

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

zakończony 31 marca 2019 roku

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE	3
1. Grupa Kapitałowa PGE	4
1.1. Charakterystyka działalności.....	4
2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	5
2.1. Otoczenie makroekonomiczne.....	5
2.2. Otoczenie rynkowe.....	6
2.3. Ceny praw majątkowych.....	12
2.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.....	12
2.5. Otoczenie regulacyjne.....	14
3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE	22
3.1. Segmenty działalności GK PGE.....	22
3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE.....	23
3.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	30
3.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	51
4. Pozostałe elementy Sprawozdania	55
4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	55
4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	57
4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	57
5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	57
6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu.....	58
Słowniczek pojęć branżowych	59

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Okres zakończony 31 marca 2019	Okres zakończony 31 marca 2018	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży*	mIn PLN	9 561	7 137	34%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	950	1 315	-28%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	1 889	2 214	-15%
Marża EBITDA*	%	20%	31%	-
Zysk netto	mIn PLN	612	986	-38%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1 008	855	18%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	727	1 681	-57%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-1 873	-1 818	3%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	1 103	-60	-

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień 31 marca 2019 roku	Stan na dzień 31 grudnia 2018 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	-2 829	-3 395	-17%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	1,97	1,51	

* W związku z wprowadzeniem 100% obligi giełdowego (obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej) mniejsza część obrotu odbywa się bilateralnie w ramach Grupy Kapitałowej niż miało to miejsce w I kwartale 2018 roku. Zmiana ta w znaczący sposób przełożyła się na wzrost sprzedaży i zakupu energii elektrycznej (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania) i co za tym idzie poziom skonsolidowanych przychodów oraz kosztów. Miało to ograniczony wpływ na rzeczywisty poziom rentowności GK PGE.

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

1. Grupa Kapitałowa PGE

1.1. Charakterystyka działalności

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 była zorganizowana w sześciu segmentach:

ENERGETYKA KONWENCJONALNA



Przedmiotem działalności segmentu jest wydobycie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych.

Elektrownia Rybnik, będąca własnościowo częścią koncernu PGE Energia Ciepła S.A., ze względu na charakter działalności, została prezentacyjnie ujęta w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

CIEPŁOWNICTWO



Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach kogeneracyjnych oraz przesyłanie i dystrybucja ciepła.

ENERGETYKA ODNAWIALNA



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

OBRÓT



Przedmiotem działalności segmentu jest hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych, obrót pozwoleniami do emisji CO₂, prawami majątkowymi i paliwami oraz świadczenie usług Centrum Korporacyjnego na rzecz spółek z Grupy PGE.

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 w formie euroobligacji, 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.

Skład Grupy Kapitałowej PGE został opisany w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

2. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

2.1. Otoczenie makroekonomiczne

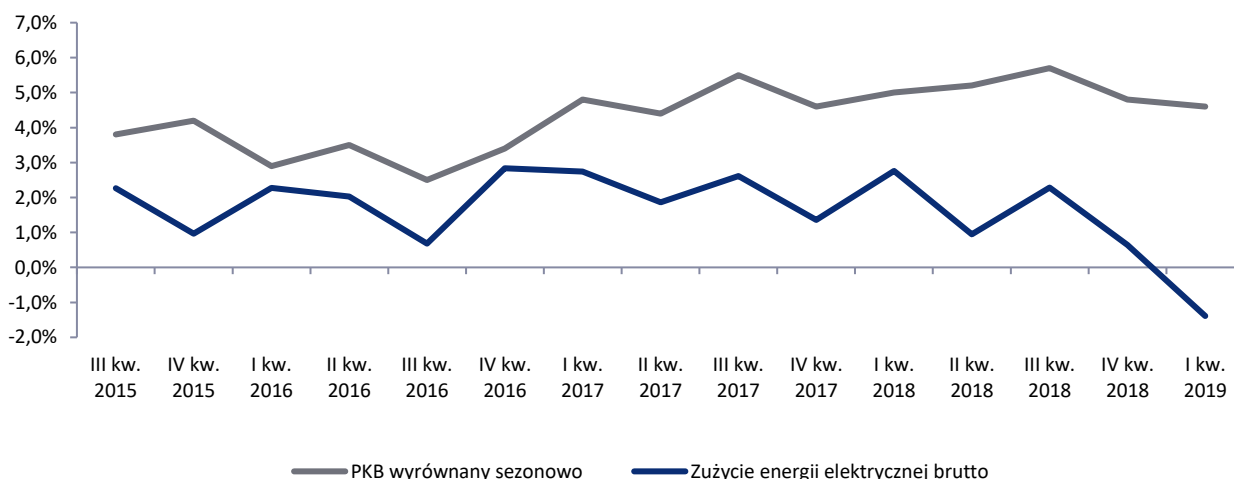
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe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

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

W I kwartale 2019 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o 1,4% r/r. W analogicznym okresie ubiegłego roku zużycie energii elektrycznej wzrosło o 2,8% r/r. Spadek był następstwem wyższych temperatur zanotowanych w I kwartale 2019 roku. W I kwartale 2019 roku średnia dobową temperaturą wyniosła 2,4°C i była wyższa o 3,1 °C wobec analogicznego okresu ubiegłego roku. Spadek zużycia w I kwartale 2019 roku miał charakter jednorazowy. W przyszłych kwartałach 2019 roku prognozowany jest wzrost zużycia energii elektrycznej.

Tendencje gospodarcze w I kwartale 2019 roku pozostały ogólnie pozytywne. Według wstępnego szacunku GUS PKB niewyrównany sezonowo w I kwartale 2019 roku wzrósł o 4,6% r/r, wobec 5,2% w analogicznym okresie 2018 roku.

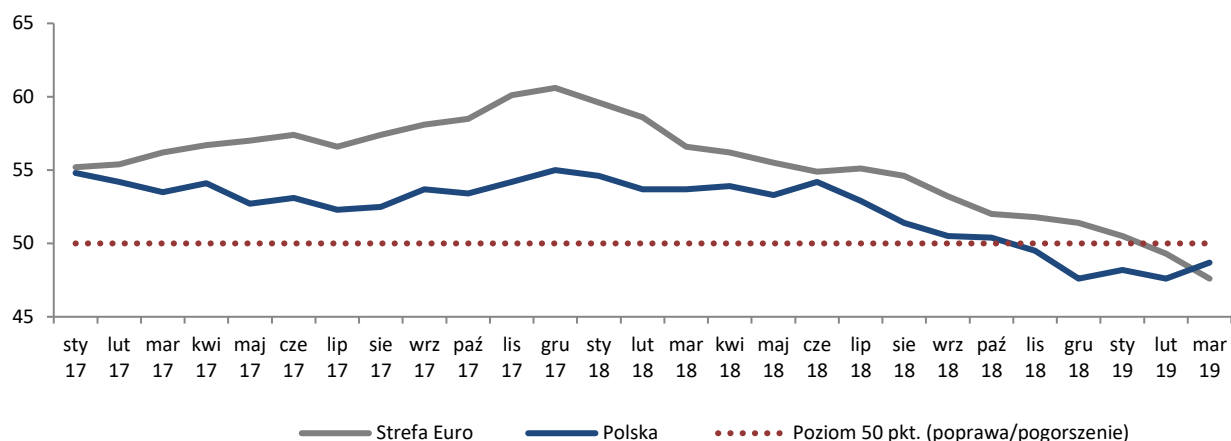
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w I kwartale 2019 roku średnio 48,2 pkt. (w 2018 roku średnio 52,1 pkt.), co jest wynikiem poniżej poziomu 50,0 pkt., powyżej którego ankieterzy oczekują poprawy sytuacji sektora. Spadek poniżej poziomu sygnalizuje pogorszenie koniunktury polskiego sektora przemysłowego. Produkcja oraz całkowita liczba nowych zamówień spadły, a tempo spadku zleceń eksportowych było najszybsze od czerwca 2009 roku. Według szacunków GUS przeciętne zatrudnienie w I kwartale 2019 roku w sektorze przedsiębiorstw wzrosło o 3% r/r. Wskaźnik PMI wzrósł w marcu 2019 roku w stosunku do lutego 2019 roku (47,6 pkt.), co może sugerować oczekiwanie zakończenia sezonu spadku koniunktury w przemyśle. W Strefie Euro wskaźnik PMI w I kwartale 2019 roku osiągnął średnio 49,1 pkt., a w 2018 roku średnio 55,0 pkt.

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



Źródło: Markit Economics

Zjawiska w polskim przemyśle odzwierciedlone są m.in. przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W I kwartale 2019 roku zanotowano wzrost na poziomie 6,1% r/r wobec 5,6% w I kwartale 2018 roku. Zmiana była spowodowana wzrostem w segmencie górnictwa i wydobywania o 6,5% r/r w I kwartale 2019 roku wobec spadku o 1,7% w 2018 roku. Wartość produkcji w całym sektorze energetycznym wzrosła o 2,7% w I kwartale 2019 roku wobec 9,2% w 2018 roku. Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta w I kwartale 2019 roku wyniósł 2,5%. Wskaźnik CPI w I kwartale 2019 roku wyniósł 1,2% r/r.

2.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KSE

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

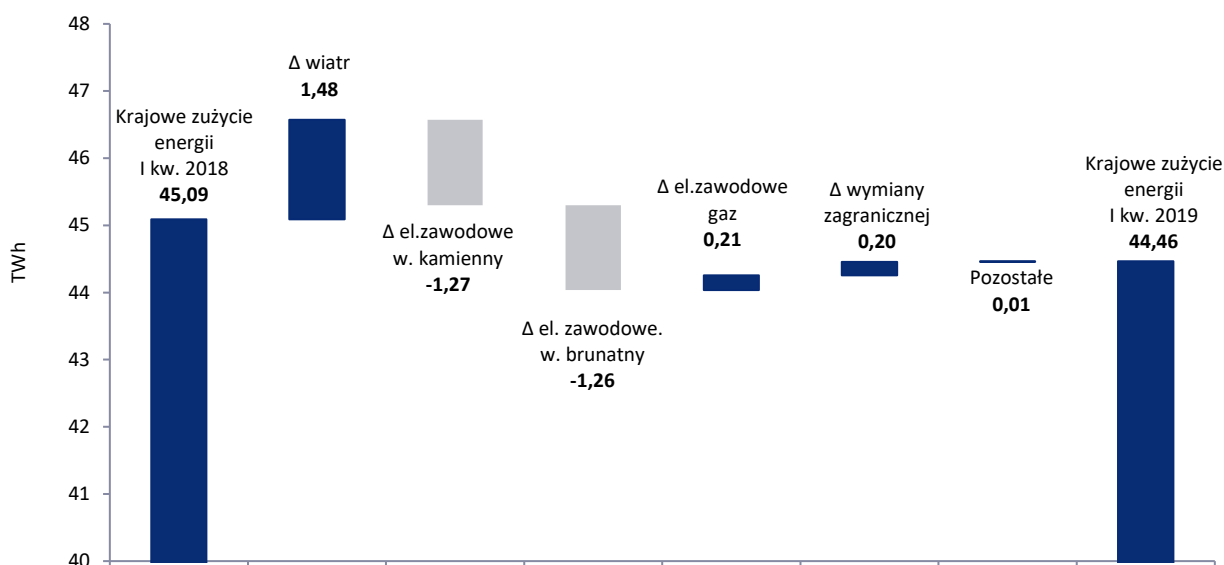
	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana
Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh)	44 463	45 088	-625
Elektrownie wiatrowe	4 652	3 168	1 484
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu kamiennym	20 568	21 839	-1 271
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu brunatnym	11 013	12 277	-1 264
Elektrownie zawodowe ciepłone gazowe	2 816	2 597	219
Saldo wymiany zagranicznej	1 751	1 553	198
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne)	3 663	3 654	9
Razem podaż (GWh)	44 463	45 088	-625

Źródło: na podstawie danych PSE S.A.

W I kwartale 2019 roku średnia temperatura w Polsce była o 3,1 °C wyższa w ujęciu r/r. Wzrost temperatury w miesiącach zimowych przekłada się na spadek zapotrzebowania na energię¹. Jednocześnie w wyniku większej wietrzności wzrosła produkcja energii w źródłach niesterowalnych, które mają pierwszeństwo dostaw w systemie energetycznym. W rezultacie do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była mniejsza produkcja energii w zawodowych elektrowniach ciepłych opalanych węglem kamiennym i węglem brunatnym.

¹ W trakcie upalnych dni letnich wzrost temperatury przekłada się na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną (klimatyzacja).

Rysunek: Bilans energii w Krajowym Systemie Energetycznym (r/r).



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

Rynek Dnia Następnego

Rynek/miara	Jedn.	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	218	184	18%
RDN – wolumen obrotu	TWh	7,32	6,07	21%

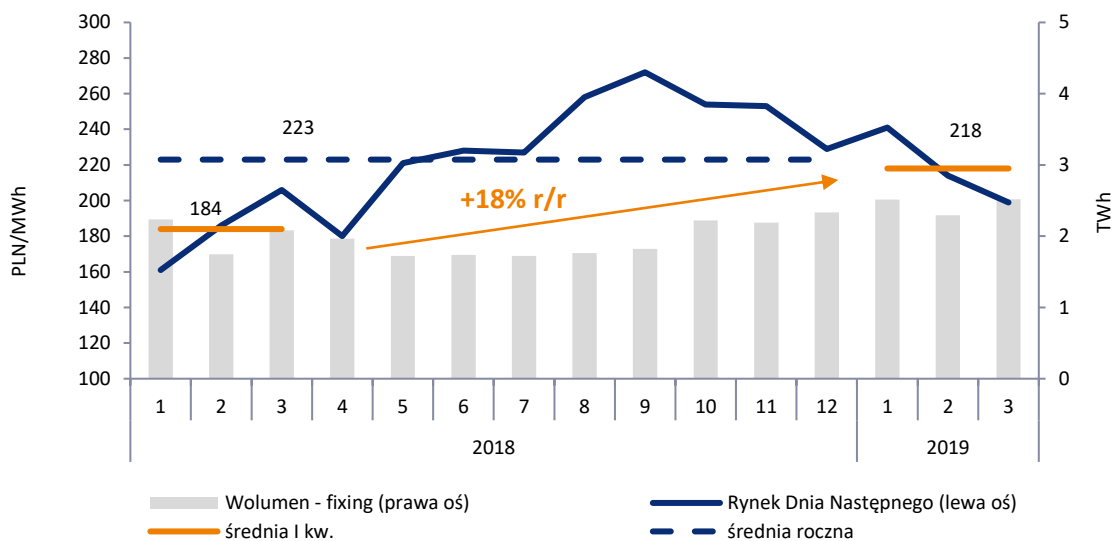
Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	22,07	10,28	115%
Węgiel kamienny PSCMI1	PLN/GJ	11,88	10,48	13%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	4,65	3,17	47%

W I kwartale 2019 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego² wyniosła 218 PLN/MWh i była wyższa o 18% od średniej ceny (184 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wzrost cen energii (r/r) związany był z sytuacją na rynkach towarów powiązanych. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w I kwartale 2019 roku były o 115% wyższe w porównaniu do analogicznego okresu roku bazowego. Ponadto obserwowany był wzrost cen węgla – średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) w I kwartale 2019 roku kształtował się na poziomie 11,88 PLN/GJ, czyli o 13% powyżej poziomu notowanego w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wzrost cen energii elektrycznej w ujęciu r/r został częściowo złagodzony przez warunki pogodowe – podaż energii ze źródeł wiatrowych w KSE była wyższa o 47% r/r (w ujęciu k/k, obserwowany był 11% spadek średnich cen RDN – przy jednoczesnym wzroście generacji wiatrowej o ok. 25%).

² Statystyka wyliczona dla danych z Fixingu.

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2018–2019 (TGE)*



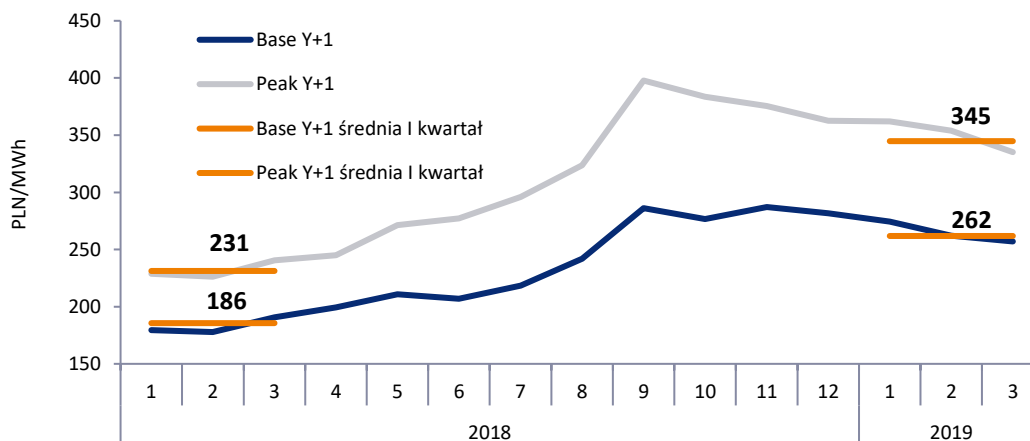
*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), ważone wolumenem obrotu.

Rynek Transakcji Terminowych

Rynek/miara	Jedn.	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	262	186	41%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	21,21	18,07	17%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	345	231	49%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	2,18	0,57	282%

Ceny energii na rynku terminowym kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych jak ceny na Rynku Dnia Następnego opisane w poprzednim paragrafie. Obserwowane na RTT wzrosty r/r związane były przede wszystkim ze wzrostami na rynkach towarów powiązanych: uprawnień do emisji CO₂ oraz węgla kamiennego. Kluczową różnicą między rynkiem spot (RDN) i rynkiem terminowym jest czynnik pogodowy. Pogoda jest możliwa do prognozowania w krótkim horyzoncie czasowym, co przekłada się na zmienność cen na rynku dnia następnego, ale nie ma odzwierciedlenia w kontraktacji energii na kolejny rok. Silna wietrzność obserwowana w I kwartale 2019 roku osłabiła wzrost cen na rynku RDN (dynamika cen +18% r/r), ale nie złagodziła wzrostu cen na rynku terminowym (dynamika cen +41% r/r). Przychody ze sprzedaży energii rozpoznawane są wraz z dostawą energii (a nie kontrakcją).

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2018–2019 (TGE)*.

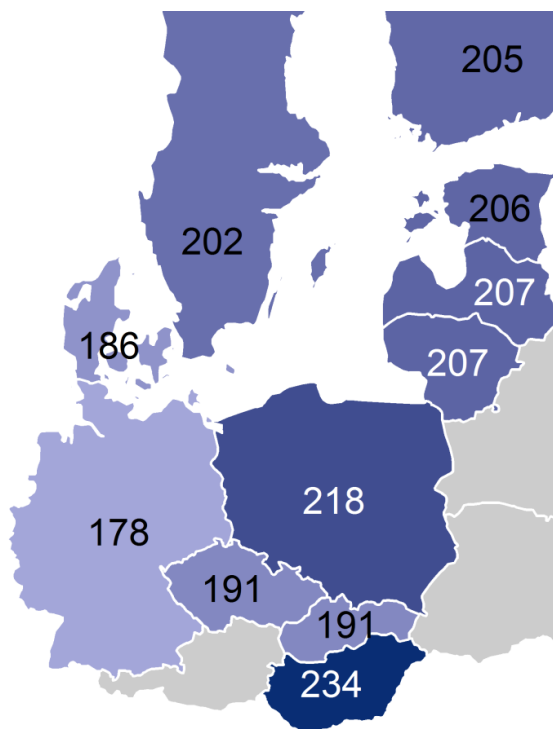


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

RYNEK MIĘDZYKRAJOWY

Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I kwartale 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).

