

***Sprawozdanie Zarządu z działalności  
Grupy Kapitałowej  
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.  
za okres 6 miesięcy***

***zakończony 30 czerwca 2018 roku***

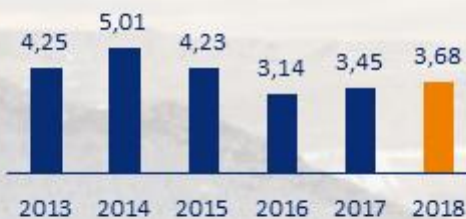
## Spis treści

1. Działalność Grupy Kapitałowej	5
1.1. Opis Organizacji	6
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja	8
2.1. Strategia Grupy Kapitałowej PGE	8
2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych	9
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	16
3.1. Otoczenie makroekonomiczne	16
3.2. Otoczenie regulacyjne	18
3.3. Rynki zaopatrzenia	28
4. Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE	30
4.1. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE	30
4.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE	34
4.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności	37
5. Ryzyka i szanse	49
5.1. Zarządzanie ryzykiem	49
5.2. Czynniki ryzyka i działania mitygujące	50
5.3. Ryzyka strategiczne	53
6. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	54
6.1. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej	54
6.2. Kwestie prawne	55
6.3. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	55
6.4. Informacje o udzieleniu przez Spółkę lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	56
6.5. Informacja dotycząca emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych	57
6.6. Działania związane z energetyką jądrową	57
6.7. Wezwanie na zakup 100% akcji spółki Polenergia S.A.	58
6.8. Transakcje z podmiotami powiązanymi	59
6.9. Publikacja prognoz finansowych	59
6.10. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	60
7. Oświadczenia Zarządu	61
8. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	61
Słowniczek	62





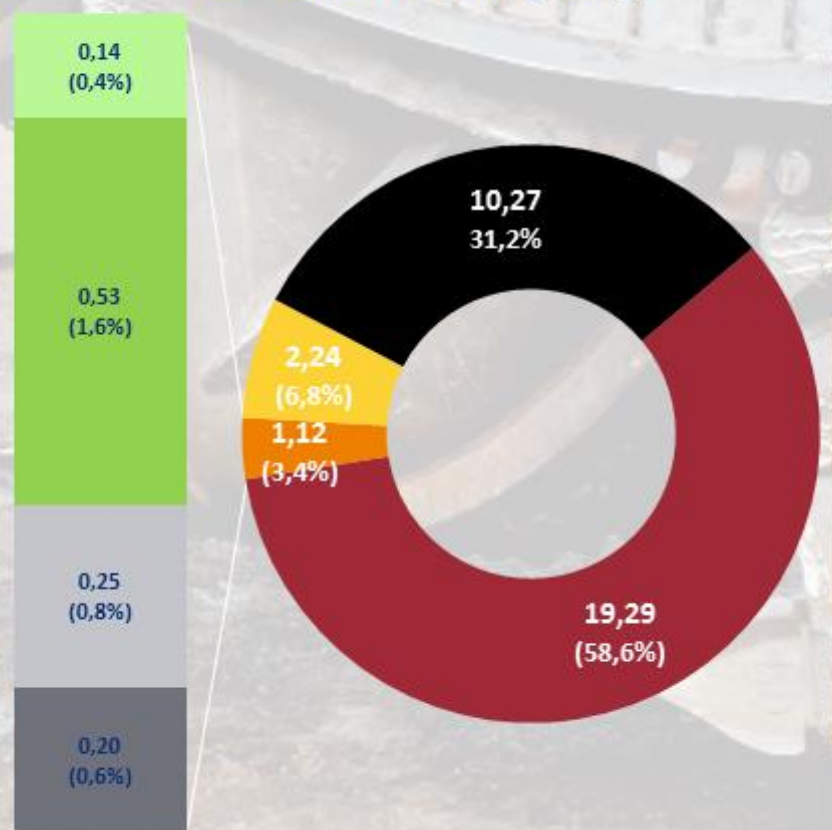
**EBITDA**  
[MLD PLN] I PÓŁROCZE



**PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO**  
[TWh] I PÓŁROCZE



**STRUKTURA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ [TWh]**



Węgiel brunatny

Węgiel kamienny

Gaz

Szczytowo-pompowe

Woda

Wiatr

Biomasa

Inne



	<b>ENERGETYKA KONWENCJONALNA</b>	<b>ENERGETYKA ODNAWIALNA</b>	<b>OBRÓT</b>	<b>DYSTRYBUCJA</b>
<b>Działalność</b>	Wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych, przesyłanie i dystrybucja ciepła oraz działalność pomocnicza w powyższym zakresie	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych	Obrót hurtowy i detaliczny energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym oraz produktami powiązаныmi, paliwami i uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub>	Świadczenie usług dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć
<b>Kluczowe aktywa segmentu</b>	5 elektrowni konwencjonalnych 16 elektrociepłowni 2 kopalnie węgla brunatnego	14 farm wiatrowych 1 elektrownia fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	-	288 802 km linii dystrybucyjnych
<b>Wolumeny energii</b>	Produkcja energii elektrycznej netto 31,94 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,98 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 19,65 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 17,99 TWh
<b>Pozycja rynkowa</b>	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (81%*), krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkowym udziałem ok. 9%* (razem z biomasą)	Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju
<b>Przychody [mln PLN]</b>	8 281	402	6 918	2 920
<b>EBITDA [mln PLN]</b>	1 839	222	302	1 270
<b>Udział w EBITDA Grupy</b>	50%	6%	8%	35%
<b>CAPEX [mln PLN]</b>	1 580	48	5	596
<b>Aktywa [mln PLN]</b>	44 084	3 235	4 551	17 986

\* Wg danych na koniec 2017 roku

## 1. Działalność Grupy Kapitałowej

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

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

Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest obecnie zorganizowana w pięciu segmentach:

- Energetyka Konwencjonalna

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

- Energetyka Odnawialna

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

- Obrót

Przedmiotem działalności segmentu jest obrót energią elektryczną na terenie całego kraju, hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, świadczenie usług na rzecz spółek z Grupy PGE związanych z zarządzaniem handlowym zdolnościami wytwórczymi Grupy Kapitałowej i wytworzoną energią elektryczną oraz obrót pozwoleniami do emisji CO<sub>2</sub>, prawami majątkowymi i paliwami.

