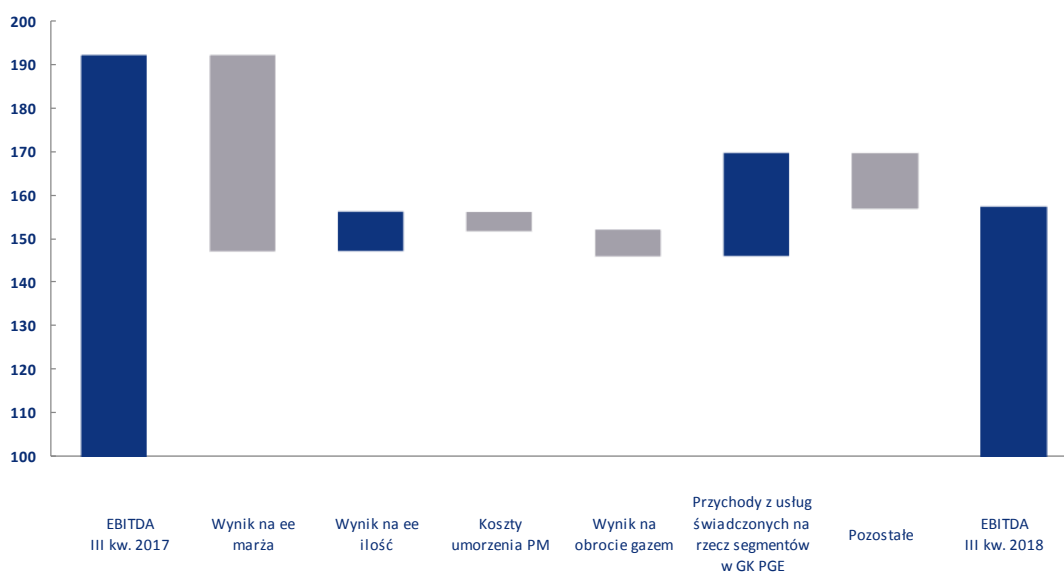
Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mIn PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2018*	III kwartał 2017**	zmiana %	zmiana %*
Przychody ze sprzedaży*	3 296	4 289	3 610	-9%	19%
EBIT	150	150	185	-19%	-19%
EBITDA	157	157	192	-18%	-18%
Nakłady inwestycyjne	4	4	4	0%	0%

* Dane przekształcone - brak zastosowania MSSF 15 w 2018 roku

** Grupa zastosowała MSSF 15 od dnia wejścia w życie standardu, to jest od 1 stycznia 2018 roku, bez przekształcania danych porównawczych (zmiany dotyczące wprowadzenia MSSF 15 zostały opisane w nocie 4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego)

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



Odchylenie	-45	9	-4	-6	23	-12
EBITDA III kw. 2017	192	355	183	5	137	
EBITDA III kw. 2018		319	187	-1	160	157

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Obrót w III kwartale 2018 roku w porównaniu do wyników III kwartału 2017 roku były:

- **Niższy wynik na energii elektrycznej** o 36 mln PLN wynikający głównie z uzyskania niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej, związanej ze wzrostem cen na rynku hurtowym (w szczególności rynku spot), po których częściowo odbywało się bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającego ze sprzedaży do odbiorców finalnych.
- **Wzrost kosztów umorzenia praw majątkowych** głównie w wyniku wzrostu zapotrzebowania na prawa majątkowe wynikające z podwyższenia obowiązku umorzenia praw majątkowych zielonych, żółtych i fioletowych, częściowo zniwelowany poprzez uzyskanie niższych cen umorzenia PM OZE oraz niższych rynkowych cen żółtych i czerwonych PM.
- **Niższy wynik na obrocie gazem** głównie w skutek spadku marży jednostkowej na sprzedaży gazu, co jest konsekwencją wyższych cen rynkowych wpływających na koszt bilansowania transakcji z segmentem Energetyka Konwencjonalna oraz zapotrzebowania klientów detalicznych na rynku SPOT.
- **Wzrost przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE** wynikający głównie ze zwiększenia przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi „ZHZW” (+44 mln PLN), co jest konsekwencją wyższych cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej objętej zarządzaniem oraz wyższego wolumenu obrotu (+4,4 TWh, w tym objęcie umową PGE Energia Ciepła S.A.: + 3,8 TWh). Wyższy przychód z umowy „ZHZW” częściowo zniwelowany zmianą sposobu rozliczeń ze spółkami w ramach tzw. umów wsparcia (-21 mln PLN).
- **Niższy wynik na pozycji pozostałe** głównie w wyniku: (i) niższych przychodów z usług bilansowania farm wiatrowych, (ii) wyższych kosztów działalności segmentu, (iii) wyższego wyniku na pozostałej działalności operacyjnej.