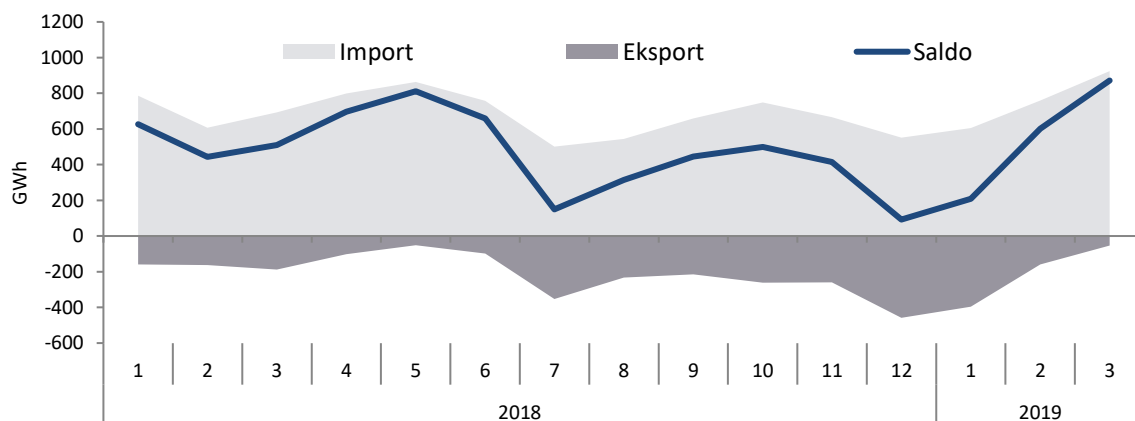


Źródło: TGE, EEX, EPEX, Nordpool, OTE a.s. PXE.

W I kwartale 2019 roku hurtowe ceny energii w krajach ościennych wzrosły r/r o 29-37 PLN/MWh (czyli o 17-23%). Z tej perspektywy wzrost cen w Polsce o 34 PLN/MWh (tj. o 18%) r/r wpisuje się w regionalny trend. Wspólnym dla państw regionu katalizatorem wzrostów cen energii r/r była sytuacja na powiązanych rynkach towarowych: wzrosty cen na rynku węgla i na rynku uprawnień do emisji CO₂. W I kwartale 2019 roku średnia cena energii w Polsce była wyższa niż w Niemczech (o 40 PLN/MWh), Czechach (o 27 PLN/MWh), w Szwecji (o 16 PLN/MWh) oraz na Litwie (o 11 PLN/MWh). W I kwartale 2019 roku rozpiętość cenowa między Polską a sąsiednimi państwami była podobna jak przed rokiem.

Wymiana handlowa

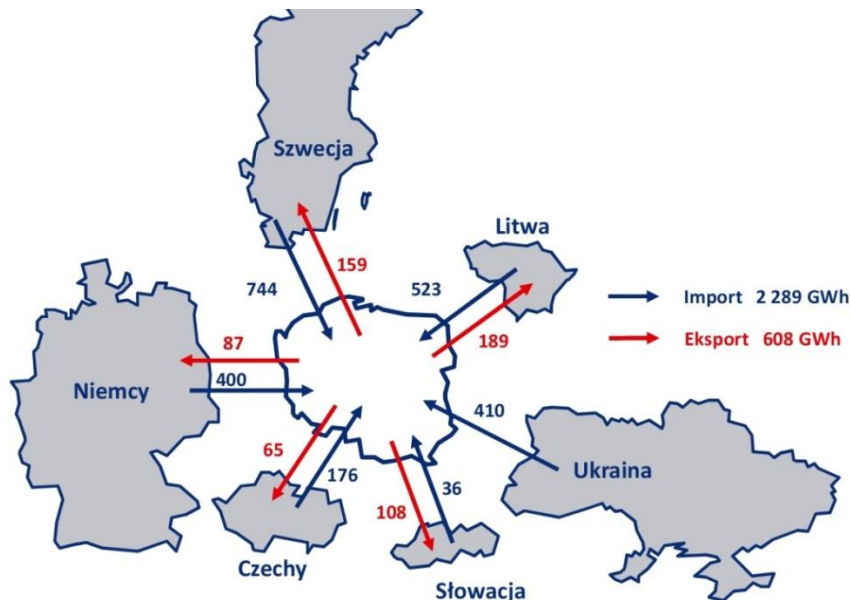
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2018-2019.



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

W I kwartale 2019 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej: saldo wymiany handlowej roku wyniosło 1,7 TWh (import 2,3 TWh, eksport 0,6 TWh). Jest to wynik zbliżony do analogicznego okresu poprzedniego roku, kiedy saldo wymiany handlowej wyniosło 1,6 TWh (w tym import 2,1 TWh oraz eksport 0,5 TWh).

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w I kwartale 2019 roku (GWh).



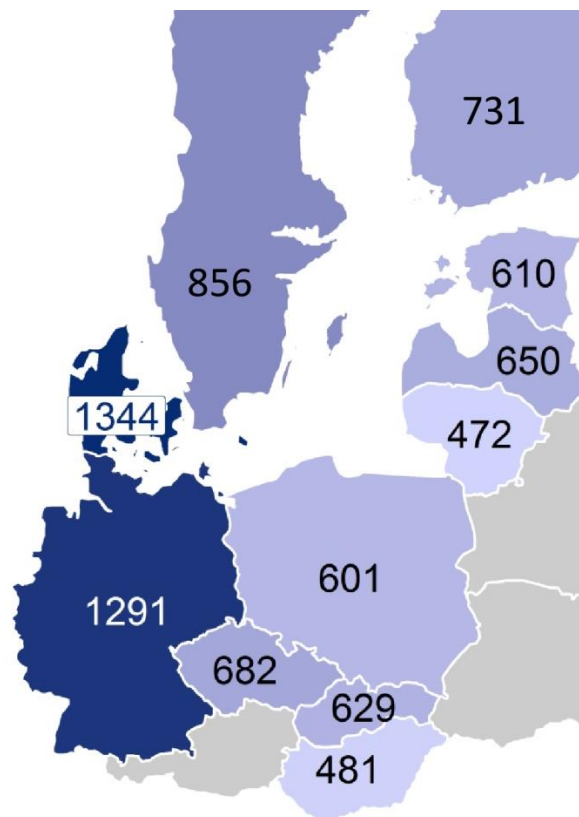
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Rynek detaliczny

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE 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 II półroczu 2018 roku³ dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 36% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 31%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

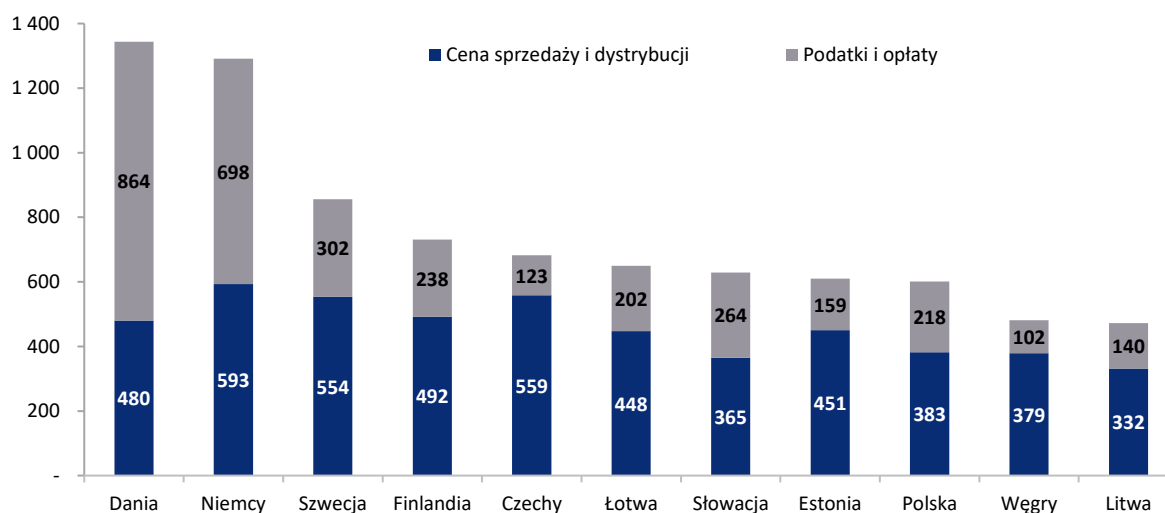
³ Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2018⁴ roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2018⁵ roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

⁴ Dane Eurostat uzupełniane są w odstępach półrocznych.

⁵ Dane Eurostat uzupełniane są w odstępach półrocznych.

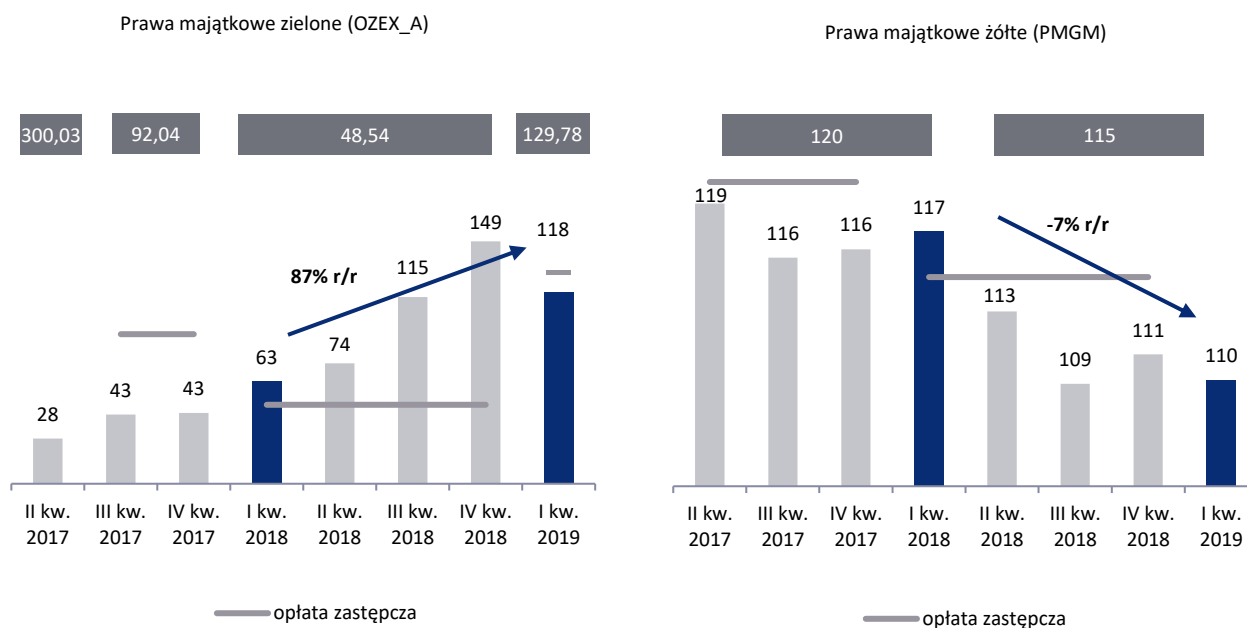
2.3. Ceny praw majątkowych

W I kwartale 2019 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks OZEX_A) osiągnęła poziom 118 PLN/MWh i była o 87% wyższa r/r. Wzrost ceny wynikał z czynników popytowych (rozporządzenie Ministra Energii zwiększające obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów z 17,5% w 2018 roku do 18,5% w 2019 roku). Dodatkowo zamknięcie systemu certyfikacyjnego dla nowych jednostek oraz zbliżający się koniec 15-letniego okresu wsparcia dla pierwszych instalacji, które weszły do systemu w 2005 roku miały przełożenie na zmniejszenie się podaży. Jednocześnie pogoda w I kwartale 2019 roku była czynnikiem, który przeciwdziałał wzrostowi cen (z perspektywy k/k średnia cena zielonych certyfikatów uległa obniżeniu, przy jednoczesnym wzroście wolumenu generacji wiatrowej).

Na notowania zielonych certyfikatów w I kwartale 2019 roku miał także wpływ przebieg prac legislacyjnych nad nowelizacją ustawy OZE dotyczącej wysokości opłaty zastępczej. Średnia cena zielonych certyfikatów w I kwartale 2019 roku ukształtowała się poniżej poziomu opłaty zastępczej, która w 2019 roku wynosi 129,78 PLN/MWh.

Średnia cena żółtych certyfikatów w I kwartale 2019 roku osiągnęła poziom 110 PLN/MWh i była niższa o 7% w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. I kwartał 2019 roku był pierwszym kwartałem, kiedy system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji oparty o żółte i czerwone certyfikaty nie obowiązywał. Ponieważ proces umarzania świadectw pochodzenia energii związany ze sprzedażą energii w poprzednim roku obrotowym trwa do połowy roku, żółte certyfikaty pozostają przedmiotem obrotu giełdowego. Spadek cen żółtych certyfikatów wynika z większej podaży energii wyprodukowanej w źródłach kogeneracyjnych opalanych gazem (2018 vs. 2017). Obowiązek umorzeń żółtych certyfikatów w 2018 roku wynosił 8%, a opłata zastępcza 115 PLN/MWh.

Rysunek: Średnie kwartalne ceny praw majątkowych (PLN/MWh).



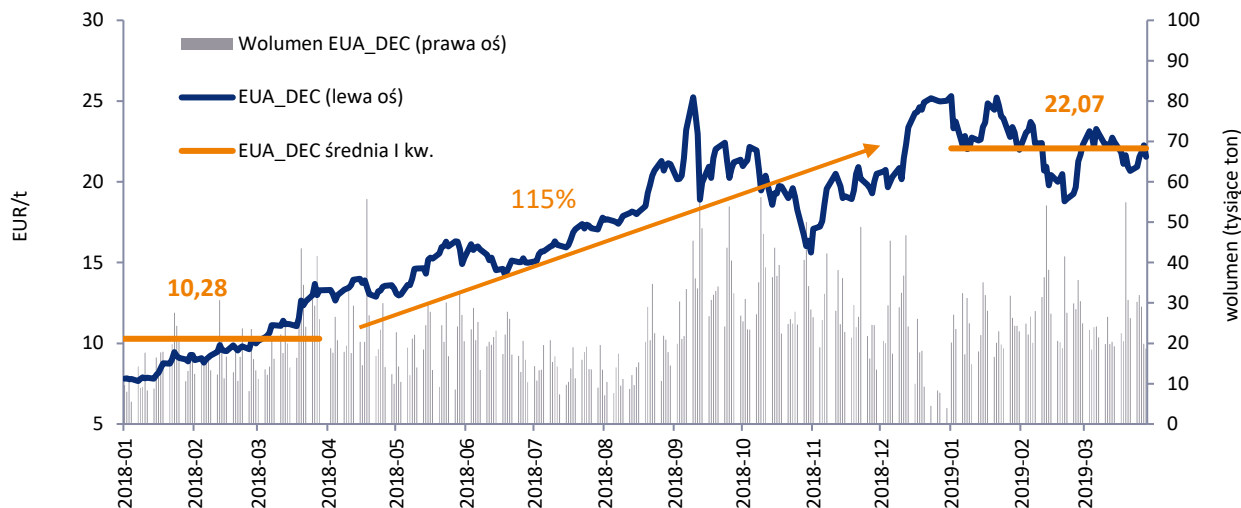
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE. Przedstawione na wykresie ceny praw majątkowych żółtych są cenami średnioważonymi – dla produktów PMGM-16, PMGM-17, PMGM-18.

2.4. 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 planowanych na 2019 rok, co oznacza, że bezpłatny przydział uprawnień wedle obecnie stosowanej metody zakończy się w 2020 roku.

W I kwartale 2019 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 19 wyniosła 22,07 EUR/t i była o 115% wyższa od średniej ceny 10,28 EUR/t instrumentu EUA DEC 18 w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ obserwowany w trakcie 2018 roku jest efektem rynkowego odbioru reformy systemu EU ETS.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

PRZYDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENI DO EMISJI NA LATA 2013 – 2020

Przydziały na produkcję ciepła na 2019 rok oraz na produkcję energii za 2018 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2019 rok Grupa otrzyma do końca kwietnia 2020 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Jednocześnie w kwietniu 2019 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2018 rok.

Tabela: Emisja CO₂ w 2019 roku w podziale na emisję związaną z produkcją energii elektrycznej oraz energii cieplnej w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2019 rok (tony).

Produkt	Emisja CO ₂ w I kwartale 2019 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2019 rok**
Energia elektryczna	14 557 947	10 623 187
Energia ciepła	1 982 387	1 265 990
RAZEM	16 540 334	11 889 177




*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 2020 roku.

2.5. Otoczenie regulacyjne



KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE

Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej prezentujemy zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, do których doszło w I kwartale 2019 roku, mogących mieć wpływ na działalność PGE w kolejnych latach.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na PGE
	Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.	Ma na celu wsparcie jednostek wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji w zakresie, w jakim koszty tego wytwarzania przekraczają rynkową cenę energii: <ul style="list-style-type: none"> ▪ jednostki <50MW – istniejące i modernizowane: premia gwarantowana, której wysokość ustanawia Minister Energii; nowe i znacznie zmodernizowane: premia ustalana w aukcji, ▪ jednostki od 50MW – istniejące i modernizowane: premia gwarantowana ustalana corocznie przez Prezesa URE; nowe i znacznie zmodernizowane: premia ustalana w naborze. 	Ustawa uchwalona w grudniu 2018 roku.	Weszła w życie 1 stycznia 2019 roku z zawieszeniem wypłat premii i organizowania aukcji i naborów do czasu uzyskania zgody KE. Decyzja KE zatwierdzająca mechanizm wsparcia została wydana 15 kwietnia 2019 roku. Do wdrożenia ustawy konieczne jest wydanie 6 rozporządzeń - ich projekty są w trakcie opracowania.	Zapewni stabilne przychody (do 15 lat) pokrywające koszty znacznych modernizacji istniejących i budowy nowych jednostek kogeneracji.
	Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne – obligo giełdowe.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wprowadzenie 100% obliwa giełdowego przy utrzymaniu dotychczasowych wyłączeń spod obliwa giełdowego (np. energia z OZE, kogeneracji). ▪ Regulacja sprzedaży rezerwowej. 	Ustawa uchwalona w listopadzie 2018 roku, weszła w życie 1 stycznia 2019 roku.	-	Konieczność dostosowania strategii handlowej do nowego poziomu obliwa giełdowego.
	Ustawa regulująca ceny energii elektrycznej w 2019 roku.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Obniżenie stawki akcyzy na energię elektryczną. ▪ Obniżenie stawek opłaty przejściowej. ▪ Wprowadzenie cen maksymalnych sprzedaży energii elektrycznej w 2019 roku i wprowadzenie systemu rekompensat dla spółek obrotu. 	Ustawa uchwalona w grudniu 2018 roku, weszła w życie 1 stycznia 2019 roku, istotnie znowelizowana w lutym 2019 roku.	Projekt rozporządzenia Ministra Energii, które ma stanowić podstawę do określenia wysokości rekompensaty dla spółek obrotu został opublikowany 14 marca 2019 roku. Nie jest znany termin zakończenia prac nad projektem.	Ustawa wpływa na funkcjonowanie spółek obrotu z uwagi na obowiązek określenia cen za sprzedaż energii elektrycznej w 2019 roku na poziomie cen z 30 czerwca 2018 roku oraz dostosowania cen w zawartych umowach. Ma to nastąpić nie później niż 30 dni od daty wejścia w życie rozporządzenia ME w sprawie rekompensat, ze skutkiem od 1 stycznia 2019 roku. Spółki obrotu będą uprawnione do ubiegania się o rekompensaty.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na PGE
 	Rozporządzenie Ministra Energii zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną.	Zmiany dotyczą: <ul style="list-style-type: none"> ■ Zasad udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorcy. ■ Wprowadzenia możliwości utworzenia odrębnej grupy taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby drogowego transportu publicznego. ■ Usunięto zapisy związane z wygaszonym systemem wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w postaci świadectw pochodzenia. 	Rozporządzenie zostało opublikowane 15 marca 2019 roku. Weszło w życie 16 marca 2019 roku .	-	Zmiany w zakresie zasad udzielania bonifikat odbiorcom energii elektrycznej precyzują w jakich okolicznościach przedsiębiorstwo musi automatycznie (a nie na wniosek odbiorcy) przyznać mu stosowną bonifikatę.
 	Rozporządzenia w sprawie Funduszu Niskoemisyjnego Transportu.	Projekty określają szczegółowe zasady funkcjonowania Funduszu Niskoemisyjnego Transportu ustanowionego ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków udzielania oraz sposobu rozliczania wsparcia udzielonego ze środków Funduszu – określa m.in. maksymalną wysokość wsparcia, katalog kosztów kwalifikowanych oraz intensywność wsparcia. Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych kryteriów wyboru projektów do udzielenia wsparcia ze środków Funduszu – doprecyzowuje podstawowe kryteria: (i) znaczenie projektu dla potrzeb rozwoju rynku, (ii) adekwatność i trafność zaplanowanych działań oraz metod ich realizacji, (iii) ocenę wysokości planowanych kosztów realizacji projektu w stosunku do zakresu rzeczowego, (iv) zdolności organizacyjne wnioskodawcy do realizacji projektu oraz przygotowanie instytucjonalne do wdrożenia.	W lutym 2019 roku zakończono konsultacje publiczne projektów rozporządzeń.	Wejście w życie rozporządzeń przewidziane jest na III kwartał 2019 roku. ME przewiduje składanie pierwszych wniosków w IV kwartale 2019 roku.	Środki z funduszu mogą zostać przeznaczone m.in na budowę infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych oraz na produkcję biometanu wykorzystywanego w transporcie.


ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na PGE
Pakiet klimatyczno-energetyczny wyznaczający cele redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku					
	<p>Dyrektywa EU ETS i akty wykonawcze oraz delegowane</p>	<p>Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.</p>	<p>19 marca 2018 roku opublikowano w Dzienniku Urzędowym UE Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z 14 marca 2018 roku zmieniającą dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814, w związku z czym rewizja EU ETS oraz MSR weszła w życie 8 kwietnia 2018 roku.</p> <p>Główne ustalenia przyjętej rewizji EU ETS:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Zwiększenie liniowego współczynnika redukcyjnego (LRF) do 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 wykraczającej ponad wolumen tych uprawnień, które były przedmiotem aukcji w roku poprzedzającym. ■ Zmienione zasady funkcjonowania derogacji (art. 10c) oraz utworzenie Funduszu Modernizacyjnego (art. 10d). ■ Kontynuacja przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla ciepła sieciowego oraz wysokosprawnej kogeneracji w związku z produkcją ciepła oraz chłodu (art. 10a). ■ Utworzenie Funduszu Innowacyjnego w celu wsparcia innowacji w dziedzinie niskoemisyjnych technologii w rozłożonych równomiernie pod względem geograficznym lokalizacjach na terytorium Unii. <p>19 grudnia 2018 roku przyjęto akt delegowany dotyczący zharmonizowanych zasad przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na podstawie art. 10a dyrektywy EU ETS, w tym ciepła sieciowego.</p> <p>26 lutego 2019 roku przyjęto akt delegowany dotyczący Funduszu Innowacyjnego.</p>	<p>Data transpozycji większości postanowień dyrektywy do prawa krajowego – 9 października 2019 roku.</p> <p>Najistotniejsze z perspektywy GK PGE akty wykonawcze oraz delegowane związane z implementacją rewizji EU ETS:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ akt wykonawczy określający sposób funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego, ■ akt delegowany dotyczący zasad przydziału bezpłatnych uprawnień dla ciepła, ■ akt delegowany określający zasady funkcjonowania Funduszu Innowacyjnego. <p>Spodziewane przyjęcie aktu wykonawczego dot. funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego - przed końcem 2020 roku.</p>	<p>Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i gazowych kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny i w dalszej kolejności brunatny.</p> <p>Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej.</p> <p>Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego od 2021 roku w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego.</p>
Pakiet „Czysta energia dla Wszystkich Europejczyków”					
	<p>Dyrektywa RED II</p>	<p>Promowanie rozwoju energii ze źródeł odnawialnych w sektorach</p>	<p>Kluczowe przyjęte kwestie (dyrektywa weszła w życie 24 grudnia 2018 roku) to m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Konieczność zadeklarowania wkładów krajowych - nie wskazano wprost celów krajowych. 	<p>Obowiązek transponowania dyrektywy do krajowego porządku prawnego - do 30 czerwca 2021 roku.</p>	<p>Zwiększanie udziału OZE z zerowym kosztem zmiennym będzie powodowało zmianę profilu pracy jednostek</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na PGE
  		elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportu, mające służyć osiągnięciu przez UE jako całość 32% udziału OZE w zużyciu energii w 2030 roku .	<ul style="list-style-type: none"> Stabilność systemów wsparcia. Wprowadzenie ułatwień i przyspieszenia procesu inwestycyjnego dla OZE. Indykatorywny cel corocznego zwiększania udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie. Ograniczenia dot. produkcji energii elektrycznej w jednostkach biomasowych. Kryteria zrównoważonego rozwoju oraz ograniczania emisji gazów cieplarnianych dla paliw z biomasy. 		konwencjonalnych. Wpływ na program inwestycyjny w segmencie wytwarzania (w tym OZE) oraz ciepłownictwa poprzez konieczność uwzględnienia rozwoju jednostek OZE. Wpływ na segment obrotu poprzez rozwój segmentu prosumenckiego, stanowiącego dla odbiorcy końcowego alternatywę dla zakupu energii.
    	Dyrektywa EED	Promowanie poprawy efektywności energetycznej w zakresie zarówno energii pierwotnej, jak i energii finalnej, mające służyć osiągnięciu przez UE jako całość celu 32,5% poprawy efektywności energetycznej w 2030 roku .	<p>Kluczowe przyjęte kwestie (dyrektywa weszła w życie 24 grudnia 2018 roku) to m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> Konieczność deklarowania poprawy efektywności energetycznej – cele nie są jednak wiążące. Przedłużenie obowiązku osiągnięcia oszczędności energii finalnej, (realizowanego obecnie głównie poprzez system białych certyfikatów), połączone ze zmianą sposobu obliczania wymaganego poziomu oszczędności (co roku 0,8% zużycia energii finalnej). Zmiana wysokości domyślnego współczynnika konwersji energii finalnej na pierwotną. 	Obowiązek transponowania dyrektywy do krajowego porządku prawnego - do 25 czerwca 2020 roku .	Wpływ na wszystkie segmenty, polegający na ograniczeniu wzrostu zużycia energii poprzez podejmowanie działań efektywnościowych. Wpływ na segment obrotu wynikający z obciążenia kosztami funkcjonowania systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej (białych certyfikatów).
    	Rozporządzenie Governance	Wprowadzenie ram dla realizacji celów energetyczno-klimatycznych UE poprzez ustanowienie systemu wyznaczania i monitorowania celów przez państwa członkowskie.	<p>Kluczowe przyjęte kwestie (przepisy Rozporządzenia, istotne dla sektora elektroenergetycznego, weszły w życie 10 stycznia 2019 roku) to m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> Konieczność przedłożenia przez Polskę do KE Zintegrowanego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu, w którym zostanie zadeklarowana trajektoria rozwoju OZE oraz poprawa efektywności energetycznej, a także długofalowa polityka redukcji emisji CO₂ oraz rozwój połączeń transgranicznych. <p>W projekcie tego planu Polska zadeklarowała, że w 2030 roku osiągnięte zostanie: 21% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, 27% udziału OZE w sektorze elektroenergetycznym, 23% poprawy efektywności energetycznej w zakresie energii pierwotnej.</p>	Projekt Zintegrowanego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu został przedłożony przez Polskę KE . Termin na zgłoszenie przez Komisję Europejską uwag do projektu planu - do 30 czerwca 2019 roku . Termin na zgłoszenie finalnej wersji tego planu – do 31 grudnia 2019 roku .	Wpływ Rozporządzenia analogiczny, jak dla Dyrektywy RED II i EED. Wynika to z faktu, że najistotniejsze przepisy Rozporządzenia wprowadzają mechanizmy mające zapewnić wykonanie celów UE z tych Dyrektyw, kolektywnie przez państwa członkowskie UE.
   	Rozporządzenie EMR	Stworzenie prawnych ram dla dalszej integracji wewnętrznego rynku energii elektrycznej.	18-19 grudnia 2018 roku odbył się ostatni trilog, podczas którego uzgodniono ostateczne brzmienie Rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej . Rozporządzenie zostało oficjalnie przyjęte przez Parlament Europejski w dniu 26 marca 2019 roku. Główne ustalenia przyjętego Rozporządzenia to m.in.:	22 maja 2019 roku Rozporządzenie zostało formalnie przyjęte przez Radę . Następnie Rozporządzenie zostanie opublikowane w Dzienniku Urzędowym, po	Kontrakty mocowe zawarte w GK PGE w aukcjach wygranych na rynku mocy w 2018 roku i 2019 roku będą korzystać z ochrony praw nabytych przez cały okres ich obowiązywania.


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na PGE
			<ul style="list-style-type: none"> ■ Zasady dot. stosowania EPS 550 i ochrony praw nabytych: ■ Uzgodnione rozwiązanie zakłada wyłączenie spod wymagań opisanych w rozdziale IV Rozporządzenia (w tym EPS 550) kontraktów zawartych przed 31 grudnia 2019 roku, w tym kontraktów wieloletnich zawartych przed tą datą. ■ Jeśli kontrakty mocowe zostaną zawarte po dniu wejścia w życie rozporządzenia: <ul style="list-style-type: none"> ■ dla jednostek, które emitują więcej niż 550 g CO₂/kWh (EPS 550) oraz 350 kg CO₂/KWe/rok (<i>carbon budget</i>) oraz zaczną komercyjnie wytwarzać energię elektryczną przed datą wejścia w życie rozporządzenia miałyby zastosowanie okres przejściowy do 1 lipca 2025 roku, ■ dla jednostek, które emitują więcej niż 550 g CO₂/kWh (EPS 550) oraz zaczną komercyjnie wytwarzać energię elektryczną po dacie wejścia w życie rozporządzenia nie przewiduje się żadnego okresu przejściowego. ■ Definicja mechanizmów mocowych, wykluczająca spod zakresu definicji usługi pomocnicze (systemowe) i środki zarządzania ograniczeniami. ■ Wprowadzenie regulacji dot. europejskiej i krajowych ocen wystarczalności (ERAA i NRAA), w tym zakazu zawierania nowych kontraktów mocowych, gdy oceny te nie potwierdzą deficytu mocy. ■ Wprowadzone specjalne zasady dedykowane rezewom strategicznym. ■ Wprowadzony obowiązek sporządzenia i realizacji przez państwa członkowskie o zidentyfikowanym deficycie mocy (w tym te stosujące już mechanizmy mocowe) planu działań wykonawczych, w którym zastosowane zostaną w pierwszej kolejności środki o charakterze rynkowym. ■ Udział mocy transgranicznych w rynku mocy. ■ Wymóg udostępnienia 70% zdolności transgranicznych na potrzeby rynku najpóźniej od 1 stycznia 2026 roku. ■ Ramy dla utworzenia europejskiej organizacji zrzeszającej operatorów dystrybucyjnych („EU DSO entity”), która będzie współtworzyć europejskie kodeksy sieci. ■ Co do zasady zakończenie stosowania priorytetowego dysponowania dla OZE i CHP. Pozostawienie priorytetowego dysponowania dla OZE i wysokosprawnej kogeneracji, co do zasady dla jednostek o mocy do 0,4 MW oraz dla jednostek istniejących niezależnie od mocy, które spełnią określone warunki. 	<p>czym po 20 dniach wejdzie w życie.</p> <p>Większość przepisów Rozporządzenia będzie stosowana od 1 stycznia 2020 roku.</p>	<p>Nowe jednostki, które przekraczają standard emisji 550 g CO₂/kWh (EPS 550) oraz 350 kg CO₂ nie będą mogły otrzymywać płatności z rynku mocy od momentu wejścia w życie Rozporządzenia (połowa 2019 roku), poza tymi, które zawarły kontrakty do końca 2019 roku. Istniejące jednostki węglowe, które przekraczają standard emisji 550 g CO₂/kWh (EPS 550) oraz 350 kg CO₂ nie będą mogły uzyskiwać płatności z rynku mocy od 1 lipca 2025 roku.</p> <p>Oznacza to, że kontrakty mocowe (głównie roczne) dla jednostek istniejących (w tym jednostek modernizowanych do konkluzji BAT, które nie spełniają prognozy CAPEX dla kontraktów wieloletnich) będą mogły być realizowane najpóźniej do połowy 2025 roku.</p> <p>Potrzeba uwzględnienia w przeprowadzanych ocenach wystarczalności mocy braku wsparcia dla istniejących jednostek wytwórczych po 2025 roku.</p> <p>Potencjalny spadek wolumenu i ceny energii sprzedawanej na rynku hurtowym przez krajowe jednostki wskutek zwiększonego importu energii do Polski (niższe hurtowe ceny energii na rynkach ościennych), przy jednoczesnym wzroście wykorzystania krajowych elektrowni konwencjonalnych w ramach zarządzania ograniczeniami (redispatching).</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na PGE
	Dyrektywa EMD	<p>Główne cele rewizji Dyrektywy EMD:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wzmocnienie pozycji konsumenta na rynku energii elektrycznej. ■ Ochrona odbiorców ubogich energetycznie i wrażliwych. ■ Zapewnienie dekarbonizacji, zwłaszcza poprzez promocję i rozwój elektromobilności oraz aktywizację strony popytowej. 	<p>18-19 grudnia 2018 roku odbył się ostatni trilog, podczas którego uzgodniono ostateczne brzmienie Dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dyrektywa została oficjalnie przyjęta przez Parlament Europejski w dniu 26 marca 2019 roku.</p> <p>Uzgodnione kluczowe kwestie to m. in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wymóg wdrożenia inteligentnego opomiarowania (inteligentnych liczników). ■ Ograniczenia w działalności OSD, w tym w zakresie magazynowania energii oraz obsługi punktów ładowania pojazdów elektrycznych oraz wprowadzenie nowego podejścia do usług systemowych i usług elastyczności. ■ Co do zasady, brak opłat za zmianę sprzedawcy przez gospodarstwa domowe, mikro i małych przedsiębiorców. ■ Od 2026 roku konieczność umożliwienia zmiany sprzedawcy w ciągu 24 godzin. ■ Utrzymanie odstępstwa od zasady swobody kształtowania cen energii, przez sprzedawców umożliwiającego przejściowe stosowanie cen regulowanych (nierynkowych) dla gospodarstw domowych. ■ Wprowadzenie ram prawnych umożliwiających oferowanie umów z ceną dynamiczną. ■ Możliwość żądania przez odbiorców posiadających inteligentne opomiarowanie, zawarcia umowy z ceną dynamiczną. ■ Wspieranie rozwoju energetycznych wspólnot. 	<p>22 maja 2019 roku Dyrektywa została formalnie przyjęta przez Radę.</p> <p>Następnie Dyrektywa zostanie opublikowana w Dzienniku Urzędowym, po czym po 20 dniach wejdzie w życie.</p> <p>Obowiązek transponowania Dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 31 grudnia 2020 roku.</p>	<p>Dalsze skutki biznesowe będą wynikać również ze sposobu implementacji rozwiązań przyjętych w Rozporządzeniu, tam gdzie dają one swobodę działania władzom krajowym.</p> <p>Wpływ na segment dystrybucji, w szczególności w zakresie ograniczenia działalności związanej z magazynowaniem energii i prowadzeniem punktów ładowania pojazdów elektrycznych oraz rozwojem usług elastyczności, a także nałożenia obowiązku wdrożenia inteligentnego opomiarowania.</p> <p>Wpływ na segment obrotu, głównie poprzez nałożenie dodatkowych obowiązków informacyjnych względem konsumentów, skrócenie czasu na zmianę sprzedawcy, brak opłat za zmianę sprzedawcy, rozwój umów z ceną dynamiczną.</p>
Regulacje dotyczące Wieloletnich Ram Finansowych UE oraz finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego					
	<p>Wieloletnie Ramy Finansowe („WRF”) UE</p>	<p>Ustanowienie ram finansowych UE (przychody i wydatki) na lata 2021-2027.</p>	<p>W marcu 2019 roku Parlament Europejski przyjął stanowisko w sprawie rozporządzenia dotyczącego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności, a w lutym 2019 roku stanowisko w sprawie rozporządzenia dotyczącego wspólnych zasad dla funduszy europejskich. Jednocześnie Rada w lutym 2019 roku przyjęła podejście ogólne w sprawie wyżej wymienionych rozporządzeń. Kluczowe kwestie, które znalazły się w wyżej wymienionych stanowiskach Parlamentu Europejskiego i Rady to m.in.:</p>	<p>Trilogi odnośnie rozporządzenia dotyczącego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności oraz odnośnie rozporządzenia dotyczącego wspólnych zasad dla funduszy europejskich – II połowa 2019 roku.</p>	<p>Wpływ regulacji na ograniczenie wysokości środków finansowych możliwych do pozyskania przez spółki GK PGE na inwestycje.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na PGE
			<ul style="list-style-type: none"> ■ Wykluczenie ze wsparcia w ramach tych funduszy: <ul style="list-style-type: none"> ■ inwestycji na obniżenie emisyjności jednostek podlegających pod dyrektywę EU ETS, ■ inwestycji w wytwarzanie, przetwarzanie, transport, dystrybucję, magazynowanie i spalanie paliw kopalnych, możliwości sfinansowania budowy i kosztów likwidacji elektrowni jądrowych. ■ Brak możliwości uzyskania środków z tych funduszy na inwestycje w OZE w przypadku nie osiągnięcia krajowego celu OZE na 2020 rok. W momencie gdy cel ten zostanie osiągnięty środki będą mogły zostać wykorzystane. 	Prace w Radzie nad przyjęciem podejścia ogólnego w odniesieniu do kwestii finansowych dotyczących WRF – II połowa 2019/2020 rok.	
	Unijny Pakiet dot. finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego	Wdrożenie przepisów mających na celu ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.	<p>W lutym i marcu 2019 roku zakończyły się trilogi odnośnie rozporządzenia w sprawie obowiązków informacyjnych oraz rozporządzenia w sprawie wskaźników referencyjnych.</p> <p>W marcu 2019 roku Parlament Europejski przyjął stanowisko odnośnie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym.</p> <p>Kluczowe kwestie, które znalazły się w wyżej wspomnianym stanowisku:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Uznanie za zrównoważone pod względem środowiskowym działań dotyczących wygaszania antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych (bez wskazania ich źródła). ■ Wykluczenie z działań zrównoważonych pod względem środowiskowym działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej w wytwarzaniu energii ze stałych paliw kopalnych. ■ Wprowadzenie obowiązku ustanowienia przez KE wymogów technicznych w celu stwierdzenia przy jakich warunkach dana działalność może zostać uznana za zrównoważoną pod względem środowiskowym. Wymogi te mają zapewnić, iż następujące działania nie będą uznane za zrównoważone: <ul style="list-style-type: none"> ■ działania polegające na wytwarzaniu energii przy wykorzystaniu stałych paliw kopalnych, ■ działania polegające na wytwarzaniu energii, prowadzące do powstania nieodnawialnych odpadów. 	<p>Wejście w życie rozporządzenia w sprawie obowiązków informacyjnych oraz rozporządzenia w sprawie wskaźników referencyjnych – I/II półrocze 2019 roku.</p> <p>Spodziewane przyjęcie podejścia ogólnego Rady w sprawie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym – II półrocze 2019 roku.</p>	Możliwy wpływ regulacji na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje.