- Dystrybucja

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

- Pozostała Działalność

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

## 1.1. Opis Organizacji

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

### Podwyższenie kapitałów zakładowych spółek zależnych

Podmiot	Data rejestracji w KRS	(1) (2) (3)	Kapitał przed Zwiększenie Kapitał po	Komentarz
<b>Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A.</b> (poprzednia nazwa: PGE Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych S.A.)	3 kwietnia 2018 roku	(1) (2) (3)	6 250 000 PLN 18 000 000 PLN 24 250 000 PLN	28 listopada 2017 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki. Podwyższenie zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% akcji w kapitale zakładowym.
<b>PGE Inwest 5 sp. z o.o., PGE Inwest 8 sp. z o.o., PGE Inwest 9 sp. z o.o., PGE Inwest 10 sp. z o.o., PGE Inwest 11 sp. z o.o., PGE Inwest 12 sp. z o.o. i PGE Inwest 14 sp. z o.o.</b>	PGE Inwest 5 sp. z o.o. - 5 czerwca 2018 roku, PGE Inwest 8 sp. z o.o. - 22 maja 2018 roku, PGE Inwest 9 sp. z o.o. - 9 czerwca 2018 roku, PGE Inwest 10 sp. z o.o. - 28 maja 2018 roku, PGE Inwest 11 sp. z o.o. - 21 czerwca 2018 roku, PGE Inwest 12 sp. z o.o. - 21 maja 2018 roku, PGE Inwest 14 sp. z o.o. - 13 czerwca 2018 roku	(1) (2) (3)	20 000 PLN 30 000 PLN 50 000 PLN	5 kwietnia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek podjęły uchwały w sprawie podwyższenia kapitałów zakładowych spółek każdorazowo o kwotę 30 000 PLN. Podwyższenia zostały objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładami pieniężnymi. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek.
<b>PGE Inwest 17 sp. z o.o., PGE Inwest 18 sp. z o.o. i PGE Inwest 19 sp. z o.o.</b>	PGE Inwest 17 sp. z o.o. - 30 maja 2018 roku, PGE Inwest 18 sp. z o.o. - 30 maja 2018 roku, PGE Inwest 19 sp. z o.o. - 29 czerwca 2018 roku	(1) (2) (3)	10 000 PLN 30 000 PLN 40 000 PLN	5 kwietnia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek podjęły uchwały w sprawie podwyższenia kapitałów zakładowych spółek każdorazowo o kwotę 30 000 PLN. Podwyższenia zostały objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładami pieniężnymi. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek.

### Nabycie lub zbycie akcji/udziałów przez spółki

Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Liczba nabytych akcji/ udziałów	Komentarz
<b>ElectroMobility Poland S.A.</b> („ElectroMobility”) - objęcie przez PGE S.A. podwyższonej wartości posiadanych akcji w kapitale zakładowym ElectroMobility	3 stycznia 2018 roku 23 kwietnia 2018 roku	2 500 akcji	3 stycznia 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 20 000 000 PLN do kwoty 30 000 000 PLN, poprzez podwyższenie wartości nominalnej dotychczasowych akcji. PGE S.A. objęła w zamian za wkład pieniężny podwyższoną wartość nominalną 2 500 akcji, których łączna wartość nominalna zwiększyła się z kwoty 2 500 000 PLN do kwoty 7 500 000 PLN. W wyniku podwyższenia kapitału udział PGE S.A. w kapitale zakładowym ElectroMobility nie uległ zmianie (udział ten wynosi 25%).

Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Liczba nabytych akcji/ udziałów	Komentarz
<b>Polska Grupa Górnicza S.A. („PGG”)</b> - objęcie przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. („PGE GIEK”) akcji w podwyższonym kapitale zakładowym PGG	31 stycznia 2018 roku  6 kwietnia 2018 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGG zostało zarejestrowane w KRS	300 000 akcji	31 stycznia 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGG podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 300 000 000 PLN do kwoty 3 916 718 200 PLN, poprzez emisję nowych akcji imiennych. PGE GIEK objęła 300 000 akcji o wartości nominalnej 30 000 000 PLN, stanowiących 0,8% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym PGG. Aktualnie PGE GIEK posiada łącznie 6 000 000 akcji o wartości nominalnej 600 000 000 PLN stanowiących 15,32% udziału w kapitale zakładowym PGG.
<b>PGE Energia Ciepła S.A. („PGE EC”)</b> - nabycie akcji przez PGE S.A. (procedura przymusowego odkupu i wykupu)	7 marca 2018 i 7 maja 2018 roku (przymusowy odkup)  18 maja 2018 roku (przymusowy wykup)	342 728 akcji	7 marca 2018 roku i 7 maja 2018 roku PGE S.A. nabyła odpowiednio 3 285 i 2 970 akcji PGE EC, w procedurze przymusowego odkupu, zgodnie z art. 418 <sup>1</sup> Kodeksu spółek handlowych. 18 maja 2018 roku PGE S.A. nabyła 336 473 akcje PGE EC, w procedurze przymusowego wykupu, zgodnie z art. 418 Kodeksu spółek handlowych. W wyniku powyższych transakcji PGE S.A. posiada obecnie akcje stanowiące 100% udziału w kapitale zakładowym PGE EC.
<b>Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A. („Kogeneracja S.A.”)</b> - nabycie akcji przez PGE EC (w wyniku „wezwania”)	14 marca 2018 roku	1 202 172 akcje	PGE EC nabyła 1 202 172 akcje spółki Kogeneracja S.A. (nabycie nastąpiło w wyniku wezwania w związku z przekroczeniem 33% ogólnej liczby głosów, zgodnie z art. 73 ustawy z 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych). Aktualnie PGE EC posiada bezpośrednio 3 845 041 akcji spółki o wartości nominalnej 19 225 205 PLN, stanowiących 25,81% udziału w kapitale zakładowym Kogeneracja S.A. Ponadto PGE EC, za pośrednictwem jednoosobowej spółki zależnej pod nazwą Investment III B.V., posiada pośrednio 4 807 132 akcji o wartości nominalnej 24 035 660 PLN, stanowiących 32,26% udziału w kapitale zakładowym Kogeneracja S.A.

## Łączenie spółek

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

## Dotłaty do udziałów spółek

Podmiot	Data transakcji	Komentarz
<b>PGE KLAFTER sp. z o.o.</b>	29-30 marca 2018 roku	29 marca 2018 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE KLAFTER sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedynego wspólnika spółki, tj. spółkę PGE Energia Odnawialna S.A. z siedzibą w Warszawie, do wniesienia dopłat do udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 2 000 000 PLN, tj. w wysokości po 2 000 PLN do każdego przysługującego PGE Energia Odnawialna S.A. udziału spółki PGE KLAFTER sp. z o.o., w terminie do 30 marca 2018 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą, dopłaty do udziałów zostały wniesione 30 marca 2018 roku.



## 2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE i jej realizacja

### 2.1. Strategia Grupy Kapitałowej PGE

Strategia Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie do 2020 roku została zatwierdzona przez Radę Nadzorczą PGE S.A. 6 września 2016 roku. Strategia dąży do dostosowania działań Grupy do zmieniającego się otoczenia, adresuje ryzyka i szanse związane m.in. ze zmiennością cen paliw, kierunkami polityki klimatycznej, ewolucją modelu rynku oraz rozwojem nowych technologii.

#### Misja, wizja i cele nadrzędne

Misją Grupy PGE jest zapewnianie bezpieczeństwa i rozwoju poprzez niezawodność dostaw, doskonałość techniczną, nowoczesne usługi i partnerskie relacje. Budowanie wartości dla akcjonariuszy i kluczowa rola w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju to z kolei nadrzędne cele, które Grupa PGE stale realizuje.