4.3.5. Pozostała Działalność

Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Pozostała Działalność.

mIn PLN	III kwartał 2018	III kwartał 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	174	86	102%
EBIT	8	3	167%
EBITDA	28	20	40%
Nakłady inwestycyjne	43	32	34%

Wzrost wyniku EBITDA segmentu Pozostała Działalność o ok. 8 mln PLN związany był głównie z nabyciem aktywów EDF.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w III kwartale 2018 roku wyniosły 43 mln PLN w porównaniu do 32 mln PLN poniesionych w III kwartale 2017 roku.

W ramach powyższej kwoty w III kwartale 2018 roku największe nakłady inwestycyjne poniesione zostały przez następujące spółki:

- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 21 mln PLN,
- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 19 mln PLN.

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

5.1. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

Na 30 września 2018 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonował w następującym, niezmiennym 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

19 lipca 2018 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie powołało z dniem 20 lipca 2018 roku w skład Rady Nadzorczej PGE S.A. nowej XI kadencji ośmiu członków.

Na 30 września 2018 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
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej – członek niezależny
Artur Bartoszewicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Jerzy Sawicki	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

Na 30 września 2018 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
Artur Bartoszewicz	Członek od 24.07.2018		Członek od 24.07.2018	
Janina Goss	Członek od 24.07.2018			Członek od 24.07.2018
Tomasz Hapunowicz		Członek od 24.07.2018 Przewodniczący od 24.07.2018	Członek od 24.07.2018	
Anna Kowalik	Członek od 24.07.2018		Członek od 24.07.2018	Członek od 24.07.2018
Grzegorz Kuczyński	Członek od 24.07.2018 Przewodniczący od 07.08.2018	Członek od 24.07.2018		
Mieczysław Sawaryn			Członek od 24.07.2018	Członek od 24.07.2018 Przewodniczący od 24.07.2018
Jerzy Sawicki		Członek od 24.07.2018	Członek od 24.07.2018	Członek od 24.07.2018
Artur Składanek	Członek od 24.07.2018		Członek od 24.07.2018 Przewodniczący od 24.07.2018	

5.2. Kwestie prawne

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 21.4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 21.4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 21.4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Tabela: Zestawienie głównych pozycji w ramach udzielonych przez spółki GK PGE poręczeń i gwarancji na 30 września 2018 roku.

Wystawca poręczenia lub udzielonej gwarancji	Nazwa podmiotu na rzecz którego udzielono poręczenie lub udzielono gwarancję (Beneficjent)	Nazwa podmiotu za zobowiązania którego jest wystawione poręczenie lub udzielona gwarancja	Data powstania zobowiązania z tytułu udzielonego zabezpieczenia	Data obowiązywania udzielonego poręczenia lub udzielonej gwarancji	Wartość udzielonego poręczenia lub udzielonej gwarancji (mln)	Waluta	Wartość kredytu lub pożyczki będącej przedmiotem zabezpieczenia (mln)	Waluta
PGE S.A.	Obligatariusze	PGE Sweden AB	22.05.2014	31.12.2041	2 500,0	EUR	638,0	EUR
PGE S.A.	Nordic Investment Bank	PGE GiEK S.A.	12.05.2017	31.12.2024	121,4	EUR	101,2	EUR

5.5. Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w punkcie 1.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.6. Działania związane z energetyką jądrową

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

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% udziałów w kapitale zakładowym PGE EJ 1, a każdy z Partnerów Biznesowych po 10% udziałów 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”). Założono, że zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy wartości ok. 700 mln PLN. Środki na realizację Programu wnoszone są do PGE EJ 1 w formie podwyższeń kapitału zakładowego oraz poprzez udzielenie pożyczek. W I kwartale 2018 roku PGE EJ 1 udzielona została przez wspólników pożyczka zamiast podwyższenia kapitału zakładowego. W III kwartale 2018 roku dokonano podwyższenia kapitału zakładowego PGE EJ 1.

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 i środowiskowe

W okresie trzech kwartałów 2018 roku kontynuowane były badania lokalizacyjne i środowiskowe niezbędne do sporządzenia Raportu OOŚ oraz Raportu Lokalizacyjnego. Badania realizowane są przy udziale spółki ELBIS sp. z o.o., wchodzącej w skład Grupy Kapitałowej PGE. Ich przedmiotem jest uzyskanie danych do przeprowadzenia oceny terenu z punktu widzenia przydatności dla posadowienia elektrowni jądrowej.

Prace prowadzone są w dwóch lokalizacjach: „Lubiatowo-Kopalino” i „Żarnowiec” na terenach gmin Choczewo, Krokowa i Gniewino, w województwie pomorskim.

Prowadzone są prace dotyczące aktualizacji harmonogramu prac.

Akceptacja społeczna

Głównym celem działań w tym obszarze jest utrzymanie wysokiego poziomu poparcia społecznego w planowanych lokalizacjach elektrowni jądrowej oraz dostarczenie wiedzy na temat energetyki jądrowej i Programu jak najszerszej grupie interesariuszy.