DODATKOWE INFORMACJE Z OBSZARU ZAGRANICZNEGO OTOCZENIA REGULACYJNEGO

ZASKARŻENIE DECYZJI KOMISJI EUROPEJSKIEJ W SPRAWIE NIE WNOŠENIA ZASTRZEŻEŃ DO POLSKIEGO RYNKU MOCY

Segmenty	Postępowanie	Cel skargi	Główne wydarzenia	Kolejny etap	Wpływ na PGE
Skarga na decyzję Komisji Europejskiej o nie wnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (SA. 46100), sygn. T-167/19					
	<p>Postępowanie w sprawie Tempus Energy Germany i T Energy Sweden przeciwko Komisji Europejskiej (sygn. T-167/19)</p>	<p>Skarga ma na celu unieważnienie decyzji Komisji Europejskiej o nie wnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (SA. 46100)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ 7 lutego 2018 roku KE wydała decyzję w sprawie niezgłoszenia zastrzeżeń, co do polskiego rynku mocy (sygn. SA 46100). Odtajniony tekst opublikowano na stronach internetowych Komisji Europejskiej 18 kwietnia 2018 roku. Decyzja została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE dopiero 21 grudnia 2018 roku. Termin na złożenie skargi bezpośredniej na decyzję KE w sprawie polskiego rynku mocy upłynął 14 marca 2019 roku. ■ 15 listopada 2018 roku Sąd UE w wyroku w sprawie Tempus Energy i Tempus Energy Technology przeciwko Komisji Europejskiej (sprawa T-793/14) unieważnił decyzję pomocową C(2014) 5083 final z 23 lipca 2014 roku o niewnoszeniu zastrzeżeń wobec systemu pomocy związanego z rynkiem mocy w Zjednoczonym Królestwie. ■ 14 marca 2019 roku spółki Tempus Energy Germany oraz T Energy Sweden złożyły skargę na decyzję KE w sprawie polskiego rynku mocy (sprawa T-167/19). ■ Z informacji prasowych wynika, że skarżący powołuje się w skardze m.in. na zarzut braku wszczęcia przez KE formalnego postępowania wyjaśniającego (drugiego etapu oceny mechanizmu mocowego) oraz dyskryminacyjne traktowanie w ramach polskiego rynku mocy jednostek zarządzania popytem (DSR). 	<p>Skarga została doręczona stronom, obecnie oczekiwana jest publikacja streszczenia głównych zarzutów skargi w Dzienniku Urzędowym UE.</p> <p>Pełny czas trwania postępowania przed Sądem UE jest obecnie trudny do oszacowania – na bazie doświadczeń brytyjskich można wskazać, że może ono potrwać kilka lat.</p> <p>Wpływ na rozpoznanie skargi będzie mieć toczące się obecnie przed Trybunałem Sprawiedliwości postępowanie z odwołania w sprawie Tempus Energy i Tempus Energy Technology przeciwko KE (sygn. C-57/19 P).</p>	<p>Odpowiednio do wyników rozstrzygnięcia sporu, sprawa może wpłynąć na warunki wykonywania kontraktów mocowych.</p>

3. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

3.1. Segmenty działalności GK PGE

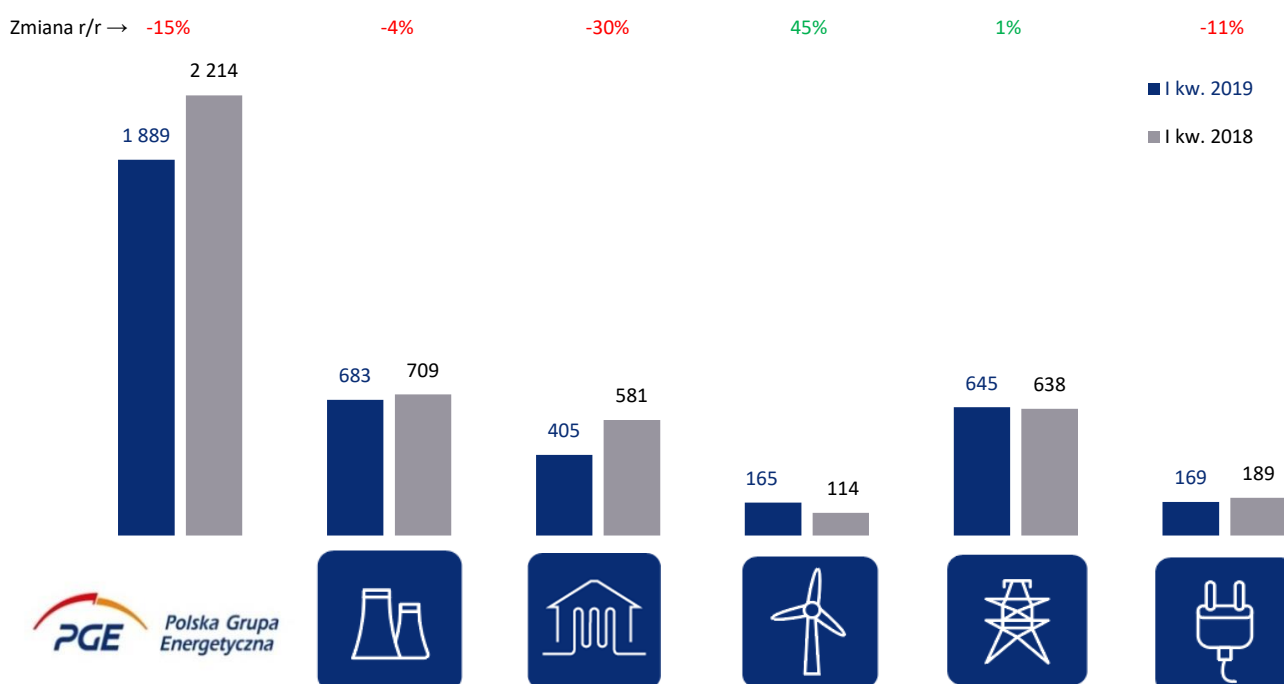
	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	5 elektrowni konwencjonalnych 2 elektrociepłownie 2 kopalnie węgla brunatnego	14 elektrociepłowni	14 farm wiatrowych 1 elektrownia fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	291 404 km linii dystrybucyjnych	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 11,93 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 2,94 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,73 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 9,30 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 11,18 TWh
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła 2,40 PJ	Produkcja ciepła 19,03 PJ			
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (90%) GK PGE jest również 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% (wraz ze współspalaniem biomasy)	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

3.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. W przybliżeniu odzwierciedla on przepływy pieniężne z działalności operacyjnej i umożliwia porównywanie wyników spółek, abstrahując od wartości ich majątku, poziomu zadłużenia oraz obowiązujących stawek podatku dochodowego.

Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku Grupy ma segment Energetyka Konwencjonalna oraz segment Dystrybucja partycypujące odpowiednio w 36% i 34% wyniku EBITDA GK. Segment Ciepłownictwo odpowiada za 21% EBITDA. Natomiast segment Energetyka Odnawialna oraz segment Obrót wypracowały po 9% EBITDA GK każdy.

EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)



Rysunek: Główne czynniki kształtujące wynik EBITDA GK PGE (mIn PLN).

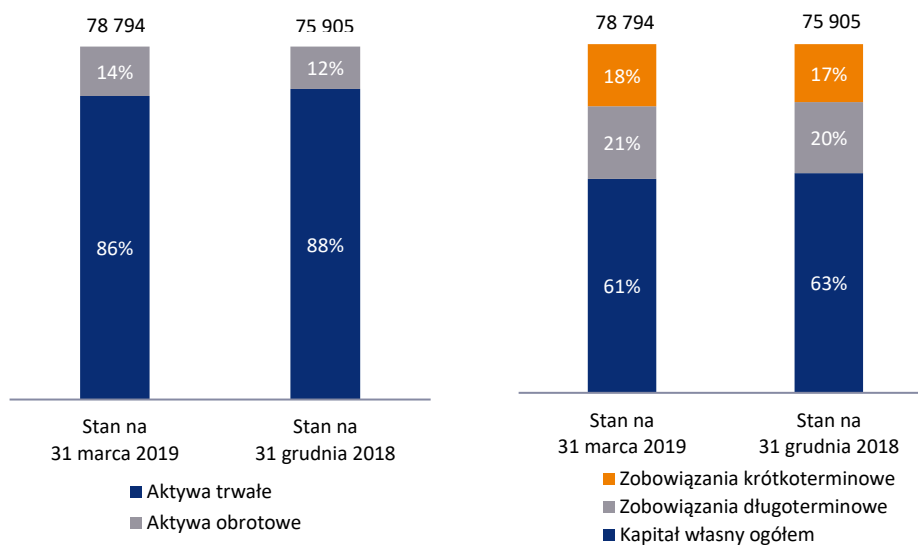


	EBITDA I kw. 2018	Wynik na sprzedaży e.e. u wytwórców*	Koszty paliwa	Koszty CO ₂	Wsparcie kogeneracji	Wynik na sprzedaży e.e. do odbiorców finalnych	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2019
Odchylenie		783	-79	-624	-168	-180	-91	34	
EBITDA I kw. 2018	2 214	3 067	1 124	355	171	145	1 236		
EBITDA I kw. 2019		3 850	1 203	979	3	-35	1 327		1 889

*Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

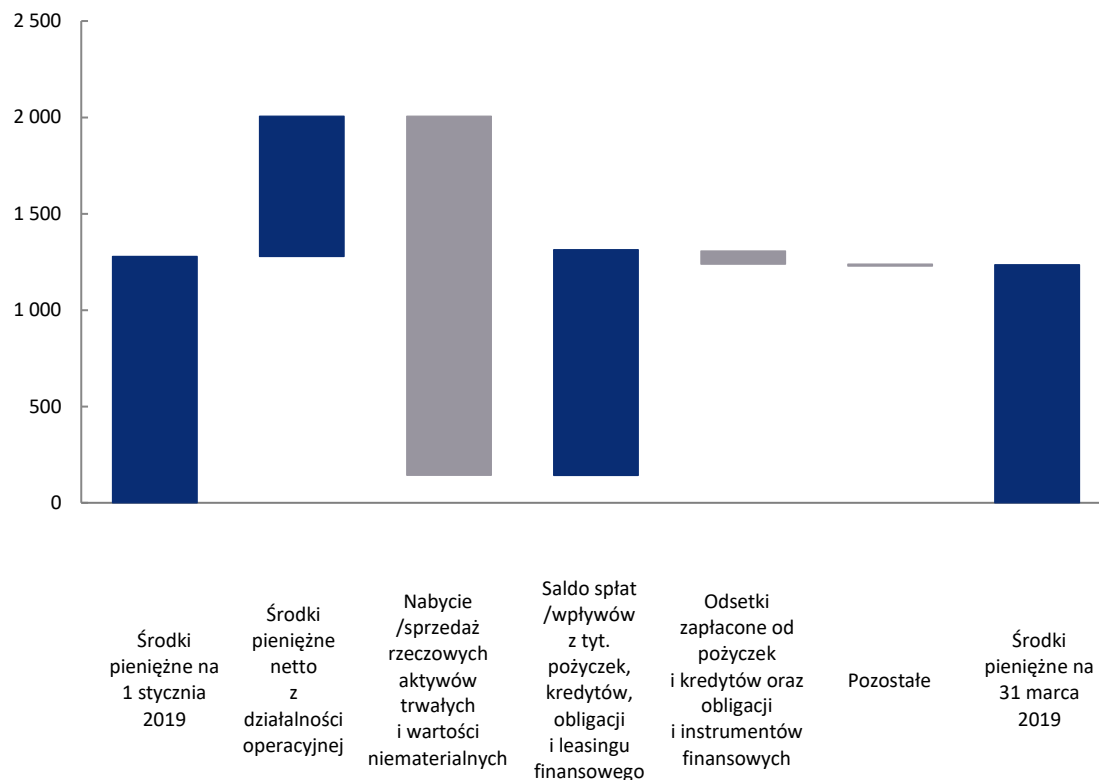
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mIn PLN).



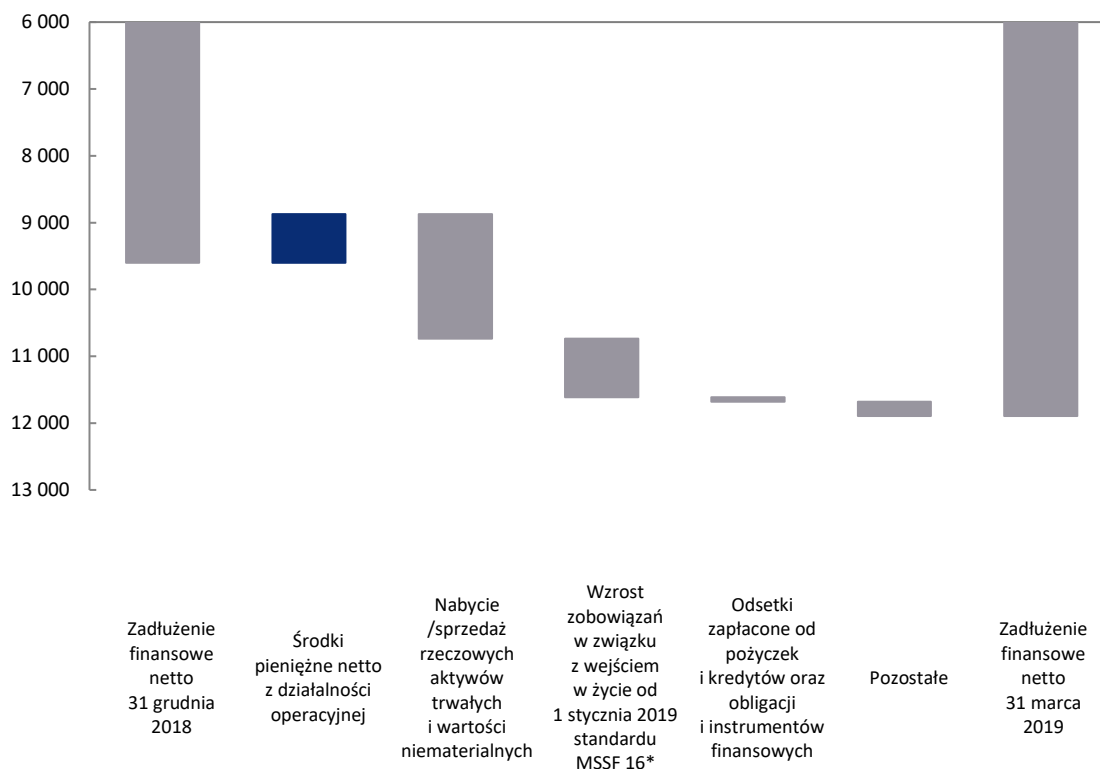
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Opis zmiany	Wzrost / Spadek (mln PLN)
Wpływ na poziom środków pieniężnych	727
Środki pieniężne	1 279
	-1 863
	1 171
	-68
	-10
	1 236

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Wpływ na poziom zadłużenia netto	
Zadłużenie finansowe netto	9 600
	-727
	1 863
	878
	68
	211
Zadłużenie finansowe netto	11 893

*Por. nota 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



Energetyka Konwencjonalna



Ciepłownictwo



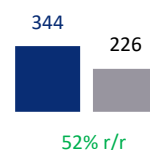
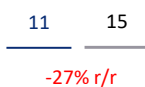
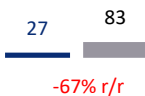
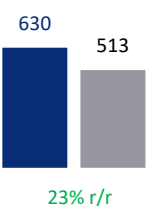
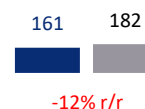
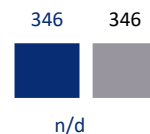
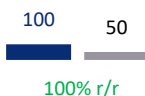
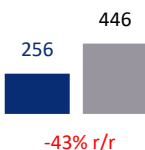
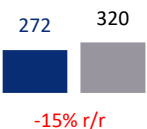
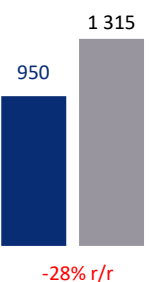
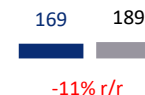
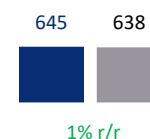
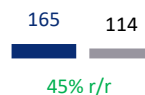
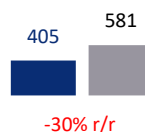
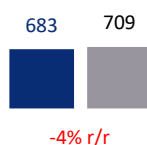
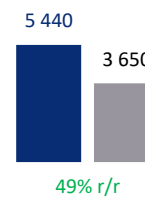
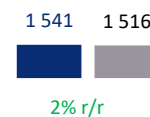
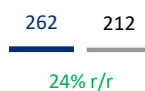
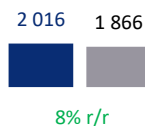
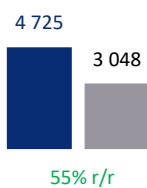
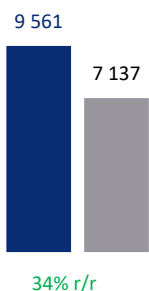
Energetyka Odnawialna



Dystrybucja



Obrót



BILANS ENERGII GK PGE

Bilans energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie sprzedaży, zakupu, produkcji i zużycia energii elektrycznej w Grupie Kapitałowej PGE (TWh).

Wolumen	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, tym:	26,35	19,63	34%
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	11,45	10,54	9%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	14,90	9,09	64%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	11,98	3,47	245%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	15,61	17,66	-12%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	1,24	1,50	-17%

*Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz PGE Energia Ciepła S.A.

Łączny wolumen zakupionej i wyprodukowanej energii jest większy niż wolumen sprzedanej energii. Różnica prezentowana w punkcie D wynika z konieczności pokrycia strat sieciowych w działalności dystrybucyjnej (OSD), zużycia energii w kopalniach węgla brunatnego (KWB) oraz zużycia energii w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Wzrost zarówno wolumenu sprzedaży jak i zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz rynku bilansującym wynika z większego obrotu energią elektryczną na giełdzie, co jest następstwem wprowadzenia 100 % obligacji giełdowego.

Część wzrostu wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych (około 0,5 TWh) jest następstwem trudnej sytuacji na rynku detalicznym w 2018 roku skutkującej upadłością części przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców finalnych i pełnieniem roli sprzedawcy rezerwowego przez spółki GK PGE. Dodatkowo brak aktywnego rynku sprzedażowego przełożył się na mniejszą migrację klientów pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji energii elektrycznej	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
Produkcja energii w TWh, z czego:	15,61	17,66	-12%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	8,86	9,82	-10%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,85	3,95	-28%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,01	0%
Elektrociepłownie węglowe	1,66	1,80	-8%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,01	0%
Elektrociepłownie gazowe	1,43	1,49	-4%
Elektrociepłownie biomasowe	0,07	0,05	40%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,00	-
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,17	0,11	55%
Elektrownie wodne	0,14	0,15	-7%
Elektrownie wiatrowe	0,42	0,29	45%
<i>w tym produkcja z OZE</i>	0,66	0,51	29%

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w I kwartale 2019 roku w porównaniu do I kwartału 2018 roku miała niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 1,10 TWh) i elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 0,96 TWh). Powyższe jest głównie efektem niższego obciążenia oraz dłuższego czasu postoju bloków w rezerwie głównie ze względu na niższe zapotrzebowanie KSE oraz wyższą generację energii elektrycznej z wiatru. Dodatkowo niższa produkcja to efekt przeprowadzanych modernizacji bloków w Elektrowni Opole i Elektrowni Turów.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika głównie z niższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest efektem dłuższego o 2 202 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach (blok nr 1 pozostaje w modernizacji od 29 grudnia 2018 roku) oraz niższego średniego obciążenia o 21,5 MW. Niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra jest następstwem dłuższego o 2 015 h czasu postoju bloków tej elektrowni w rezerwie (w tym dłuższy o 1 137 h czas postoju

w rezerwie bloków 1 i 2 wykorzystywanych przez PSE S.A. w ramach IRZ) oraz dłuższego o 323 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach.

Niższa produkcja w El. Rybnik spowodowana jest dłuższym o 4 409 h postojem bloków 3-8 tej elektrowni w rezerwie oraz niższym obciążeniem o 5 MW, co częściowo zostało skompensowane przez krótszy o 2 547 h czas postoju bloków 3-8 w remontach. Natomiast bloki 1 i 2 w I kwartale 2019 roku wyprodukowały 0,07 TWh (556 h pracy), podczas gdy rok temu pozostawały niedyspozycyjne ze względu na trwający proces uzyskiwania pozwolenia zintegrowanego.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jest następstwem niższego średniego obciążenia Elektrowni Bełchatów o 24 MW oraz Elektrowni Turów o 19 MW. Dodatkowo niższa produkcja w Elektrowni Turów jest efektem dłuższego o 486 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach (blok nr 1 pozostaje w modernizacji od maja 2018 roku).

Spadek produkcji w elektrociepłowniach węglowych i elektrociepłowniach gazowych wynika głównie z niższej produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem na skutek niższego zapotrzebowania na ciepło zgłaszanego przez odbiorców, co jest konsekwencją wyższych średnich temperatur dobowych w odniesieniu do okresu porównywalnego.

Spadek produkcji w elektrowniach wodnych wynika z mniej korzystnych warunków hydrologicznych.

Wyższa produkcja na farmach wiatrowych wynika z lepszej wietrzności.

Wzrost produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I kwartale 2019 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Nieznaczny wzrost produkcji w elektrociepłowniach biomasowych wynika z warunków technicznych występujących w Elektrociepłowni Szczecin, gdzie przy niższej produkcji ciepła (ze względu na wyższe temperatury zewnętrzne) konieczna była wyższa generacja energii elektrycznej, aby utrzymać minimum techniczne pracy kotła.