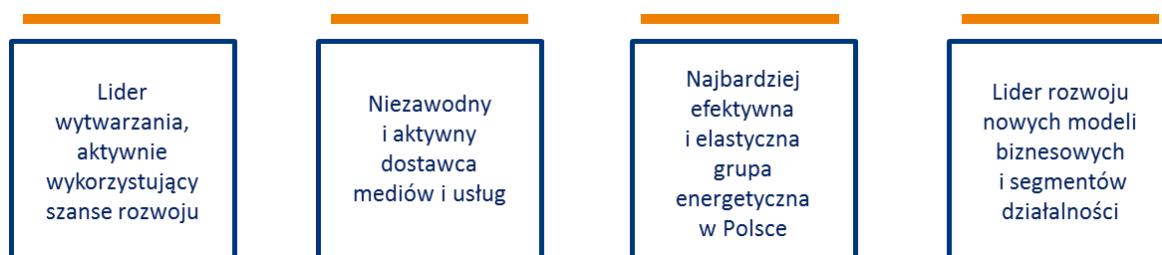
Rysunek: Redefinicja misji GK PGE.



#### Nowa misja GK PGE

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

Wizja Grupy PGE określa naszą docelową pozycję w czterech obszarach:





## 2.2. Realizacja kluczowych projektów w ramach celów strategicznych

	2016 – 2018	2018 +
<div style="border: 2px solid blue; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">                     Lider wytwarzania, aktywnie wykorzystujący szanse rozwoju                 </div>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Kontynuacja realizacji flagowych inwestycji w Opolu i Turowie.</li> <li>■ Uruchomienie fazy przygotowania do realizacji 2 nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra w oparciu o paliwo gazowe.</li> <li>■ Zamknięcie transakcji zakupu aktywów EDF Polska: umocnienie pozycji lidera na rynku elektroenergetycznym i objęcie pozycji największego dostawcy ciepła systemowego.</li> <li>■ Przyjęcie Strategii Ciepłownictwa Grupy PGE.</li> <li>■ Zatwierdzenie „Planu Podziału PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.”, w celu włączenia sześciu oddziałów PGE GiEK do PGE EC.</li> <li>■ Optymalizacja portfela wytwórczego pod kątem uczestnictwa w rynku mocy.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Budowa 1 000 MWe nowych mocy kogeneracyjnych.</li> <li>■ Utworzenie wyspecjalizowanej linii biznesowej integrującej działalność w obszarze ciepłowniczym – PGE Energia Ciepła S.A.</li> <li>■ Wzrost udziału paliw niskoemisyjnych w segmencie ciepłowniczym do 50%.</li> <li>■ Uruchomienie morskiej farmy wiatrowej o mocy 1 045 MWe, z potencjałem rozbudowy projektu o dodatkowe 1 500 MWe.</li> <li>■ Zwiększenie zaangażowania w segment źródeł rozproszonych.</li> <li>■ Optymalne dostosowanie elektrowni i elektrociepłowni do nowych norm emisji przemysłowych BAT.</li> <li>■ Modernizacja lokalnych systemów ciepłowniczych oraz budowa nowych źródeł kogeneracyjnych w ramach walki z problemem niskiej emisji.</li> </ul>
<div style="border: 2px solid blue; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">                     Niezawodny i aktywny dostawca mediów i usług                 </div>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Uproszczenie i skrócenie procesu przyłączenia do 7 miesięcy.</li> <li>■ Uruchomienie Telefonicznego Centrum Zgłoszeniowego („TCZ”), które obsługuje cały obszar PGE Dystrybucja w zakresie telefonu alarmowego 991.</li> <li>■ Uruchomienie innowacyjnego systemu wykrywania i izolowania zwarcí występujących na napowietrznych liniach SN.</li> <li>■ Wdrożenie inteligentnego systemu pomiarowego w Oddziale Białystok i Oddziale Łódź.</li> <li>■ Dostosowanie sieci dystrybucyjnej do obsługi nowych źródeł – 8 251 przyłączonych mikroinstalacji tylko w 2017 roku.</li> <li>■ Budowa i modernizacja linii energetycznych WN oraz stacji transformatorowych wysokiego i średniego napięcia.</li> <li>■ Bardzo wysoki poziom wskaźników satysfakcji klienta i oceny wiarygodności.</li> <li>■ Utrzymanie niskiego wskaźnika migracji klientów w segmencie masowym.</li> <li>■ Poszerzona oferta produktowa w sprzedaży detalicznej.</li> <li>■ Uruchomienie platformy handlowej PGE e-Sklep.</li> <li>■ Uruchomienie nowych kanałów sprzedaży i obsługi klienta (mobilne elektroniczne Biuro Obsługi Klienta, chatbot).</li> <li>■ Sprzedaż energii elektrycznej na terenie Warszawy pod marką LUMI.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Zwiększenie do 2/3 udziału zarządzanych sieci ciepłowniczych w lokalizacjach PGE Energia Ciepła S.A.</li> <li>■ Zwiększanie potencjału Grupy w oparciu o fuzje i przejęcia w zakresie ciepła sieciowego.</li> <li>■ Dalszy wzrost niezawodności dostaw oraz obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI do 2020 roku względem roku 2015 o 56%.</li> <li>■ Opracowanie zintegrowanego i zautomatyzowanego systemu zarządzania infrastrukturą sieci dystrybucyjnej nN współpracującą z rozproszonymi źródłami energii oraz zasobnikami zainstalowanymi w instalacjach prosumenckich.</li> <li>■ Budowa systemu automatycznej rekonfiguracji sieci nN dla poprawy jakości świadczonych usług dystrybucyjnej w stanach normalnych i awaryjnych pracy sieci.</li> <li>■ Wypracowanie autonomicznych mechanizmów redukcji skutków awarii w sieciach SN.</li> </ul>