W okresie trzech kwartałów 2018 roku kontynuowano działania w ramach Programu Wsparcia Rozwoju Gmin Lokalizacyjnych służącego umacnianiu partnerskich relacji ze społecznością lokalną oraz władzami gmin lokalizacyjnych poprzez wspieranie inicjatyw istotnych dla mieszkańców i rozwoju regionu.

Odszkodowania od WorleyParsons

WorleyParsons wystąpił z pozwem o zapłatę kwoty 59 mln PLN tytułem należnego w ocenie powoda wynagrodzenia oraz zwrotu kwoty, zdaniem powoda nienależnie pobranej przez PGE EJ 1 z gwarancji bankowej, a następnie rozszerzył powództwo do kwoty 104 mln PLN (tj. o kwotę 45 mln PLN). 31 marca 2018 roku spółka złożyła odpowiedź na rozszerzone

powództwo WorleyParsons. Grupa nie uznaje zgłoszonych w stosunku do niej roszczeń, a ewentualne ich zasądzenie przez sąd uważa za mało prawdopodobne

5.7. Rating

7 listopada 2018 roku agencja ratingowa Moody's opublikowała opinię kredytową dla PGE S.A., w której utrzymała rating PGE na poziomie inwestycyjnym Baa1 z perspektywą stabilną. W najnowszej opinii kredytowej agencja ratingowa uwzględniła silną pozycję PGE jako największej firmy energetycznej w Polsce, rosnący udział przychodów z regulowanej działalności w efekcie transakcji nabycia aktywów ciepłowniczych od EDF, a także dobry bilans i stosunkowo niski współczynnik zadłużenia netto do zysku EBITDA.

5.8. Wezwanie na zakup 100% akcji Polenergii

Informacje dotyczące wezwania na zakup 100% akcji Polenergii zostały zamieszczone w nocie 24.1 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.9. Transakcje z podmiotami powiązanymi

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zamieszczone w nocie 23 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.10. Publikacja prognoz finansowych

PGE S.A. nie publikuje prognoz wyników finansowych.

5.11. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

5.11.1. 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 uprawnionych 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%

5.11.2. 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 raportu za I półrocze 2018 roku nie posiadały akcji PGE S.A.

6. Oświadczenia Zarządu

Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., kwartalny raport finansowy, zawierający skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., kwartalną informację finansową PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i dane porównawcze sporządzone zostały zgodnie z obowiązującymi zasadami rachunkowości, odzwierciedla w sposób prawdziwy, rzetelny i jasny sytuację majątkową i finansową Grupy Kapitałowej PGE oraz jej wynik finansowy.

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

7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 13 listopada 2018 roku.

Warszawa, 13 listopada 2018 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

AKPIA	Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne techniki
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
BREF	Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT
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 pozwalający na magazynowanie energii elektrycznej. Wykorzystywany jest do tego górny zbiornik wodny, do którego pompowana jest woda ze zbiornika dolnego, przy wykorzystaniu energii elektrycznej (zwykle nadmiarowej w systemie). Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla krajowego systemu elektroenergetycznego. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ze zbiornika górnego jest spuszczana przez turbinę. W ten sposób produkowana jest energia elektryczna.
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
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
Fundusz CVC	ang. Corporate Venture Capital; w modelu CVC spółki portfelowe, poza wsparciem finansowym, otrzymują możliwość weryfikacji swojego pomysłu w korporacji
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 = ok. 278 kWh
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utratę energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość odpadów produkcyjnych
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
IED	Dyrektywa ws. emisji przemysłowych
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.
ITPOE	Instalacja termicznego przetwarzania z odzyskiem energii
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A. (IRiESP)
KDT	Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
Klaster energii	cywilnoprawne porozumienie w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy o samorządzie powiatowym) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy o samorządzie gminnym; klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO 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
NO _x	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 PSE S.A. 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.
OTF	Organized Trading Facilities
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
PJ	petadziesiąt, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh
Prawa majątkowe	zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji
Prosument	odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą
Przesył	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
PSCMI1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej i przemysłowej w Polsce
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 PSE S.A., 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 wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIDI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN.
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 wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIFI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN.
SCR	selektywna redukcja katalityczna – technologia oczyszczania spalin
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
SNCR	selektywna redukcja niekatalityczna – technologia oczyszczania spalin
Start-up	przedsiębiorstwo na wczesnym etapie rozwoju, stworzone z myślą o budowaniu nowych produktów lub usług i działające w warunkach dużej niepewności. Najczęściej wskazywanymi cechami start-upów są: krótka historia działalności (do 10 lat), innowacyjność, możliwość rozbudowy przedsięwzięcia, wyższe niż w przypadku „tradycyjnych” przedsięwzięć ryzyko, ale również potencjalnie wyższy zwrot z inwestycji.
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
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ V} = 1\text{J}/1\text{C} = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (\text{A} \times \text{s}^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ W} = 1\text{J}/1\text{s} = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
WRA	wartość regulacyjna aktywów
Wskaźnik N:W	Stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m ³ do masy wydobytego węgla w tonach
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