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
Produkcja ciepła w PJ, z czego:	21,43	24,04	-11%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,00	1,09	-8%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,35	0,31	13%
Elektrociepłownie węglowe	15,58	17,60	-11%
Elektrociepłownie gazowe	4,00	4,41	-9%
Elektrociepłownie biomasowe	0,38	0,53	-28%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,05	0,00	-
Elektrociepłownie pozostałe	0,07	0,10	-30%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła w 2019 roku r/r miała niekorzystna temperatura zewnętrzna. W porównaniu z 2018 rokiem średnie temperatury były wyższe o 3,1°C, co przełożyło się na niższą o 11% czyli 2,61 PJ produkcję ciepła przez elektrociepłownie.

Sprzedż ciepła

W I kwartale 2019 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 20,86 PJ i był niższy o 2,62 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi o 3,1°C r/r.

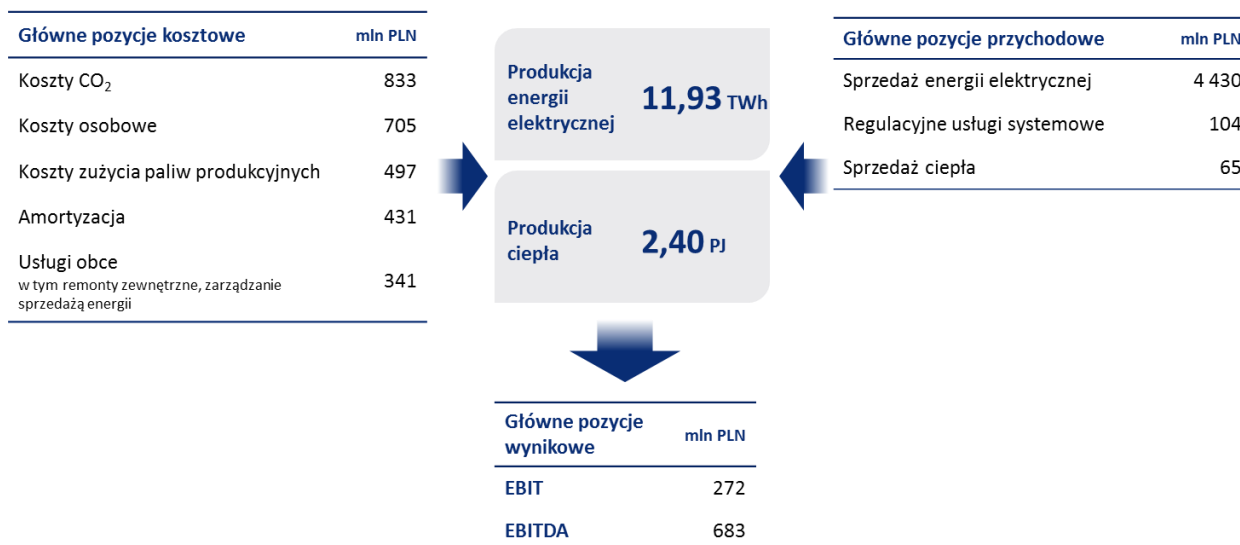
3.3. Charakterystyka segmentów działalności

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych.

Energetyka Konwencjonalna



Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Konwencjonalna są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** na rynku hurtowym oparte na cenie energii elektrycznej ustalonej przez mechanizmy równoważenia podaży i popytu przy uwzględnieniu kosztów zmiennych wytwarzania. Równoległe, najistotniejszymi pozycjami kosztowymi segmentu, z racji wielkości i zmienności, a tym samym wpływu na wynik operacyjny, są **koszty zużycia paliw produkcyjnych**, przede wszystkim węgla kamiennego i gazu ziemnego oraz **koszty opłat za emisję CO₂**. Kluczowa dla Grupy produkcja z węgla brunatnego oparta jest o własne wydobywanie, stąd też jego koszt, relatywnie stabilny, odzwierciedlony jest głównie w pozycjach kosztów o charakterze stałym, tj. kosztach osobowych, usług obcych oraz amortyzacji.

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią także **przychody z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych** na podstawie umów zawartych z polskim operatorem systemu przesyłowego, czyli spółką PSE S.A. Są one równoległymi przychodami do tych uzyskiwanych z rynku energii elektrycznej, a związane są z koniecznością stabilnego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Regulacyjne usługi systemowe świadczą elektrownie PGE GiEK S.A. („PGE GiEK”) oraz Elektrownia Rybnik.

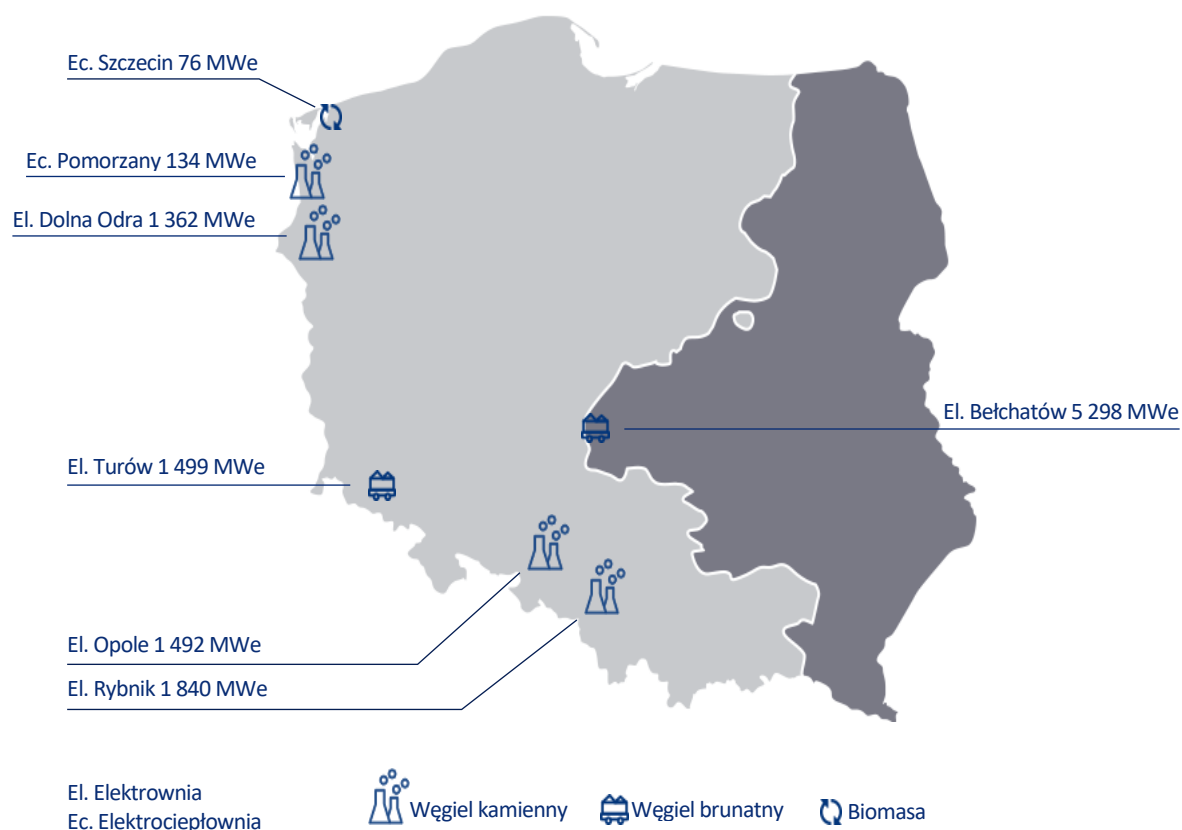
Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego zarówno w elektrowniach systemowych oraz EC Szczecin oraz EC Pomorzany, będących częścią Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Konwencjonalna wchodzi: 2 kopalnie węgla brunatnego, 5 elektrowni konwencjonalnych i 2 elektrociepłownie.

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 90%⁶ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 31%⁷ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węglu kamiennym i biomasie.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.

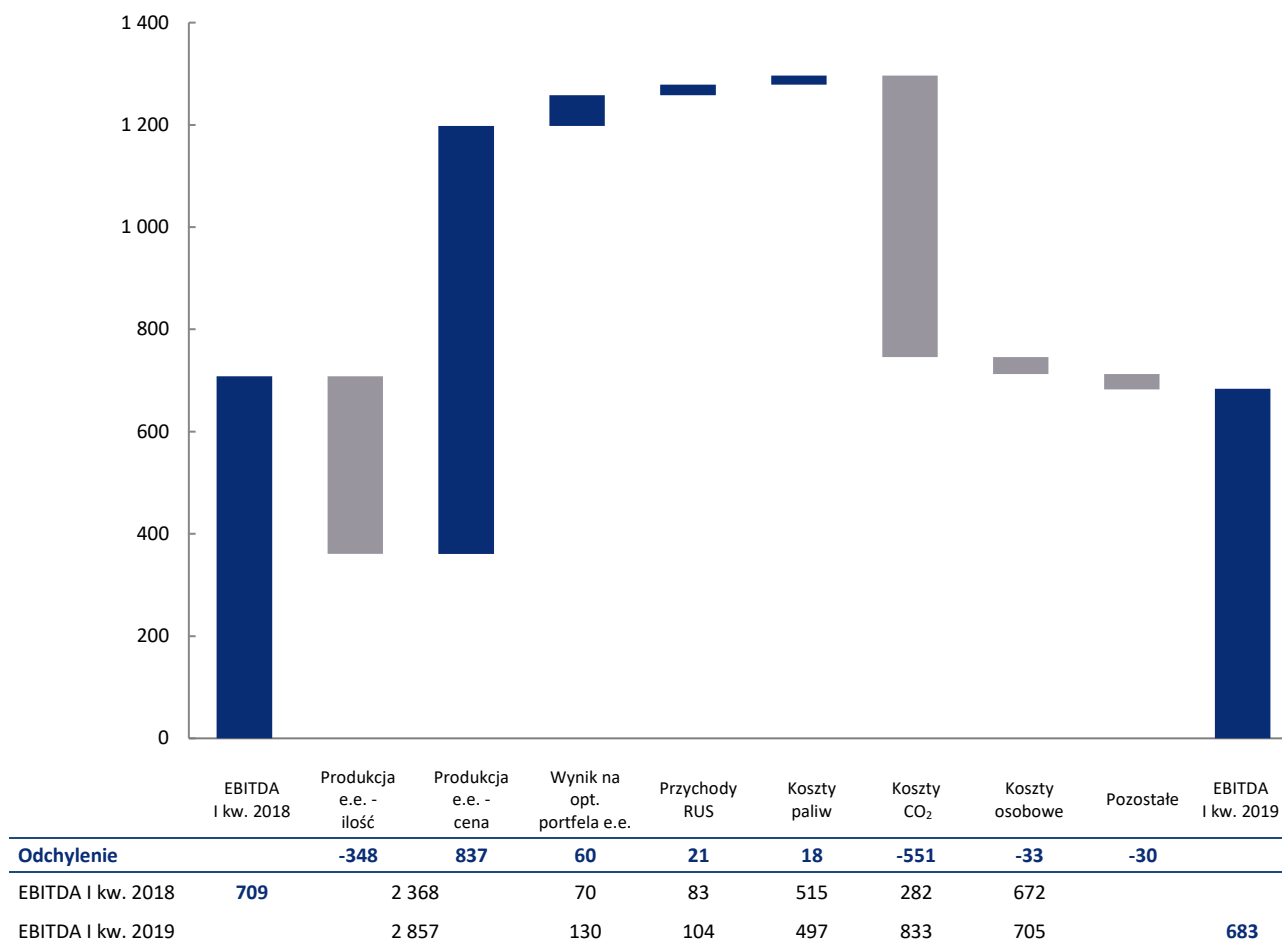


⁶ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS

⁷ Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

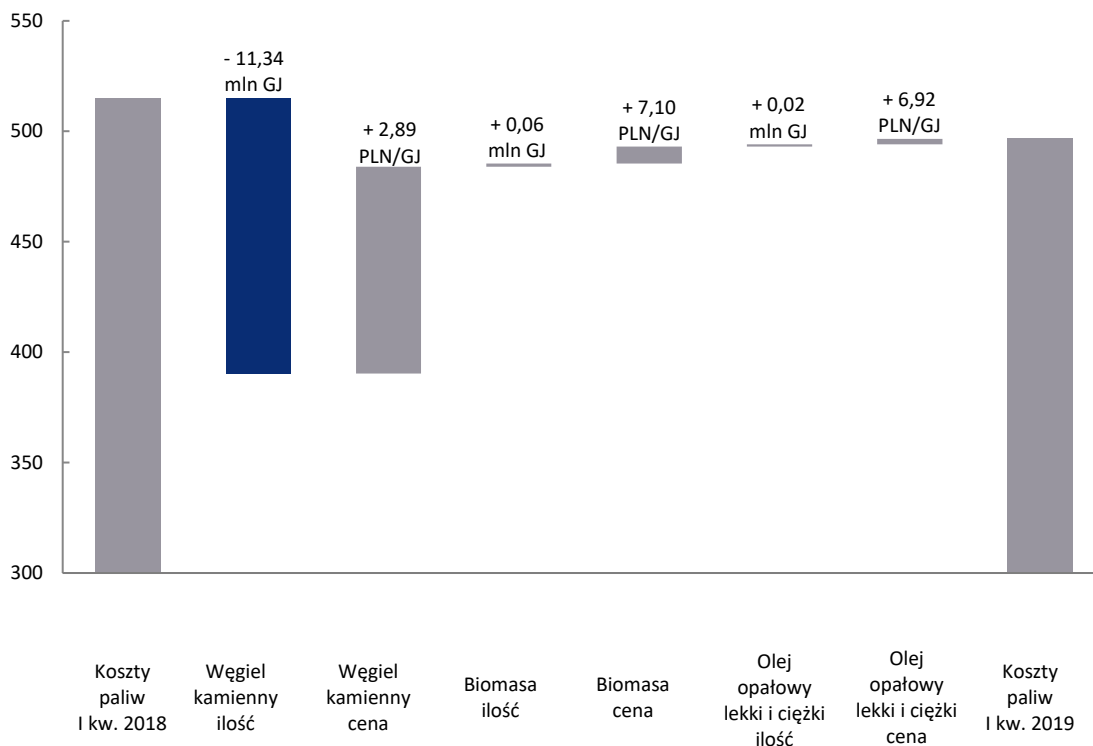
Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Energetyka Konwencjonalna w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna r/r były:

- Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej w PGE GIEK o 2 TWh ze względu na niższe wykorzystanie jednostek wytwórczych przez PSE S.A. za sprawą niższego zapotrzebowania w KSE oraz wyższą generacją wiatrową (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- Wyższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej z powodu wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 3,9 TWh (+109 mln PLN), przy niższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną o 7,6 PLN/MWh na skutek wyższych cen zakupu energii elektrycznej, głównie jako efekt wyższych cen uprawnień do emisji CO₂ (-49 mln PLN).
- Wyższe przychody z RUS, głównie wyższe przychody z tyt. Operacyjnej Rezerwy Mocy („ORM”) w El. Rybnik, ze względu na wyższy wolumen mocy dyspozycyjnej (postój bloków 1 i 2 w I kwartale 2018 roku).
- Niższe koszty zużycia paliw, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek niższej produkcji energii elektrycznej na tym paliwie (por. pkt 3.3 niniejszego sprawozdania). Powyższy efekt został ograniczony z powodu wyższych cen węgla kamiennego na rynkach krajowym i międzynarodowym, co przełożyło się bezpośrednio na wyższe ceny umowne. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz niższego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂. Powyższy efekt został pomniejszony w wyniku niższej emisji CO₂ jako efekt niższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.

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

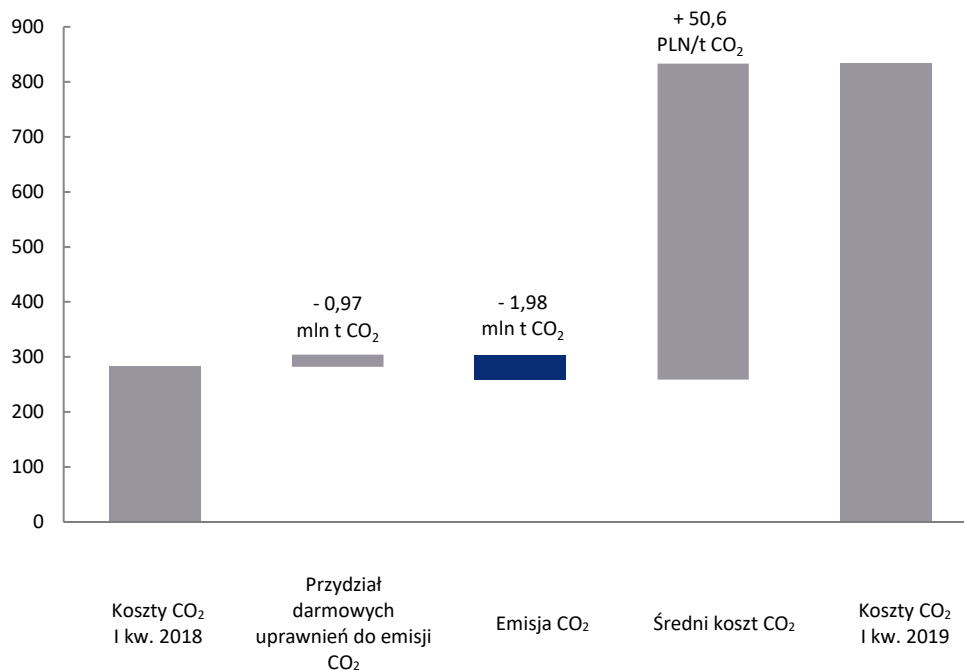


Odchylenie	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw I kw. 2018	Koszty paliw I kw. 2019
	-125	94	1	8	1	3	515	497

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Rodzaj paliwa	I kwartał 2019		I kwartał 2018	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 489	450	2 036	481
Biomasa	124	30	120	21
Olej opałowy lekki i ciężki	369	17	346	13
RAZEM		497		515

Rysunek: Koszty CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



Odchylenie	22	-45	574
Koszty CO ₂ I kw. 2018	282		
Koszty CO ₂ I kw. 2019			833

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I kwartale 2019 i 2018 roku.

mln PLN	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	540	396	36%
■ Rozwojowe	326	238	37%
■ Modernizacyjno-odtworzeniowe	214	158	35%
Pozostałe	8	14	-43%
El. Rybnik	7	29	-76%
RAZEM	555	439	26%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	75	74	1%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	630	513	23%

KLUCZOWE WYDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Kluczowe inwestycje rozwojowe:

- 15 stycznia 2019 roku została przeprowadzona pierwsza synchronizacja generatora bloku nr 5 w Elektrowni Opole z KSE.
- 7 lutego 2019 roku blok 5 w Elektrowni Opole osiągnął moc 931 MWe.
- 29 marca 2019 roku zawarto Aneks nr 9 do kontraktu na budowę bloku nr 7 w Elektrowni Turów.
- 5 kwietnia 2019 roku rozpalono kocioł bloku nr 6 w Elektrowni Opole na oleju lekkim.
- 12 kwietnia 2019 roku wydane zostało świadectwo gotowości obiektu do ruchu próbnego w zakresie bloku nr 5 w Elektrowni Opole.
- 19 kwietnia 2019 roku rozpalono kocioł bloku nr 6 w Elektrowni Opole na węglu.
- 30 kwietnia 2019 roku rozpoczęto próbę nieprzerwanej pracy bloku nr 5 w Elektrowni Opole.
- 14 maja 2019 roku została przeprowadzona pierwsza synchronizacja generatora bloku nr 6 z KSE.

Kluczowe inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem emisji do środowiska:

- 26 stycznia 2019 roku zakończono ruch próbny bloku nr 2 w Elektrowni Turów po modernizacji.
- 31 stycznia 2019 roku przejęto do eksploatacji instalację SCR na kotle B w Elektrowni Pomorzany.
- W lutym 2019 roku podpisano protokoły przekazania do eksploatacji w zakresie wyspy AKPiA, wyspy generator i elektrofiltr oraz wyspy kotłowej bloku nr 2 w Elektrowni Turów po modernizacji.
- 1 marca 2019 roku odstawiono blok nr 2 w Elektrowni Bełchatów do modernizacji.
- 1 kwietnia 2019 roku odstawiono blok nr 3 w Elektrowni Turów do modernizacji.