	2016 – 2018	2018 +
<p>Najbardziej efektywna i elastyczna grupa energetyczna w Polsce</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spadek kosztów kontrolowalnych GK PGE.</li> <li>Standaryzacja i optymalizacja funkcji wsparcia na poziomie całej Grupy PGE.</li> <li>Rozpoczęcie wdrażania systemu zintegrowanego zarządzania majątkiem produkcyjnym.</li> <li>Realizacja projektów wynikających ze strategii zarządzania kapitałem ludzkim.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redukcja kosztów kontrolowalnych w wysokości 500 mln PLN w stosunku do 2016 roku.</li> <li>W segmencie ciepłowniczym redukcja wydatków remontowych o 10% (do 2023 roku w stosunku do 2017 roku).</li> <li>Dodatkowy roczny wynik EBITDA wynikający z realizacji Strategii Ciepłownictwa oszacowany na ok. 1 mld PLN do 2030 roku.</li> <li>Utrzymanie konkurencyjności wydobycia węgla brunatnego.</li> <li>Zwiększenie efektywności zagospodarowania ubocznych produktów spalania.</li> </ul>
<p>Lider rozwoju nowych modeli biznesowych i segmentów działalności</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Uruchomienie specjalistycznego funduszu corporate venture capital przez spółkę PGE Ventures sp. z o.o. („PGE Ventures”) w celu prowadzenia kapitałowych inwestycji w perspektywiczne start-upy.</li> <li>Powstanie spółki PGE Nowa Energia sp. z o.o. („PGE Nowa Energia”), która zajmuje się inkubacją i akceleracją projektów na najwcześniejszym etapie rozwoju.</li> <li>Zawarcie porozumienia o ustanowieniu dwóch Kłastrów Energii.</li> <li>Uruchomienie publicznych, szybkich stacji ładowania samochodów elektrycznych, w kilku polskich miastach, w ramach pilotażu związanego z tworzeniem infrastruktury systemu elektromobilności oraz jej zarządzaniem.</li> <li>Budowa laboratorium fotowoltaicznego i uruchomienie punktu doświadczalnego.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Przeznaczenie do 2020 roku 400 mln PLN na badania, rozwój i innowacje, z czego połowa to środki z zewnątrz.</li> <li>Rozwój działalności w zakresie efektywności energetycznej.</li> <li>Rozwój i komercjalizacja nowych technologii, celem wprowadzenia na rynek nowoczesnej i kompleksowej oferty dla klientów, obejmującej m.in. fotowoltaikę, elektromobilność, inteligentne rozwiązania dla domów (projekt Smart Energy), gaz ziemny i zarządzanie popytem.</li> <li>Sprzedaż usług ładowania wraz z możliwością krótkoterminowego wynajmu aut elektrycznych przez klientów (e-carsharing).</li> </ul>

---

## Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2018 roku

---

Inwestycje  
rozwojowe

### **Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole**

- **cel projektu:** budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy
- budżet: ok. 11 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 8,6 mld PLN
- paliwo: węgiel kamienny
- sprawność netto: 45,5%
- wykonawca: konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa przy współpracy GE, jako zarządzającego realizacją projektu w imieniu konsorcjum
- przekazanie gotowych bloków do eksploatacji wg obowiązującej umowy z Generalnym Wykonawcą: blok 5 – 31 lipca 2018 roku, blok 6 – 31 marca 2019 roku, przy czym deklarowane przez Generalnego Wykonawcę zmienione terminy przekazania do eksploatacji to 31 maja 2019 roku dla bloku nr 5 oraz 30 września 2019 roku dla bloku nr 6.
- status: w zakresie bloku nr 5 prowadzone są prace uruchomieniowe tzw. rozruch zimny oraz przygotowawcze do chemicznego czyszczenia kotła; prowadzone są prace montażowe w zakresie bloku nr 6 oraz układów wspólnych; realizowane są dostawy węgla na potrzeby rozruchu obu bloków; ogólne zaawansowanie prac w projekcie na koniec czerwca 2018 roku wynosiło ok. 92%.

---

### **Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów**

- **cel projektu:** budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW
- budżet: ok. 4 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: ok. 1,8 mld PLN
- paliwo: węgiel brunatny
- sprawność netto: 43,1%
- wykonawca: konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas
- przekazanie bloku do eksploatacji: I półrocze 2020 roku
- status: w zakresie głównych urządzeń bloku kontynuowany jest montaż części ciśnieniowej kotła oraz elementów turbozespołu, prowadzone są prace montażowe układów pomocniczych, w tym m.in. układu odsiarczania spalin i układu nawęglania oraz prace budowlane na dwóch budynkach elektrycznych: głównym (z nastawnią blokową) i elektrofiltra. W II kwartale 2018 roku zakończono budowę płaszczu chłodni kominowej. W ramach zadań towarzyszących trwa budowa estakady nawęglania i estakady technologicznej.

---

### **Budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów**

- **cel projektu:** budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii o mocy ok. 8 MWe w kondensacji (4,6 MWe + 16,5 MWt w kogeneracji)
  - budżet: ok. 293 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
  - dotychczas poniesione nakłady: ok. 218 mln PLN
  - paliwo: odpady komunalne
  - sprawność kotła: 86%
  - wykonawca: konsorcjum firm: TM.E. S.p.A. Termomeccanica Ecologia i Astaldi S.p.A.
  - zgodnie z obowiązującą umową inwestycja powinna zostać przekazana do eksploatacji w czerwcu 2018 roku. Generalny Wykonawca poprosił o wydłużenie czasu na realizację inwestycji. Strony rozpoczęły rozmowy w celu określenia nowego, jak najszybszego, terminu ukończenia inwestycji. Spodziewane jest kilkutygodniowe opóźnienie.
  - status: rozpoczęto rozruch gorący instalacji, w kotle zostały spalane pierwsze odpady; prowadzone są prace wykończeniowe w budynkach oraz prace związane z zagospodarowaniem terenu.
-



Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe

#### **Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów**

- **cel projektu:** dostosowanie do przyszłych wymagań konkluzji BAT w zakresie dopuszczalnych emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu oraz zwiększenie dyspozycyjności, sprawności i podwyższenie nominalnej mocy elektrycznej każdego turbozespołu o ok. 15 MWe
- status: blok nr 2 został zsynchronizowany z siecią KSE 16 czerwca 2018 roku. Obecnie trwa ruch regulacyjny bloku. Przekazanie bloku nr 2 do eksploatacji zaplanowane zostało na październik 2018 roku. Kontynuowane są m.in. prace demontażowe w zakresie obmurza komory paleniskowej kotła nr 1, modernizacja turbozespołu, montaż układów elektrycznych oraz AKPiA na bloku nr 1.
- budżet: 0,8 mld PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel brunatny
- termin zakończenia: 2020 rok

#### **Zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych dla bloków 1-12 oraz budowa instalacji transportu popiołu oraz wytwarzania i transportu suspensji z bloku 14 w Elektrowni Bełchatów**

- **cel projektu:** zapewnienie możliwości zagospodarowania odpadów paleniskowych powstałych podczas eksploatacji bloków 1-12 Elektrowni Bełchatów do wyczerpania zapasów węgla. W trakcie realizacji projektu zidentyfikowana została potrzeba objęcia bloku 14 nową technologią transportu i składowania odpadów paleniskowych.
- status: trwają prace związane z wypełnieniem i zabezpieczeniem składowiska „Zwałowisko” i „Lubień” oraz prace w zakresie budowy instalacji dla bloku nr 14. Trwa rozruch na poszczególnych układach związanych z wytwarzaniem i pompowaniem suspensji ze zbiorników nr 1 i 2 oraz prace rozruchowe układu transportu popiołu i stacji wysyłkowej. Przekazanie instalacji do eksploatacji planowane jest na koniec sierpnia 2018 roku.
- budżet dla bloków 1-12: 450 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- budżet dla bloku 14: 90 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- termin zakończenia: 2018 rok

#### **Modernizacja Elektrowni Pomorzany**

- **cel projektu:** obniżenie emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> z kotłów typu Benson OP-206 do poziomu pozwalającego na spełnienie wymagań przyszłych konkluzji BAT, jak również zapewnienie pracy elektrowni do ok. 2040 roku
- status: instalacja SCR bloku A została przekazana do eksploatacji, na ukończeniu jest montaż reaktora SCR bloku B.  
W zakresie instalacji odsiarczania spalin (IOS): realizowany jest montaż konstrukcji stalowej budynku IOS oraz reaktorów kotłów A i B. Na ukończeniu jest wykonanie estakad pod rurociągi. Równolegle kontynuowane są prace w zakresie realizacji stacji dystrybucji popiołu.
- budżet projektu: 213 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: w zakresie deNO<sub>x</sub> – 2018 rok (blok A/B), w zakresie IOS – 2019 rok

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

- **cel projektu:** obniżenie emisji NO<sub>x</sub> oraz SO<sub>2</sub> z kotłów nr 3 i 4 do poziomu pozwalającego na ich dalszą eksploatację
- status: w zakresie instalacji IOS: prowadzone są prace montażowe oraz dostawy elementów instalacji. Wykonany został montaż reaktora oraz konstrukcji filtra workowego. W trakcie realizacji jest montaż konstrukcji wsporczych i dostawy elementów instalacji gospodarki sorbentem.  
W zakresie deNO<sub>x</sub>: zakończone zostały prace budowlane w zakresie wykonania fundamentów wentylatorów spalin, wykonano budynek techniczny – stan surowy, zrealizowano montaż konstrukcji wsporczej reaktorów SCR kotłów nr 3 i 4. Trwa montaż wentylatorów spalin i instalacji gospodarki reagentem.
- budżet: deNO<sub>x</sub> - 48 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania); dla projektu rozbudowy IOS wynosi 45 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- paliwo: węgiel kamienny
- termin zakończenia: 2018 rok

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

- **cel projektu:** budowa instalacji odazotowania spalin w celu dostosowania do wymogów Dyrektywy IED
- budżet: 259 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: 216 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- wykonawcy: SCR – Konsorcjum Strabag sp. z o.o. i Strabag Energy Technologies GmbH, SNCR – Energotechnika-Energorozruch S.A., PM – Energotechnika-Energorozruch S.A.
- termin zakończenia: grudzień 2018 roku
- status: realizacja na poziomie ok. 90%. Do wykonania pozostała instalacja SNCR na kotle nr 5 oraz optymalizacja i pomiary gwarancyjne na kotle nr 3 i 5.

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

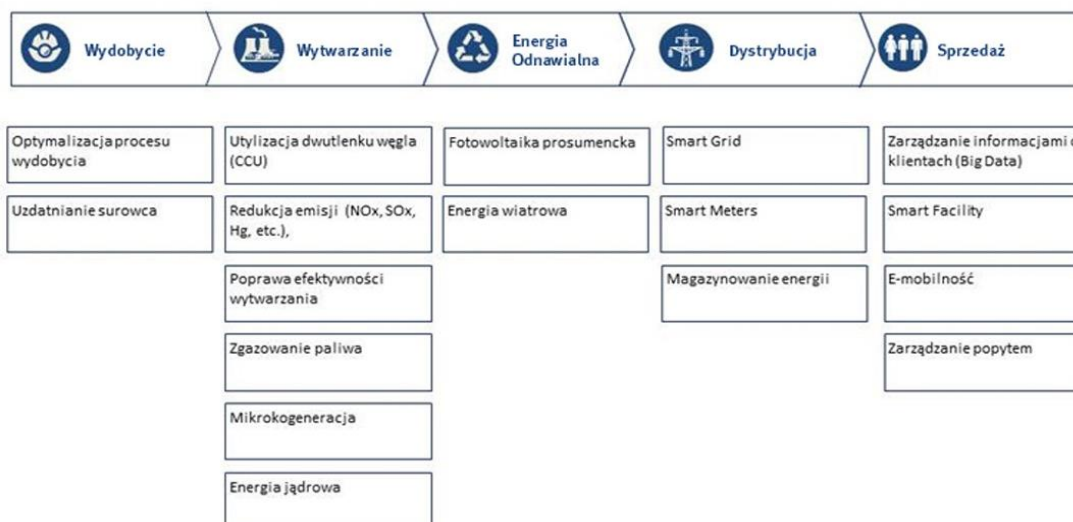
- **cel projektu:** budowa instalacji odazotowania spalin w celu dostosowania do wymogów Dyrektywy IED
- budżet: 545 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- dotychczas poniesione nakłady: 488 mln PLN (netto, bez kosztów finansowania)
- wykonawcy: General Electric; Fortum-ZRE; Fortum Mehldau; SBB Energy; Fortum-Instal
- termin zakończenia: grudzień 2018 roku
- status: realizacja na poziomie ok. 92%. Do ukończenia i optymalizacji pracy pozostały instalacje SNCR w Gdańsku, Krakowie i Gdyni.

Projekt

ograniczenia strat sieciowych

- **cel projektu:** zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej
- podejmowane działania (projekt wieloletni):
  - wymiana transformatorów WN/SN, SN/nN na transformatory o niższych stratach, dopasowanie mocy transformatorów do poboru mocy;
  - przebudowa i modernizacja sieci: budowa nowych stacji WN/SN i SN/nN, zwiększenie przekrojów przewodów linii WN, SN i nN, skracanie ciągów linii SN i nN;
  - utrzymywanie optymalnego układu pracy sieci, eliminacja niekorzystnych tranzytów energii w sieci WN, optymalizacja rozcięć w sieci SN;
  - zmniejszenie asymetrii obciążenia w sieciach nN.
- **efekty realizacji projektu:** obniżenie wskaźnika różnicy bilansowej w 2017 roku do poziomu 5,37% (w 2016 roku wskaźnik wyniósł 5,77%); wielkość wolumenu różnicy bilansowej w 2017 roku była o 5% niższa niż w 2016 roku przy jednoczesnym wzroście wolumenu dostaw energii do odbiorców w tym czasie o 3%. Wskaźnik różnicy bilansowej w okresie od lipca 2017 roku do czerwca 2018 roku wyniósł 5,21%.
- **działania podjęte w I półroczu 2018 roku:** w marcu 2018 roku dokonano aktualizacji założeń projektu na lata 2018-2022; aktualizacja uwzględnia kontynuowanie działań obniżających wielkość różnicy bilansowej w PGE Dystrybucja S.A., na bieżąco realizowane są działania założone w projekcie.