KLUCZOWE PROJEKTY REALIZOWANE W I KWARTALE 2019 ROKU

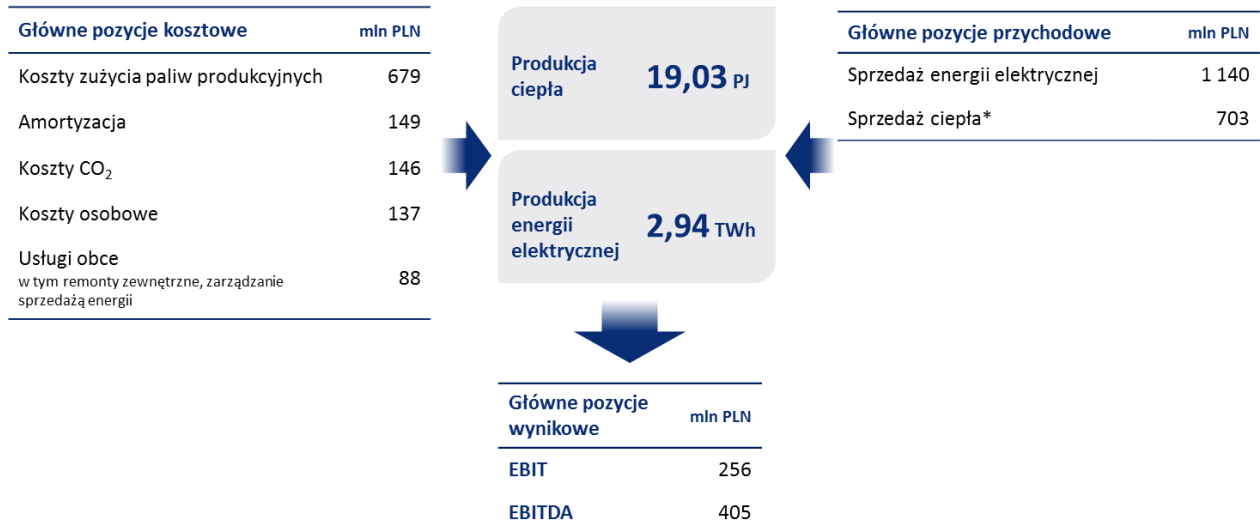
Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w I kwartale 2019 roku (netto bez kosztów finansowania)	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Przewidywany termin zakończenia inwestycji	Status
Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole							
Budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy	10,94 mld PLN	9,37 mld PLN	178 mln PLN	Węgiel kamienny/ 45,5%	Konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa przy współpracy GE, jako zarządzającego realizacją projektu w imieniu konsorcjum	blok 5 – 15 czerwca 2019 roku , blok 6 – 30 września 2019 roku .	Trwa rozruch gorący bloku 5. W grudniu 2018 roku w K5 spalono pierwszy węgiel. W połowie stycznia 2019 roku dokonano pierwszej synchronizacji z KSE, a 7 lutego blok nr 5 po raz pierwszy osiągnął 930 MW przekraczając swoją kontraktową moc znamionową. Na bloku 6 prowadzone są końcowe prace montażowe oraz rozpoczęto etap uruchamiania poszczególnych urządzeń i systemów. 19 kwietnia 2019 roku rozpalono kocioł bloku nr 6 w Elektrowni Opole na węgiel. Ogólne zaawansowanie prac w projekcie na koniec marca 2019 roku wynosiło ok. 96%.
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów							
Budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW	4,26 mld PLN	2,66 mld PLN	71 mln PLN	Węgiel brunatny/ 43,1%	Konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas	październik 2020 roku .	Na terenie budowy w I kwartale 2019 roku kontynuowano prace montażowe. W ramach zadań towarzyszących zamontowano ostatnie przęsło galerii nawęglania. Na koniec marca 2019 roku ogólne zaawansowanie prac w projekcie wynosiło ok. 89%. 29 marca 2019 roku zawarto Aneks nr 9 do Kontraktu na budowę bloku, który rozszerza zakres rzeczowy zadania, zwiększa wartość głównego kontraktu oraz wydłuża termin realizacji bloku o 6 miesięcy, tj. do października 2020 roku. Wartość aneksu wynosi ok. 108 mln PLN. Zwiększenie wartości kontraktu oraz przesunięcie terminu realizacji wynika z potrzeby dostosowań technologicznych i zwiększonego zakresu prac.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu Ciepłownictwo jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych oraz przesyłanie i dystrybucja ciepła.

Ciepłownictwo



*Zawiera sprzedaż ciepła, mocy zamówionej i dystrybucję ciepła.

Podobnie jak w przypadku segmentu Energetyka Konwencjonalna najważniejszym źródłem przychodów segmentu są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym związane są one zwykle bezpośrednio z produkcją ciepła, zależną od zapotrzebowania, cechując się wysoką sezonowością i zależnością od temperatur zewnętrznych. Z tego względu, w odróżnieniu od elektrowni systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, elektrociepłownie z reguły nie pełnią aktywnej roli w procesie kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła mają charakter regulowany. Przedsiębiorstwa energetyczne samodzielnie ustalają taryfy i przedstawiają je Prezesowi URE do zatwierdzenia. Produkcja ciepła w Grupie PGE odbywa się w jednostkach kogeneracyjnych, które mają możliwość kształtowania taryfy na ciepło z wykorzystaniem metody uproszczonej (w odróżnieniu od taryfowania na bazie pełnej struktury kosztów) w oparciu o tzw. ceny referencyjne, przede wszystkim oparte o średnie ceny sprzedaży wytwarzania ciepła z jednostek o określonym paliwie, nie będących jednostkami kogeneracji. Publikowane są one co roku przez Prezesa URE. Taryfa na wytwarzanie ciepła dla jednostek kogeneracyjnych na dany rok taryfowy odzwierciedla tym samym zmianę poziomu kosztów ponoszonych przez jednostki ciepłownicze (niekogeneracyjne) w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku taryf na dystrybucję ciepła wykorzystywana jest metoda kosztowa, która pozwala pokryć koszty uzasadnione (głównie koszty strat ciepła oraz podatek od nieruchomości) oraz zwrot z zainwestowanego kapitału, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne dla ciepła są wykorzystywane przez oddziały w Gorzowie i Zgierzu, a także spółki Kogeneracja S.A., PGE Toruń S.A. oraz Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgiel kamienny i gaz ziemny) oraz **kosztem opłat za emisję CO₂**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Do 2018 roku elektrociepłownie uzyskiwały **przychody z tyt. sprzedaży świadectw pochodzenia energii** w postaci certyfikatów kogeneracyjnych (żółtych i czerwonych). Od 2019 roku, wraz ze zmianą modelu wsparcia, uzyskiwać będą wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji, dla dużych jednostek wyznaczane będą w trybie indywidualnym. W I kwartale 2019 roku wsparcie takie nie było jeszcze wypłacane w związku z brakiem rozporządzeń wykonawczych do ustawy o promowaniu wysokosprawnej kogeneracji. Mechanizm wsparcia w postaci certyfikatów funkcjonuje także dla źródeł wytórczych opalanych biomasą. Ten rodzaj produkcji jest dodatkowo wynagradzany poprzez przyznawanie świadectw pochodzenia w postaci tzw. zielonych

certyfiatów, których sprzedaż stanowi dodatkowy przychód, w ramach segmentu uzyskiwany jedynie z bloku biomasowego w Kielcach.

AKTYWA

W ramach segmentu Ciepłownictwo w Grupie Kapitałowej PGE połączone zostały elektrociepłownie wydzielone z aktywów EDF przejętych 14 listopada 2017 roku oraz elektrociepłownie wydzielone z PGE GiEK. W skład segmentu od 2 stycznia 2019 roku wchodzi spółki: PGE EC S.A., Kogeneracja S.A., PGE Toruń S.A. oraz Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

Segment Ciepłownictwo jest największym wytwórcą ciepła w kraju. Produkcja oparta jest głównie na węglu kamiennym i gazie.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo.

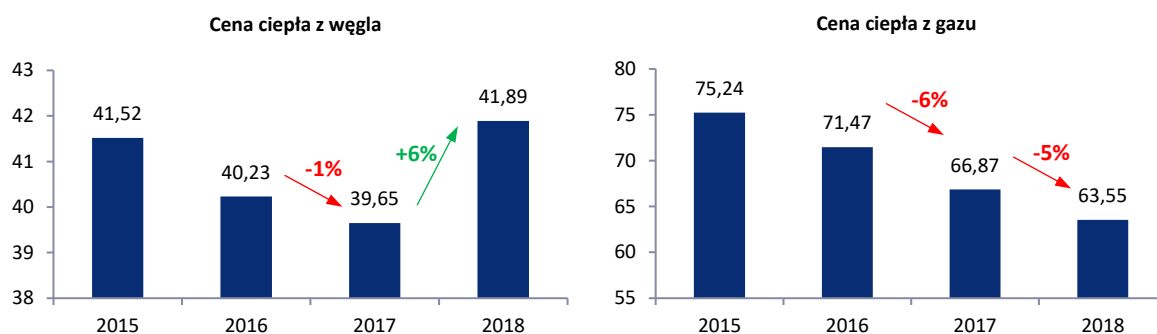


TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

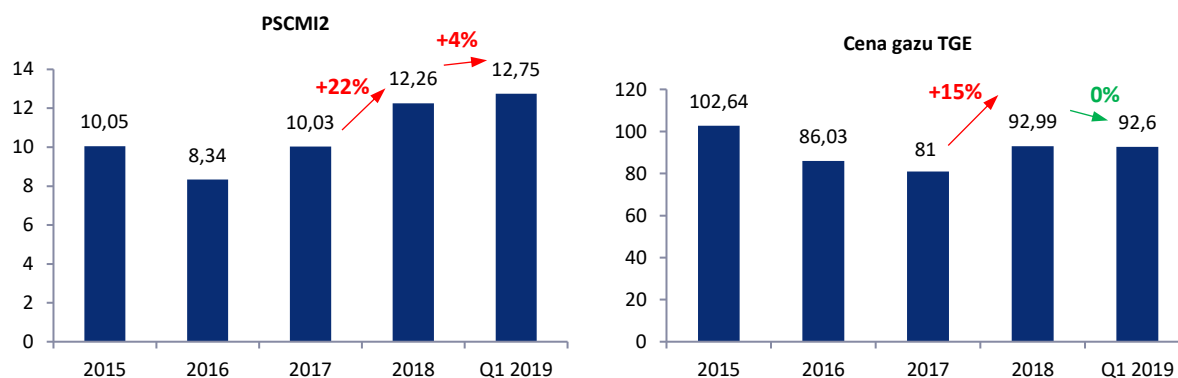
Opis taryfowania w segmencie

Wobec tego, iż przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki niebędące jednostkami kogeneracji za rok poprzedzający moment ustalania taryfy.

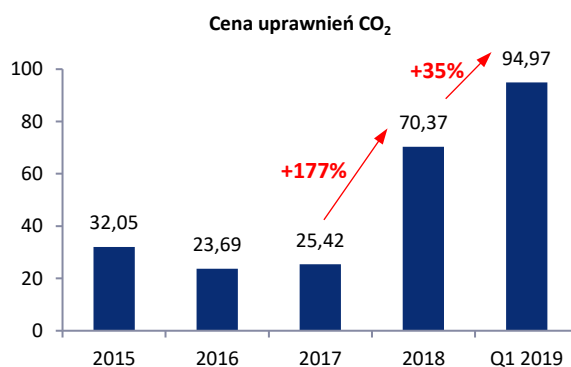
Wykresy: Zmiany referencyjnej ceny ciepła dla węgla kamiennego oraz gazu ziemnego (PLN/GJ).



Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) i gazu (PLN/MWh).



Wykres: Zmiany kosztów uprawnień do emisji CO₂ (PLN/t).



O ile referencyjna cena ciepła wzrosła w 2018 roku o 6% (także jest bazą dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2019 roku), to średnie rynkowe ceny węgla wzrosły o 22%, a uprawnień do emisji CO₂ o 177%. Koszty dla elektrociepłowni, w środowisku rosnących cen, są realnie nawet na wyższym poziomie – w I kwartale 2019 roku ceny węgla kamiennego były wyższe o dalsze 4%, a uprawnień do emisji CO₂ o kolejne 35%. Oprócz opóźnienia czasowego

w przenoszeniu kosztów istotne znaczenie ma fakt, że koszt CO₂ jest przenoszony jedynie częściowo w cenie jednostek referencyjnych. Jest to związane z tym, że jedynie ok. 45% jednostek ciepłowniczych w Polsce należy do systemu ETS (moc powyżej 20 MW), a więc jest zobowiązanych do umarzania uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Cena referencyjna przenosi także jedynie ok. 45% rzeczywistych kosztów zużycia CO₂ w średniej cenie sprzedaży ciepła.

Równocześnie na wyniki segmentu znacząco wpływa pogoda. Temperatury kształtują bowiem bezpośrednio skalę zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie poziom produkcji ciepła determinuje poziom produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, która jest dodatkowym źródłem przychodów, w decydujący sposób wpływając na rentowność elektrociepłowni.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Rysunek: Kluczowe odchylenia wyniku EBITDA w segmencie Ciepłownictwo w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	EBITDA I kw. 2018	Produkcja ciepła* - ilość	Produkcja ciepła* - cena	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Przychody PM	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2019
	581	-83	15	-27	224	-173	-48	-74	-10	-1	405
EBITDA I kw. 2018	581	771		548		178	631	72	127		
EBITDA I kw. 2019		703		745		5	679	146	137		405

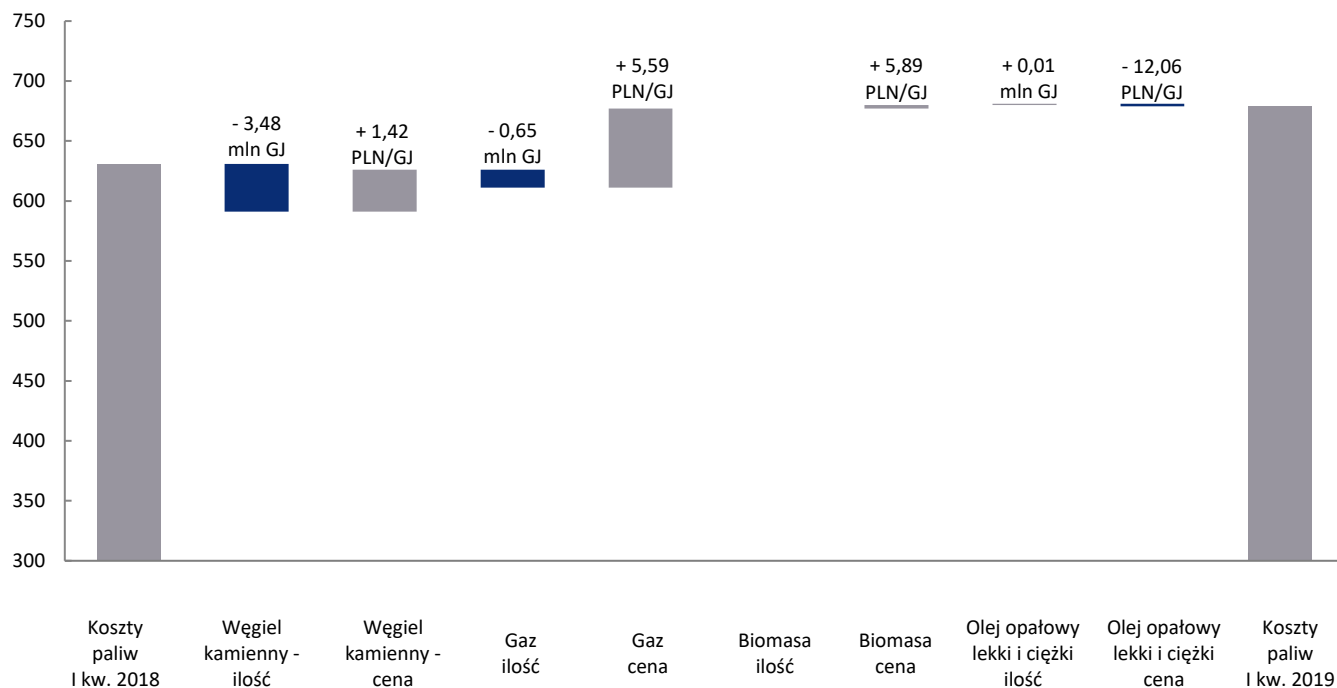
*Zawiera sprzedaż ciepła, mocy zamówionej i dystrybucję ciepła.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Ciepłownictwo r/r były:

- **Niższy wolumen produkcji ciepła** w I kwartale 2019 roku r/r to efekt wysokich temperatur zewnętrznych, w porównaniu z 2018 rokiem średnie temperatury były wyższe o 3,1 °C, co przełożyło się na niższą o 2,3 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** związany jest z opublikowaniem przez URE nowych taryf: wzrost cen o 0,5% na wytwarzaniu dla Kogeneracji S.A. - taryfa z 1 stycznia 2019 oraz nowych taryf na dystrybucję ciepła dla jednostek w Toruniu, Zielonej Górze i Gorzowie gdzie cena wzrosła o ok 1,4% r/r.
- **Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w segmencie o 0,15 TWh ze względu na niższe wykorzystanie kogeneracyjnych jednostek wytwórczych w związku z niższym zapotrzebowaniem na produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Niższe przychody ze sprzedaży PM** jako wynik zakończenia wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w 2019 roku.

- **Wyższe koszty zużycia paliw** spowodowane są wzrostem cen podstawowych paliw: węgla oraz gazu. Wpływ wzrostu cen r/r został pomniejszony poprzez niższą produkcję ciepła i energii elektrycznej.
- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz niższego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂. Powyższy efekt został pomniejszony przez niższą emisję CO₂ będącą rezultatem niższej produkcji energii elektrycznej i ciepła. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie wynik konsolidacji i zmiany struktury nowego segmentu.

Rysunek: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

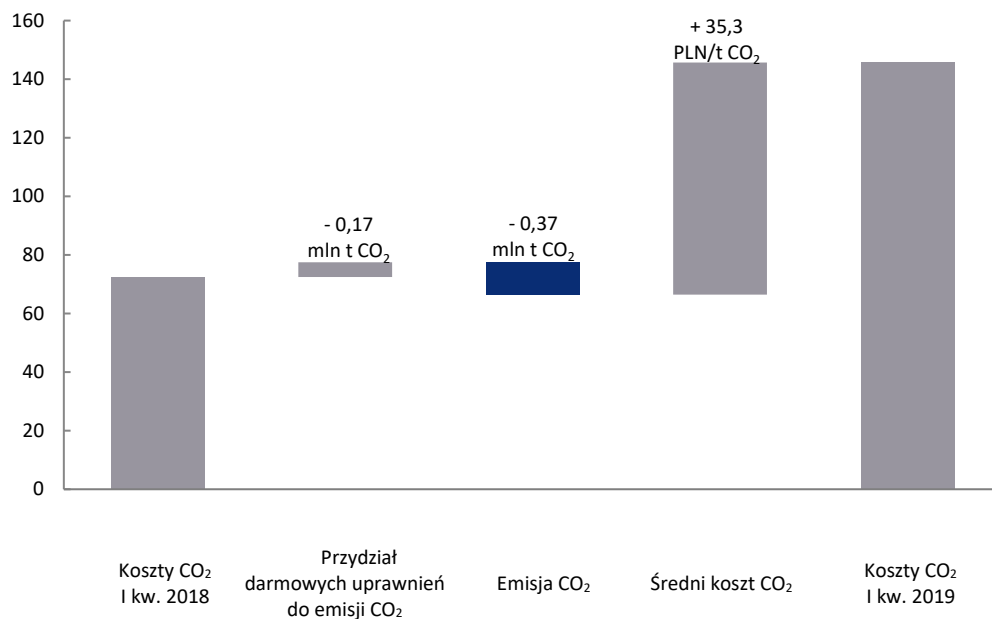


Odchylenie	Węgiel kamienny - ilość	Węgiel kamienny - cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw I kw. 2019
	-40	35	-16	66	0	3	1	-1	
Koszty paliw I kw. 2018	631	324	291		9		7		
Koszty paliw I kw. 2019		319	341		12		7		679

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I kwartał 2019		I kwartał 2018	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 089	319	1 254	324
Gaz (tys. m ³)	380 787	341	397 101	291
Biomasa	52	12	53	9
Olej opałowy lekki i ciężki	3	7	3	7
RAZEM		679		631

Rysunek: Koszty CO₂ w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



Odchylenie	5	-11	79
Koszty CO ₂ I kw. 2018	72		
Koszty CO ₂ I kw. 2019	146		

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo w I kwartale 2019 i 2018 roku.

mln PLN	I kwartał 2019	I kwartał 2018*	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	26	76	-66%
■ Rozwojowe	3	52	-94%
■ Modernizacyjno-odtworzeniowe	23	24	-4%
Pozostałe	1	7	-88%
RAZEM	27	83	-67%

*Prezentowane dane zostały przekształcone na potrzeby zapewnienia porównywalności danych, gdyż w I kwartale 2018 roku segment Ciepłownictwo nie był wyodrębniony.