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



W związku z przyjętą w III kwartale 2016 roku aktualizacją strategii biznesowej Grupy Kapitałowej PGE w perspektywie do 2020 roku trwają prace nad aktualizacją Strategii Rozwoju i Innowacji w kierunku zwiększenia nacisku na wyzwania o największym wpływie na działalność Grupy, w których działalność badawczo-rozwojowa i innowacyjna jest niezbędna do osiągnięcia wyznaczonych celów biznesowych. Szczególna uwaga będzie poświęcona zarówno dynamicznie rozwijającym się segmentom, takim jak elektromobilność czy magazynowanie energii, jak również sposobom pozyskiwania i rozwijania konkretnych przedsięwzięć oraz nowym modelom zarządzania i wdrażania innowacji, takim jak akceleracja i inwestowanie w modelu funduszy kapitałowych w małe firmy rozwijające technologie i produkty. Opcją strategiczną dla PGE będzie wypracowywanie i rozwój konkretnych technologii, co stanowi dużą zmianę jakościową w stosunku do wcześniejszego modelu operatora technologii innych firm i dostawców. Do współpracy z małymi firmami (start-upy) w formule akceleracji i prowadzenia projektów komercjalizacyjnych (wdrożenie innowacyjnych rozwiązań) powołana została spółka celowa pod nazwą PGE Nowa Energia. Spółka, poprzez współpracę z interesariuszami rynku start-upowego (małe firmy, akceleratory, inni inwestorzy, agendy rządowe itd.) jest centrum kompetencji, pozwalającym GK PGE na efektywne identyfikowanie i rozwijanie technologii i produktów wchodzących w skład i związanych z łańcuchem wartości elektroenergetyki. Ponadto PGE Nowa Energia jest spółką wyznaczoną do budowy infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych oraz rozwoju działalności operacyjnej Grupy w obszarze elektromobilności.

Dla umożliwienia kontynuacji rozwoju firm oraz pozyskiwania nowych rozwiązań z rynku (na późniejszym niż akceleracja etapie dojrzałości) uruchomiona została spółka PGE Ventures, pełniąca rolę korporacyjnego funduszu inwestycyjnego GK PGE. Spółka ma inwestować środki własne PGE oraz pozyskane z narzędzi wsparcia – budżetu publicznego dostępnego za pośrednictwem Polskiego Funduszu Rozwoju („PFR”) i Narodowego Centrum Badań i Rozwoju („NCBiR”).

### Innowacyjność

GK PGE koncentruje się na inicjowaniu i realizacji projektów B+R w ramach SOBIR+NB. W I półroczu 2018 roku kontynuowano realizację kilkudziesięciu projektów w ramach tych obszarów.

---

#### Kluczowe projekty realizowane w I półroczu 2018 roku

Zaangażowanie w struktury kapitałowe wspierające rozwój nowych technologii i rozwiązań oraz małych firm

- **cel projektu:** wdrożenie nowego modelu rozwijania i implementacji nowych rozwiązań, pozwalającego na zarządzanie przedsięwzięciami podwyższonego ryzyka z jednoczesnym skróceniem czasu dostarczania nowych rozwiązań na rynek (do działalności własnej lub sprzedaży innym podmiotom)
- **główne działania:**
  - zakończono I edycję programu scoutingowego PGE Ventures, którego efektem było podpisanie pierwszych dwóch umów inwestycyjnych przez PGE Ventures w styczniu 2018 roku
  - sfinalizowano kolejne 3 inwestycje, które były efektem przeprowadzonego przez PGE Ventures programu scoutingowego podczas którego przeanalizowano ponad 120 spółek z branży energetycznej
  - rozpoczęto działania akceleracyjne prowadzone przez spółkę PGE Nowa Energia oraz uzgodniono zasady współpracy pomiędzy spółkami (PGE Nowa Energia i PGE Ventures) umożliwiające optymalizację i zachowanie ciągłości na kolejnych etapach rozwoju małych firm, rozpoczęto rekrutację projektów do akceleracji
  - finalizowano działania nad utworzeniem zewnętrznego funduszu inwestycyjnego pod nazwą Energy Research Capital („ERC”) w ramach programu NCBiR: BRIDGE Alfa 2017. PGE Ventures będzie pełnić rolę inwestora i posiadać wpływ na kształt strategii inwestycyjnej funduszu. Fundusz ERC będzie inwestował w innowacyjne rozwiązania dla energetyki, technologie z obszaru Internetu rzeczy („IoT”) oraz technologie przetwarzania danych i komunikacji („ICT”). Fundusz ERC planuje zainwestować w ok. 20 starannie wyselekcjonowanych spółek charakteryzujących się wysoką innowacyjnością.

Elektromobilność

- **cel projektu:** propagowanie i rozwój w Polsce transportu elektrycznego oraz uzyskanie przez GK PGE doświadczenia i niezbędnych kompetencji do pełnienia roli operatora infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych oraz dostawcy usługi ładowania samochodów elektrycznych
- **główne działania:**
  - dotyczą transportu indywidualnego – samochody osobowe wykorzystywane do celów zawodowych i prywatnych
  - PGE kontynuuje uruchomiony w grudniu 2016 roku projekt, w ramach którego realizowany jest pilotaż budowy infrastruktury systemu elektromobilności w Łodzi, gdzie uruchomiono pierwszą szybką stację ładowania, a uruchomienie kolejnych planowane jest w II połowie 2018 roku. Prowadzone są rozmowy w zakresie współpracy w innych lokalizacjach.



Recykling

- **cel projektu:** wypracowanie i wdrożenie nowej technologii recyklingu akumulatorów litowych, w szczególności stosowanych w systemowych magazynach energii oraz do zasilania pojazdów elektrycznych w celu pozyskania strategicznych materiałów ze zużytych akumulatorów litowych: kobaltu, niklu oraz miedzi. Projekt bezpośrednio wspiera założenia Ministerstwa Rozwoju dotyczące transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym, jak również wymogi polskiej legislacji określające konieczność zbierania i utylizacji zużytych akumulatorów. Projekt posiada potencjał biznesowy ze względu na przewidywany wzrost światowego rynku akumulatorów litowych, związany z tym wzrost ilości odpadów bateryjnych oraz zwiększone zapotrzebowanie rynków na produkty odzyskiwane ze zużytych akumulatorów.
  - **główne działania:** PGE S.A. zawiązała konsorcjum z RDLS sp. z o.o. („RDLS”), spółką spin-off z Uniwersytetu Warszawskiego, działającą w obszarze badań środowiskowych i biotechnologii, w celu stworzenia pilotażowej instalacji recyklingu akumulatorów litowych oraz wdrożenia opracowanej technologii na terenie Polski. Projekt został rekomendowany przez NCBiR do dofinansowania ze środków publicznych Programu Badawczego Sektora Elektroenergetycznego („PBSE”). Konsorcjum, którego liderem jest spółka RDLS, otrzymało zgodę na dofinansowanie projektu ze środków NCBiR. W grudniu 2017 roku Zarząd PGE S.A. wyraził zgodę na przejście do fazy realizacji projektu oraz podpisanie umowy o dofinansowanie projektu z NCBiR przez RDLS. Realizacja projektu rozpoczęła się 29 grudnia 2017 roku. W tym dniu lider konsorcjum zawarł umowę o dofinansowanie projektu.
-