KLUCZOWE WYDARZENIA W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

Program dostosowania aktywów PGE EC do wymogów konkluzji BAT, w tym kluczowe zdarzenia:

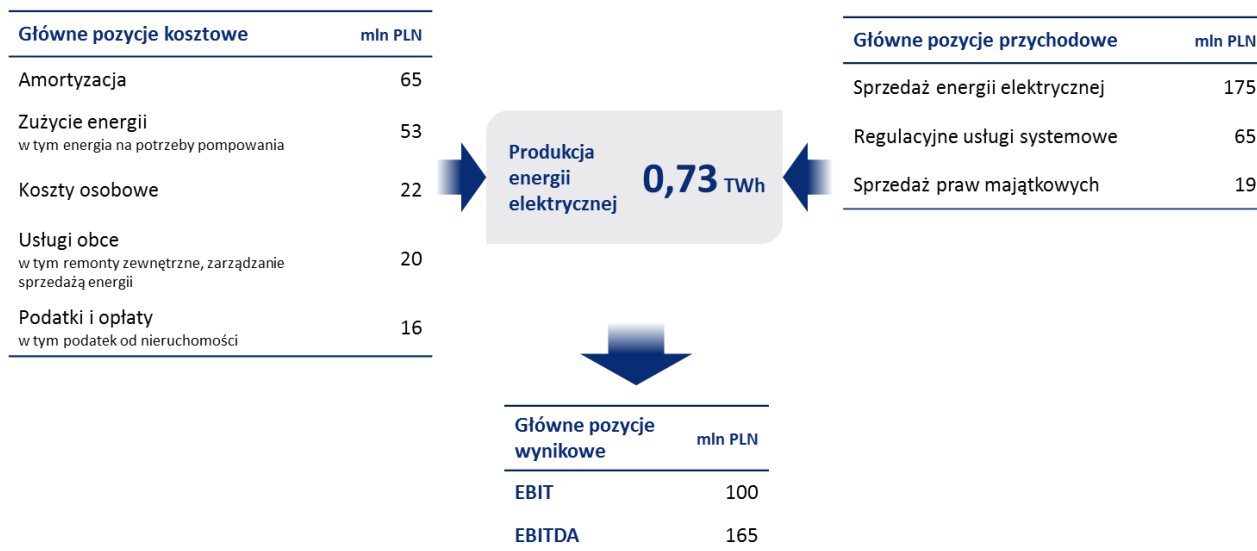
- EC Rzeszów – uzyskano decyzję Marszałka Województwa Podkarpackiego zmieniającą decyzję Pozwolenia zintegrowanego dla kotłów WR25 w zakresie obniżenia mocy kotła WR25 K2 z 35 MW do 29 MW w paliwie.
- Kontynuowano postępowania przetargowe na wybór wykonawców, w zakresie dostosowania obiektów EC do Konkluzji BAT.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA

Opis segmentu i model jego działalności

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

Energetyka Odnawialna



Segment Energetyka Odnawialna generuje przychody głównie ze **sprzedaży energii elektrycznej**, przy czym, w odróżnieniu od produkcji w elektrowniach systemowych segmentu Energetyka Konwencjonalna, przychody te uzależnione są w większym stopniu od zmienności warunków atmosferycznych i ceny na rynku spot ze względu na przyjęty model sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych. Wolumen produkcji energii elektrycznej przekłada się równocześnie na produkcję praw majątkowych (zielonych) i przychody z tyt. sprzedaży świadectw pochodzenia energii uzyskiwane przez aktywa segmentu, z wyłączeniem elektrowni wodnych powyżej 5 MWe.

Stabilna część wynikowa segmentu związana jest ze **świadczeniem usług systemowych** przez elektrownie szczytowo-pompowe, realizowanych w oparciu o umowę z operatorem systemu przesyłowego, czyli spółką PSE S.A.

Po stronie kosztowej najważniejsze pozycje stanowią: amortyzacja aktywów segmentu, zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych oraz usługi obce, głównie w postaci usług remontowych. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowią również podatek od nieruchomości oraz wynagrodzenia pracowników.

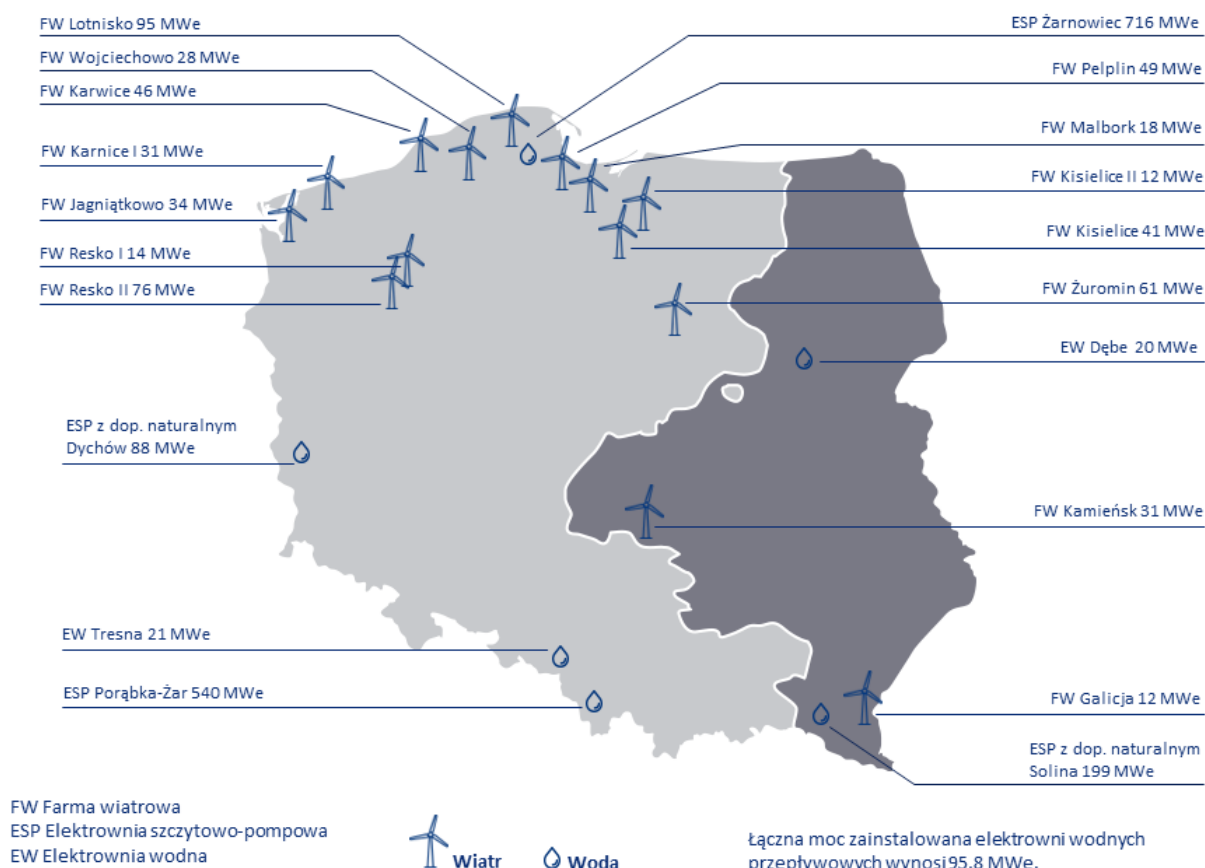
Aktywa

W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Ze względu na charakter działalności w skład segmentu wchodzi PGE Baltica sp. z o.o., która została prezentacyjnie ujęta w segmencie Energetyki Odnawialnej. Spółka ta odpowiada za wszelkie działania związane z energetyką morską.

Na aktywa segmentu składa się:

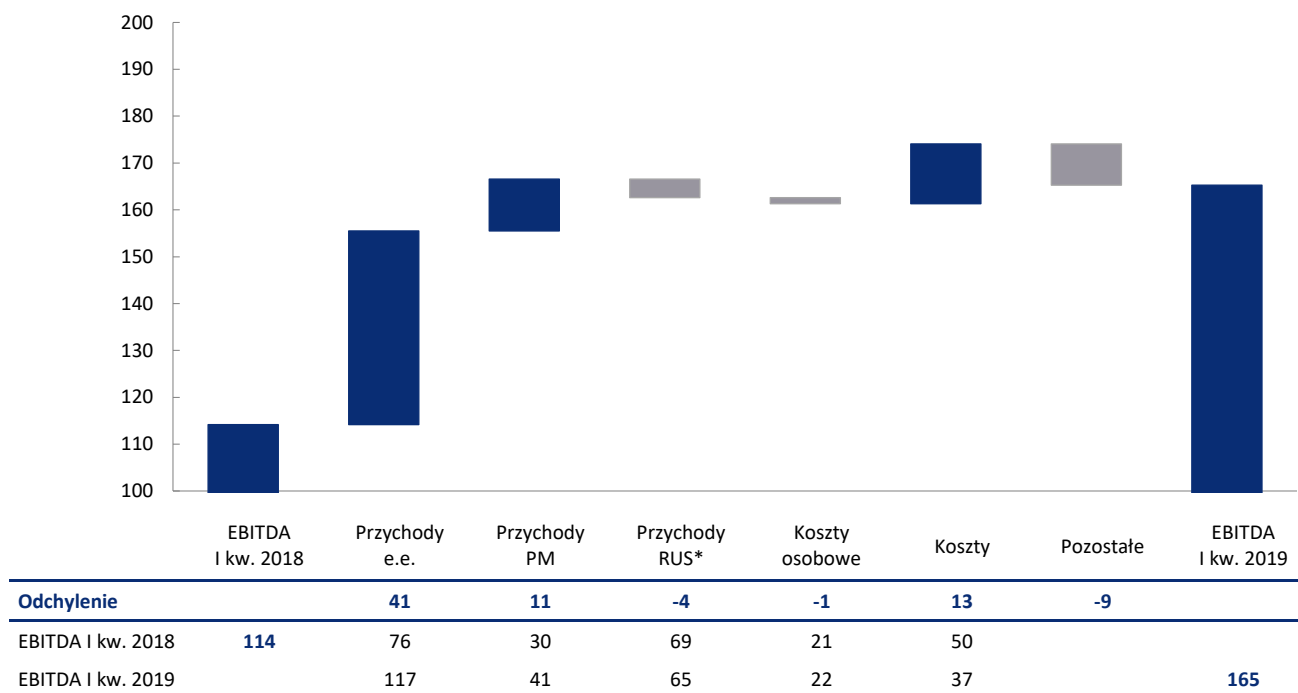
- 14 farm wiatrowych,
- 1 elektrownia fotowoltaiczna,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna r/r były:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikający z: (i) wyższego wolumenu produkcji o 120 GWh, co dało wzrost przychodów o ok. (+) 20 mln PLN; (ii) wyższe ceny sprzedaży energii elektrycznej o (+) 34 PLN/MWh r/r., co dało wzrost przychodów o ok. (+) 19 mln PLN; (iii) z tyt. sprzedaży energii elektrycznej, który jest związany z systemem wsparcia FIT/FIP dla 9 małych elektrowni wodnych w miejsce praw majątkowych i funkcjonuje dla w/w obiektów od stycznia 2019 roku, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 2 mln PLN r/r.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych** wynikający głównie z tytułu wyższego wolumenu sprzedaży PM, co bezpośrednio przełożyło się na wzrost przychodów o (+) 11 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** wynikają głównie z niższego zakresu usług, z uwagi na prowadzone prace remontowe na obiektach.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynikający głównie ze wzrostu zatrudnienia, co jest związane z przechodzeniem na serwis własny dla farm wiatrowych.
- **Spadek kosztów związany jest głównie z korektą podatku od nieruchomości** w zakresie farm wiatrowych wynikającą ze zmian uregulowań prawnych jakie nastąpiły wraz z nowelizacją ustawy z 7 czerwca 2018 roku, która zmieniła definicję budowli poprzez zawężenie zakresu opodatkowania, co spowodowało obniżenie wysokości podatku w kolejnych okresach. Podatek za I kwartał 2018 roku został skorygowany w II kwartale 2018 roku.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I kwartale 2019 i 2018 roku.

mIn PLN	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	10	14	-29%
▪ Rozwojowe	3	9	-67%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	7	5	40%
Pozostałe	1	1	0%
RAZEM	11	15	-27%

KLUCZOWE WYDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

- 4 stycznia 2019 roku została zawarta umowa na zaprojektowanie i budowę linii kablowej 110 kV relacji GPZ Kamień Pomorski - RS Rybice – GPZ Skrobotowo wraz z rozdzielnią siecią RS Rybice oraz rozbudową GPZ Skrobotowo na potrzeby wyprowadzenia mocy z FW Rybice, FW Starza i FW Karnice II o łącznej mocy 88 MW (projekt Klaster).
- W lutym 2019 roku rozpoczęto prace budowlane związane z realizacją budowy FW Rybice, FW Starza i FW Karnice II o łącznej mocy 88 MW w zakresie dróg dojazdowych do wszystkich farm oraz linii WN.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCJA

Opis segmentu i model jego działalności

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



Przychody segmentu oparte są o taryfy **dla usług dystrybucji energii elektrycznej** zatwierdzone co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki i mają charakter regulowany. Taryfa zapewnia przeniesienie w niej kosztów związanych z bieżącą działalnością operatora systemu dystrybucyjnego, które uznane zostały przez Prezesa URE za zasadne. Są to zarówno koszty operacyjne, amortyzacja, jak również koszty związane koniecznością pokrycia strat bilansowych przy dystrybucji energii elektrycznej czy zakupu usług przesyłowych od operatora systemu przesyłowego. Równocześnie taryfa uwzględnia koszty przenoszone w opłacie, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, czy od 2019 roku opłata kogeneracyjna (por. nota 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego).

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu Dystrybucja jest **wynagrodzenie z tyt. zwrotu z zainwestowanego przez spółkę kapitału**. Oparty jest on o tzw. wartość regulacyjną aktywów („WRA”), tworzoną w oparciu o realizowane inwestycje oraz uwzględnienie amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do obliczenia zwrotu kapitału, przy wykorzystaniu średnioważonego kosztu kapitału, który jest publikowany przez Prezesa URE zgodnie z ustaloną formułą i przy uwzględnieniu, jako stopy wolnej od ryzyka, średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu w okresie 18 miesięcy poprzedzających złożony wniosek taryfowy. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów jakościowych wyznaczonych przez Prezesa URE dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw, czas realizacji przyłączenia oraz (jeszcze nie uwzględniany) czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

Ustawa regulująca ceny energii elektrycznej w 2019 roku zamroziła stawki taryfy OSD na poziomie 31 grudnia 2018 roku i obniżyła opłatę przejściową. Nowelizacja ustawy zlikwidowała konieczność stosowania stawek z 2018 roku, lecz pozostawiła obniżoną opłatę przejściową. Stawki taryfy OSD na 2019 rok zatwierdzone zostały przez Prezesa URE 22 marca 2019 roku i stosowane są przez PGE Dystrybucja S.A. od 6 kwietnia 2019 roku.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 123 425 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,4 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów w I kwartale 2019 i 2018 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I kwartał 2019	I kwartał 2018	I kwartał 2019	I kwartał 2018
Grupa taryfowa A	1,34	1,33	109	109
Grupa taryfowa B	3,59	3,47	11 787	11 470
Grupa taryfowa C+R	1,88	1,91	480 703	478 548
Grupa taryfowa G	2,49	2,48	4 923 558	4 871 791
RAZEM	9,30	9,19	5 416 157	5 361 918

*Z doszacowaniem sprzedaży.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I kw. 2018	Wolumen dystrybuowanej e.e.	Zmiana taryfy dystrybucyjnej*	Różnica bilansowa**	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2019
Odchylenie		13	-4	38	-5	-33	-2	
EBITDA I kw. 2018	638	1 116		147	96	274		
EBITDA I kw. 2019		1 125		109	101	307		645

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

** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja r/r były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 101 GWh wynikający między innymi z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o ok. 54 tys.) r/r oraz ze wzrostu aktywności gospodarczej na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., głównie odbiorców z grup B.
- **Nieznaczny spadek średniej stawki** o ok. 0,4 PLN/MWh po pomniejszeniu przychodów o koszty opłat ponoszonych na rzecz PSE S.A. związany jest z tym, że przez cały I kwartał (do 5 kwietnia 2019 roku włącznie) stosowane były stawki taryfowe z 2018 roku.
- **Niższe koszty energii na pokrycie różnicy bilansowej**, głównie w wyniku 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 2019 roku.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w I kwartale 2019 i 2018 roku.

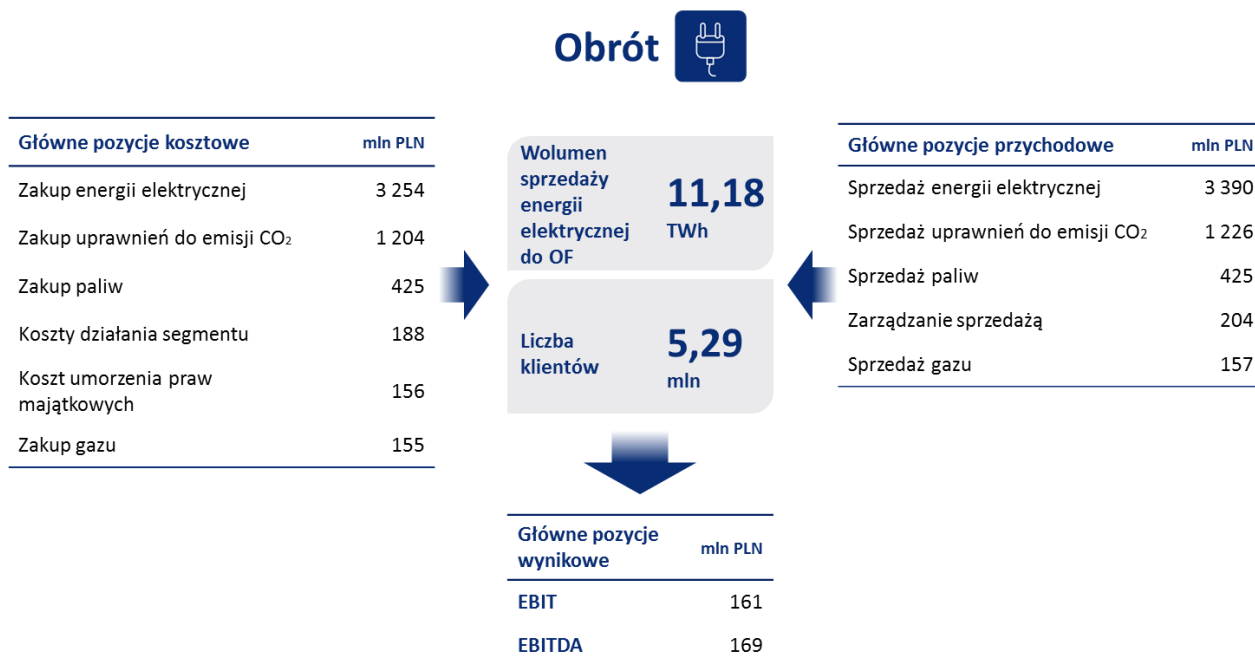
mln PLN	I kwartał 2019	I kwartał 2018	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	141	86	64%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	188	131	44%
Pozostałe	15	9	67%
RAZEM	344	226	52%

W I kwartale 2019 roku największe nakłady w kwocie 130 mln PLN poniesione zostały na przyłączenie nowych odbiorców.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – OBRÓT

Opis segmentu i model jego działalności

Segment Obrót obejmuje działalność prowadzoną w Grupie PGE na rynku hurtowym energii oraz na rynku detalicznym. Działalność prowadzona w ramach rynku hurtowego dotyczy przede wszystkim realizacji transakcji obrotu energią elektryczną w imieniu i na rzecz segmentów Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Energetyka Odnawialna.



W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło **przychodów segmentu to sprzedaż energii elektrycznej** do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca około ¾ sprzedawanego wolumenu oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o. oraz **sprzedaż gazu**.

Sprzedawanej energii elektrycznej odpowiadają **koszty zakupu energii elektrycznej** na rynku hurtowym oraz koszty umorzenia praw majątkowych, w ramach systemu wsparcia dla źródeł odnawialnych i efektywności energetycznej.

Segment Obrót ponosi również koszty związane z działalnością centrum korporacyjnego Grupy.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

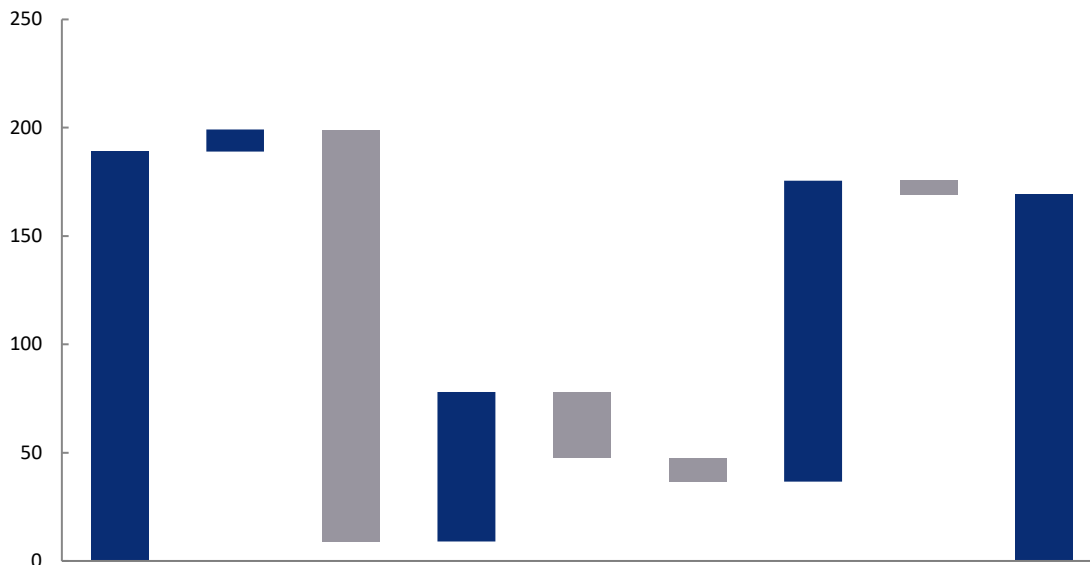
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w I kwartale 2019 i 2018 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I kwartał 2019	I kwartał 2018	I kwartał 2019	I kwartał 2018
Grupa taryfowa A	2,47	2,43	168	151
Grupa taryfowa B	3,91	3,29	12 594	11 097
Grupa taryfowa C+R	2,07	1,81	455 013	428 255
Grupa taryfowa G	2,70	2,47	4 824 881	4 748 208
RAZEM	11,15	10,00	5 292 656	5 187 711

*PGE Obrót S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I kw. 2018	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Wynik na sprzedaży węgla	Koszty osobowe	Saldo rezerw na umowy rodzące zobowiązania	Pozostałe	EBITDA I kw. 2019
Odchylenie		10	-190	69	-30	-11	139	-7	
EBITDA I kw. 2018	189	145		142	23	75	0	46	
EBITDA I kw. 2019			-35	211	-8	86	139	52	169

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Obrót r/r były:

- **Niższy wynik na energii elektrycznej** o 180 mln PLN wynikający głównie z uzyskania niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej w skutek: i) wzrostu cen na rynku hurtowym, w szczególności rynku spot po których częściowo odbywało się bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną wynikające ze sprzedaży do odbiorców finalnych, ii) obniżenia cen dla odbiorców finalnych w związku z ustawą regulującą ceny energii elektrycznej w 2019 roku.
- **Wzrost przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE** wynikający głównie ze zwiększenia przychodów z tyt. umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi (ZHZW) (+70 mln PLN), co jest konsekwencją wyższych cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej objętej zarządzaniem oraz objęciem umową ZHZW nowych aktywów.
- **Niższy wynik na sprzedaży węgla** głównie w wyniku aktualizacji wyceny zapasu wynikającej z niekorzystnego ułożenia krzywej terminowej węgla międzynarodowego, będącej podstawą do kalkulacji wartości zapasów.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń oraz wzrostem etatyzacji, głównie wskutek zmian organizacyjnych wewnątrz GK PGE.
- **Saldo rezerw na umowy rodzące zobowiązania** głównie w związku z ustawą regulującą ceny energii elektrycznej w 2019 roku. Na koniec I kwartału 2019 roku dokonano rekalkulacji rezerwy w spółkach sprzedaży detalicznej w skutek czego rozwiązano rezerwę na kwotę 263 mln PLN i zawiązano rezerwę na kwotę 124 mln PLN.

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

ROZPOCZĘCIE ROZMÓW NA TEMAT POTENCJALNEJ WSPÓŁPRACY W PROJEKCIE BUDOWY BLOKU 1 000 MW W OSTROŁĘCE

W odpowiedzi na zaproszenie od spółek Energa S.A. oraz Enea S.A. 7 stycznia 2019 roku spółki rozpoczęły rozmowy mogące skutkować zaangażowaniem PGE w projekt budowy bloku 1 000 MW w Ostrołęce, który realizowany jest obecnie przez spółki Energa S.A. i Enea S.A.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

- [Rozpoczęcie rozmów na temat potencjalnej współpracy w projekcie budowy bloku 1 000 MW w Ostrołęce>>](#)

PODPISANIE ANEKSU DO UMOWY NA ZAPROJEKTOWANIE I BUDOWĘ BLOKU ENERGETYCZNEGO W ELEKTROWNI TURÓW

29 marca 2019 roku spółka PGE GiEK S.A. podpisała aneks do umowy na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” bloku energetycznego w Elektrowni Turów realizowanej przez konsorcjum firm Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, Budimex S.A. oraz Tecnicas Reunidas S.A. W wyniku potrzeb dostosowań technologicznych i zwiększonego zakresu prac, wartość umowy została podwyższona o kwotę 108,5 mln PLN netto do kwoty 3 647 mln PLN netto, a termin zakończenia robót został wydłużony o 6 miesięcy, tj. do 30 października 2020 roku.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

- [Podpisanie aneksu do umowy na zaprojektowanie i budowę bloku energetycznego w Elektrowni Turów>>](#)

PRYZNANIE DODATKOWYCH UPRAWNIEŃ DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA DLA INSTALACJI GRUPY PGE

Na podstawie ogłoszenia Ministra Środowiska z 16 kwietnia 2019 roku Spółka powzięła informację o liczbie uprawnień do emisji CO₂ przyznanym instalacjom wytwarzającym energię elektryczną należących do Grupy PGE w 2019 roku.

W wyniku rozliczenia nakładów inwestycyjnych dokonanych w Grupie PGE, aktywa wytwórcze nabyte od grupy EDF w 2017 roku otrzymały w kwietniu 2019 roku dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO₂ za lata 2013-2017 w wysokości około 11 mln ton uprawnień.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

- [Przyznanie dodatkowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla dla instalacji PGE>>](#)

ODSTĄPIENIE OD PROCESU NABYCIA WSZYSTKICH UDZIAŁÓW W PGE EJ1

17 kwietnia 2019 roku PGE podjęła decyzję o odstąpieniu od procesu nabycia udziałów będących w posiadaniu pozostałych wspólników, który został zainicjowany w IV kwartale 2018 roku. Tym samym PGE pozostanie posiadaczem 70% udziałów w spółce PGE EJ1 sp. z o.o. („PGE EJ1”).

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

- [Wstępne zainteresowanie nabyciem wszystkich udziałów w spółce PGE EJ1>>](#)
- [Odstąpienie od procesu nabycia wszystkich udziałów w PGE EJ1>>](#)

EMISJA OBLIGACJI O ŁĄCZNEJ WARTOŚCI 1,4 MLD PLN

Obligacje o łącznej wartości 1,4 mld PLN zostały wyemitowane w dwóch seriach: 1 mld PLN z 10-letnim terminem zapadalności (seria PGE003210529) i 400 mln PLN z 7-letnim terminem zapadalności (seria PGE002210526). 21 maja 2019 roku nastąpiło rozliczenie obu serii emisji, a 23 maja 2019 roku agencja Fitch Ratings przyznała ostateczny rating krajowy emisji na poziomie AA (pol). Informacje dotyczące emisji obligacji oraz jej warunków zostały zamieszczone w raportach bieżących:

- [Potencjalna emisja obligacji na rynku polskim>>](#)
- [Przyznanie przez Fitch Ratings oczekiwanego ratingu krajowego niezabezpieczonego zadłużenia dla planowanej emisji obligacji krajowych>>](#)
- [Warunki krajowej emisji obligacji PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.>>](#)

NABYCIE 51,47 PROC. AKCJI SPÓŁKI 4MOBILITY PRZEZ PGE NOWA ENERGIA

24 kwietnia 2019 roku PGE Nowa Energia sp. z o.o. („Nowa Energia”) zawarła umowę nabycia 51,47% akcji spółki 4Mobility. 4Mobility to trzecia firma na polskim rynku usług carsharingowych pod względem liczby pojazdów udostępnianych klientom. Swoje usługi oferuje w Warszawie i w Poznaniu. Informacje dotyczące nabycia akcji spółki 4Mobility zostały omówione w pkt. 4.1 niniejszego sprawozdania oraz w notce 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

Skład osobowy Zarządu

Na 31 marca 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonował w następującym składzie:

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

Skład osobowy Rady Nadzorczej

Na 31 marca 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz 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
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

Na 31 marca 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następujących składach:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Janina Goss	Członek			Członek
Tomasz Hapunowicz		Członek Przewodniczący	Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Członek Przewodniczący	Członek		
Mieczysław Sawaryn			Członek	Członek Przewodniczący
Jerzy Sawicki		Członek	Członek	Członek
Artur Składanek	Członek		Członek Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

Partnerstwo biznesowe

PGE EJ1 jest spółką Grupy Kapitałowej PGE, odpowiadającą za bezpośrednie przygotowanie procesu inwestycyjnego, przeprowadzenie badań środowiskowych i lokalizacyjnych, uzyskanie wszelkich niezbędnych decyzji warunkujących budowę pierwszej polskiej elektrowni jądrowej oraz realizację inwestycji. W przyszłości PGE EJ1 ma pełnić rolę operatora elektrowni jądrowej. Spółka PGE EJ1 powstała w 2010 roku. W 2014 roku podpisana została umowa wspólników, na mocy której Enea S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A. („Wspólnicy”) odkupiły od PGE po 10% (łącznie 30%) udziałów w spółce PGE EJ1. Umowa wspólników zobowiązuje strony do wspólnego, proporcjonalnie do posiadanych udziałów, sfinansowania działań związanych z realizacją inwestycji.

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

Obecnie PGE EJ1 prowadzi badania lokalizacyjne i środowiskowe w dwóch wariantach lokalizacyjnych w województwie pomorskim – „Lubiatowo-Kopalino” w gminie Choczewo i „Żarnowiec” w gminach Gniewino i Krokowa. Badania koncentrują się na działaniach niezbędnych do sporządzenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko oraz raportu lokalizacyjnego.

Wybór właściwej lokalizacji to jeden z kluczowych aspektów zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego oraz efektywnej i niezawodnej pracy elektrowni jądrowej. Wyniki prowadzonych prac są niezbędne do opracowania rozwiązań zapewniających bezpieczne funkcjonowanie elektrowni oraz ograniczenie do minimum jej oddziaływania na środowisko naturalne i codzienne życie okolicznych mieszkańców.

Akceptacja społeczna

Jednocześnie Grupa PGE, dbając o akceptację społeczną dla projektu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, prowadzi działania, których głównym celem jest utrzymanie wysokiego poziomu poparcia społecznego w planowanych lokalizacjach elektrowni jądrowej oraz dostarczenie wiedzy na temat energetyki jądrowej. W I kwartale 2019 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.

Perspektywy realizacji projektu i możliwości finansowania

Decyzje o realizacji Programu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej będą podejmowane w kontekście decyzji Ministerstwa Energii dotyczących roli energetyki jądrowej w miksie energetycznym Polski, trybu pozyskania technologii dla elektrowni jądrowej, modelu finansowania inwestycji oraz kształtu zaktualizowanego Programu Polskiej Energetyki Jądrowej.

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 EJ1 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.

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 20.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 20.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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 20.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Roszczenia dotyczące umów sprzedaży praw majątkowych zawartych z Energa-Obrót S.A.

Informacje dotyczące roszczeń w zakresie umów sprzedaży praw majątkowych zawartych z Energa-Obrót S.A. zostały omówione w nocie 20.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A.

Informacje dotyczące wypowiedzenia umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A. zostały omówione w nocie 20.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

INFORMACJE O UDZIELENIU PRZEZ SPÓŁKĘ LUB PRZEZ JEDNOSTKĘ OD NIEJ ZALEŻNĄ PORĘCZEŃ KREDYTU LUB POŻYCZKI LUB UDZIELENIU GWARANCJI

W ramach Grupy na 31 marca 2019 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

INFORMACJA DOTYCZĄCA EMISJI, WYKUPU I SPŁATY NIEUDZIAŁOWYCH I KAPITAŁOWYCH PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w pkt. 4.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

TRANSAKcje Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 22 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4. Pozostałe elementy Sprawozdania

4.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2019 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała działalność	ElectroMobility Poland S.A. („ElectroMobility”) - objęcie przez PGE S.A. podwyższonej wartości posiadanych akcji w kapitale zakładowym ElectroMobility	4 października 2018 roku 7 stycznia 2019 roku podwyższenie kapitału zakładowego ElectroMobility zostało zarejestrowane w KRS	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, tj. o kwotę 10 000 000 PLN. W wyniku podwyższenia kapitału udział PGE S.A. w kapitale zakładowym ElectroMobility nie uległ zmianie (udział ten wynosi 25%).
Ciepłownictwo	Pracownicze Towarzystwo Emerytalne „Nowy Świat” S.A. z siedzibą w Warszawie („PTE Nowy Świat”) - nabycie akcji przez PGE Energia Ciepła S.A. (w wyniku warunkowej umowy sprzedaży akcji)	18 lutego 2019 roku Brak informacji o udzieleniu zezwolenia przez KNF	18 lutego 2019 roku pomiędzy PGE EC jako kupującym oraz PGE S.A. jako sprzedawcą zawarta została umowa sprzedaży 1 sztuki akcji imiennej PTE Nowy Świat, o łącznej wartości nominalnej 10 PLN, stanowiącej 0,002% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności akcji na PGE EC nastąpi pod warunkiem m.in. wydania przez Komisję Nadzoru Finansowego zezwolenia na nabycie tej akcji. Nabycie akcji spowoduje, że PGE EC stanie się akcjonariuszem PTE Nowy Świat i jednocześnie PGE S.A. utraci status akcjonariusza tej spółki.
Pozostała działalność	Energy Innovation SpeedUp Management spółka z ograniczoną odpowiedzialnością ASI S.K.A. z siedzibą w Poznaniu („Energy Innovation”) - objęcie przez PGE Ventures sp. z o.o. („PGE Ventures”) akcji w podwyższonym kapitale zakładowym Energy Innovation	26 lutego 2019 roku 29 kwietnia 2019 roku podwyższenie kapitału zakładowego Energy Innovation zostało zarejestrowane w KRS	18 lutego 2019 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Energy Innovation podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 162 000 PLN do kwoty 212 000 PLN, poprzez emisję nowych akcji imiennych. W dniu 26 lutego 2019 roku PGE Ventures zawarła umowę objęcia łącznie 75 330 nowych akcji w podwyższonym kapitale zakładowym Energy Innovation o łącznej wartości nominalnej 75 330 PLN w zamian za wkład pieniężny. Objęte akcje wraz z pozostałymi akcjami posiadanymi przez PGE Ventures, tj. łącznie 98 580 akcji, stanowią 46,5% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym spółki, co oznacza, że udział ten nie uległ zmianie.
Pozostała działalność	4Mobility S.A. z siedzibą w Warszawie („4Mobility”) - objęcie przez PGE Nowa Energia sp. z o.o. akcji w podwyższonym kapitale zakładowym 4Mobility	24 kwietnia 2019 roku 8 maja 2019 roku podwyższenie kapitału zakładowego 4Mobility zostało zarejestrowane w KRS	24 kwietnia 2019 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie 4Mobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 187 500 PLN do kwoty 364 316 PLN, poprzez emisję nowych akcji na okaziciela. 24 kwietnia 2019 roku PGE Nowa Energia zawarła umowę objęcia wszystkich nowych akcji na okaziciela, tj. łącznie 1 875 000 akcji w podwyższonym kapitale zakładowym 4Mobility o łącznej wartości nominalnej 187 500 PLN w zamian za wkład pieniężny. Objęte akcje stanowią 51,47% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym spółki.

PODWYŻSZENIE KAPITAŁÓW ZAKŁADOWYCH SPÓŁEK ZALEŻNYCH

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	13 lutego 2019 roku	28 listopada 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 15 800 000 PLN do kwoty 83 900 000 PLN, tj. o kwotę 68 100 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica sp. z o.o. (poprzednia nazwa: PGE Inwest 5 sp. z o.o.)	22 stycznia 2019 roku	3 grudnia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwały w sprawie zmiany Aktu Założycielskiego, w tym firmy na: PGE Baltica sp. z o.o. oraz podwyższenia kapitału zakładowego spółki, z kwoty 50 000 PLN do kwoty 9 250 000 PLN, tj. o kwotę 9 200 000 PLN. Podwyższenie zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Pozostała działalność	PGE Nowa Energia sp. z o.o.	20 maja 2019 roku	17 kwietnia 2019 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 15 220 000 PLN do kwoty 30 220 000 PLN, tj. o kwotę 15 000 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Konwencjonalna	PGE GiEK S.A. - spółka dzielona PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca	18 października 2018 roku 2 stycznia 2019 roku podział spółek został zarejestrowany w KRS	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) Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz, (2) Oddział Elektrociepłownia Gorzów, (3) Oddział Elektrociepłownia Zgierz, (4) Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków, (5) Oddział Elektrociepłownia Kielce i (6) Oddział 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 odbyło 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.

4.2. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

4.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

Zgodnie z posiadaną wiedzą, na podstawie pisma z Ministerstwa Skarbu Państwa z 27 kwietnia 2016 roku, Skarb Państwa posiada 1 072 984 098 akcji zwykłych Spółki, reprezentujących 57,39% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1 072 984 098 głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki, stanowiących 57,39% ogólnej liczby głosów.

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

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1 072 984 098	1 072 984 098	57,39%
Pozostali	796 776 731	796 776 731	42,61%
Razem	1 869 760 829	1 869 760 829	100,00%

Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego raportu oraz na dzień publikacji skonsolidowanego raportu za 2018 rok nie posiadały akcji PGE S.A.

5. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

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

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

6. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 28 maja 2019 roku.

Warszawa, 28 maja 2019 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej 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 pojęć branżowych

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
ESCO	Energy Saving Company
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	Corporate Venture Capital; w modelu CVC spółki portfelowe, poza wsparciem finansowym, otrzymują możliwość weryfikacji swojego pomysłu w korporacji
FIT/FIP	Feed-in-Tariff (FIT) i Feed-in-Premium (FIP): system dopłat do ceny rynkowej energii elektrycznej dokonywany przez Zarządcę Rozliczeń
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 utraty 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	Harmonised Index of Consumer Prices - 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
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin

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 ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
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)	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.
Opłata kogeneracyjna	element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
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	petadżul, 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 miałw 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
PV	fotowoltaiczny
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.
Rynek SPOT	rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi

podlega w tym przypadku kapitał.

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
Technologie ICT	pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej
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)
Wskaźnik dyspozycyjności	(czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu

Wskaźnik wykorzystana mocy zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
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