### 3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

#### 3.1. Otoczenie makroekonomiczne

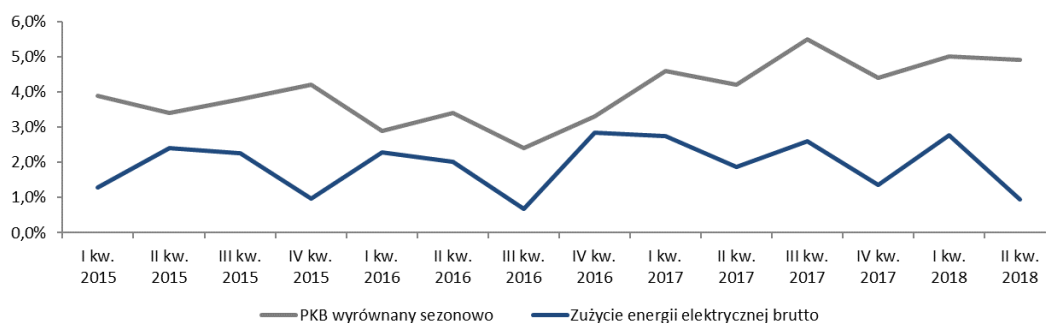
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób wpływa na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy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

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

W I półroczu 2018 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o 1,9% w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego. Wzrost był niższy niż w I półroczu 2017 roku, kiedy to zużycie energii wzrosło o 2,3% w stosunku do analogicznego okresu 2016 roku.

Tendencje gospodarcze w I półroczu 2018 roku pozostały ogólnie pozytywne. Dane Credit Agricole wskazują, że w samym II kwartale 2018 roku PKB odnotował wzrost o 4,9% w stosunku do porównywalnego okresu roku poprzedniego. Wzrost był wyższy niż w II kwartale 2017 roku, kiedy wyniósł 4,2% r/r.

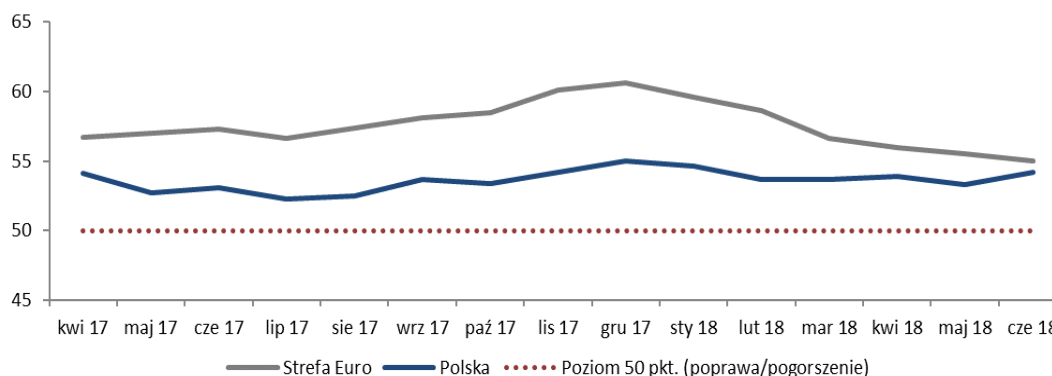
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A., PKB II kwartał 2018 – szacunek Credit Agricole

Wzrostowi gospodarcemu i rosnącemu zużyciu energii elektrycznej towarzyszyła optymistyczna sytuacja polskiego przemysłu, odpowiedzialnego za ok. 45% zużycia energii elektrycznej w kraju. Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w I połowie 2017 roku średnio 53,7 pkt., a w I połowie 2018 roku średnio 53,9 pkt. Oznacza to pozycję ponad poziomem 50 punktów, powyżej której ankietowani menedżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora. Pozytywny wynik to efekt przede wszystkim rosnącej produkcji, zatrudnienia i konsumpcji. Wyniki polskiego sektora przemysłowego powinny być wzmacniane przez strefę euro, której wskaźnik PMI w I półroczu 2017 roku osiągnął średnio 56,3 pkt., a w analogicznym okresie 2018 roku średnio 56,9 pkt.

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



Źródło: Markit Economics

Korzystne zjawiska w polskim przemyśle potwierdzone są również przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W I półroczu 2018 roku zanotowano wzrost na poziomie 6,2% r/r wobec 5,7% w I półroczu 2017 roku. Zmiana była spowodowana wzrostem dynamiki przetwórstwa przemysłowego (6,4% r/r w I półroczu 2018 roku wobec 6,2% w I półroczu 2017 roku). Wzrosła jednocześnie wartość produkcji w całym sektorze energetycznym o 8,4% r/r w I półroczu 2018 roku wobec 5,3% w analogicznym okresie 2017 roku. Wartość produkcji przemysłowej zależy od ilości wyprodukowanych dóbr i poziomu cen. Wskaźnik cen producenta („PPI”) w I półroczu 2018 roku wyniósł 1,4% r/r. Wskaźnik CPI w II kwartale 2018 roku wyniósł 1,7% r/r.

Tabela: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

<b>Kluczowe wskaźniki</b> (zmiana % r/r)	<b>I półrocze</b> <b>2018</b>	<b>I półrocze</b> <b>2017</b>
Produkt Krajowy Brutto <sup>1</sup>	4,9	4,2
Wskaźnik cen konsumenta (CPI) <sup>2</sup>	1,7	1,8
Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu (PPI) <sup>3</sup>	1,4	3,6
Dynamika produkcji przemysłowej ogółem <sup>3</sup>	6,2	5,7
Dynamika produkcji przemysłowej – przetwórstwo przemysłowe <sup>3</sup>	6,4	6,2
Dynamika produkcji przemysłowej – sektor energetyczny <sup>3</sup>	8,4	5,3
Dynamika krajowego zużycia energii elektrycznej brutto <sup>4</sup>	1,9	2,3
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (TWh) <sup>4</sup>	85,1	83,5
EUR/PLN <sup>5</sup>	4,22	4,27

Źródło: <sup>1</sup>Dla II kwartału 2018 roku – prognoza banku Credit Agricole, dla II kwartału 2017 roku GUS, <sup>2</sup>NBP, dane kwartalne, <sup>3</sup>GUS, <sup>4</sup>PSE S.A., <sup>5</sup>NBP.



## 3.2. Otoczenie regulacyjne

### Otoczenie regulacyjne

#### Krajowe

- prace nad wdrożeniem rynku mocy, w tym nad przepisami wykonawczymi do ustawy o rynku mocy
- notyfikacja Komisji Europejskiej („KE”) mechanizmu wsparcia przewidzianego w ustawie o rynku mocy. Decyzja KE została wydana 7 lutego 2018 roku
- rozważane zmiany w zakresie usług systemowych w związku z oczekiwanym wdrożeniem rynku mocy w 2018 roku
- toczące się prace nad nowym mechanizmem wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. Projekt ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji został zgłoszony do konsultacji publicznych. Obecny system wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, oparty na świadectwach pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji, wygasa z końcem 2018 roku
- kwestia wdrożenia taryfy jakościowej w dystrybucji, w wyniku której poziom przychodu regulowanego jest uzależniony między innymi od wskaźników SAIDI i SAIFI oraz czasu przyłączenia
- wejście w życie rozporządzenia Ministra Energii z 29 grudnia 2017 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną wprowadzającego taryfę z niższymi cenami i stawkami opłat w godzinach mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną (np. w nocy)
- nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii (ustawa z 7 czerwca 2018 roku), określającej system wsparcia produkcji energii w źródłach odnawialnych. Nowelizacja przewiduje m.in. zmianę sposobu obliczania uzyskanej pomocy publicznej, zmiany w aukcjach na wsparcie nowych koszyków technologicznych. Nowelizacja określa parametry aukcji dla instalacji OZE, w tym ceny referencyjne oraz ilość energii z odnawialnych źródeł energii, jaka może być sprzedana w drodze aukcji w 2018 roku.
- zmiana wysokości tzw. zielonego obowiązku, tj. obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w latach 2018-2019 (rozporządzenie Ministra Energii z 11 sierpnia 2017 roku)
- wejście w życie zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Ustawa przewiduje m.in. zmianę zasad opodatkowania elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości (podstawę opodatkowania stanowi jedynie część instalacji) retroaktywnie od 1 stycznia 2018 roku oraz wydłużenie czasu na uzyskanie pozwoleń na użytkowanie do 5 lat.
- prace nad pakietem legislacyjnym, który ma doprowadzić do transformacji gospodarki linearnej w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (*ang. circular economy*)
- prace nad nowelizacją ustawy o odpadach. Projekt przewiduje liczne zmiany w zakresie gospodarowania odpadami, w tym m.in. obowiązek ustanowienia zabezpieczeń za każdą tonę składowanych odpadów, skrócenie okresu magazynowania odpadów z 3 lat do roku, objęcie składowisk odpadów monitoringiem wizyjnym.
- wejście w życie 22 lutego 2018 roku ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych
- prace nad rozporządzeniem w sprawie wymagań technicznych dotyczących stacji ładowania i punktów ładowania
- wejście w życie ustawy z 20 lipca 2017 roku Prawo wodne wprowadzającej system opłat za korzystanie z wód do celów energetyki oraz rozporządzenia Rady Ministrów z 22 grudnia 2017 roku w sprawie jednostkowych stawek opłat za usługi wodne, określającego jednostkowe stawki opłat za korzystanie z wód do celów energetyki
- przyjęcie przez Radę Ministrów Krajowego Planu Działań dotyczącego efektywności energetycznej dla Polski 2017
- prace nad nową Polityką Energetyczną Polski do 2050 roku

#### Zagraniczne

- główne regulacje pakietu klimatyczno-energetycznego wyznaczającego cel redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku oraz pakietu: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, którego celem jest prawna realizacja koncepcji unii energetycznej. Poniższe regulacje będą mieć istotny wpływ na funkcjonowanie polskiego sektora energetycznego, w tym GK PGE po 2020 roku:
  - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2018/410 zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE (w celu wzmocnienia efektywnych kosztowo redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych) oraz decyzję (UE) 2015/1814, ustanawiająca w szczególności: wysokość liniowego wskaźnika redukcji emisji („LRF”) ustalonego na 2,2% rocznie od 2021 roku; podwojenie wolumenu uprawnień kierowanych do rezerwy stabilności rynkowej („MSR”) w latach 2019-2023 z 12% do 24% uprawnień w obrocie wraz z wprowadzeniem

cyklicznego ich kasowania od 2023 roku w liczbie, która będzie wykraczać ponad wolumen tych uprawnień, będących przedmiotem aukcji w roku poprzedzającym; Fundusz Modernizacyjny, którego wielkość ustalono na 2% całkowitej liczby uprawnień po 2021 roku, z warunkową możliwością zwiększenia jego wielkości do 2,5%; sposób redystrybucji środków inwestycyjnych Funduszu Modernizacyjnego, który zakłada utworzenie uproszczonej ścieżki decyzyjnej dla wybranych kategorii projektów (w tym OZE oraz sieci) oraz uzyskanie rekomendacji komitetu inwestycyjnego przy braku możliwości wsparcia inwestycji węglowych; sposób redystrybucji bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji, który nie wyklucza możliwości uzyskania wsparcia dla modernizacji prośrodowiskowych.

Po formalnym przyjęciu aktu w I kwartale 2018 roku, 19 marca 2018 roku tekst dyrektywy został opublikowany w Dzienniku Urzędowym UE. W I połowie 2018 roku Komisja Europejska rozpoczęła prace nad aktem wykonawczym, który określi szczegółowe zasady funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego, oraz nad aktem delegowanym dotyczącym bezpłatnego przydziału uprawnień dla przemysłu oraz wytwórców ciepła sieciowego. Ewentualna decyzja Komisji Europejskiej czy wydać wytyczne dotyczące stosowania art. 10c (derogacje) będzie zależęć od liczby państw członkowskich zainteresowanych wykorzystaniem możliwości bezpłatnego przydziału uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej.

- COM (2016) 767 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („RED II”), trilogi zakończyły się w połowie czerwca 2018 roku. Zgodnie z przyjętymi głównymi ustaleniami wiążący cel UE ma wynieść 32% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku, przy czym nie wprowadzono celów krajowych. Wkłady państw członkowskich do realizacji celu ogólnounijnego zostaną określone na podstawie deklaracji składanych w ramach pierwszych zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu („ZKPEiK”).
- COM (2016) 861 final – Wniosek dotyczący Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej („EMR”), w którym przewidziana jest m.in. regulacja mechanizmów mocowych (szczególnie propozycja wprowadzenia europejskiej oceny wystarczalności mocy oraz standardu emisji CO<sub>2</sub> dla jednostek biorących udział w rynku mocy na poziomie 550 g/kWh). Ponadto Parlament Europejski proponuje zaostrzenie wymagań dotyczących wprowadzania i utrzymywania rynków mocy oraz szczególne przepisy dedykowane rezerwie strategicznej. Negocjacje dotyczące ostatecznej wersji Rozporządzenia będzie prowadzić prezydencja austriacka, która rozpoczęła się wraz z początkiem lipca 2018 roku. Pierwszy trilog, głównie o charakterze organizacyjnym, miał miejsce jeszcze w trakcie prezydencji bułgarskiej 27 czerwca 2018 roku.
- COM (2016) 864 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej („EMD”), którego celem jest stworzenie nowej struktury jednolitego rynku energii m.in. poprzez wprowadzenie wielu rozwiązań prokonsumenckich i uelastycznienie rynku. Negocjacje dotyczące ostatecznej wersji Dyrektywy będzie prowadzić prezydencja austriacka. Pierwszy trilog, głównie o charakterze organizacyjnym, miał miejsce 27 czerwca 2018 roku.
- COM (2016) 759 final/2 – Wniosek dotyczący Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie zarządzania unią energetyczną („EU Governance”), które ma stworzyć oparty na współpracy z innymi państwami członkowskimi oraz na uzgodnieniach prowadzonych z Komisją Europejską system monitorowania realizacji celów unii energetycznej. Trilogi dotyczące rozporządzenia EU Governance zostały sfinalizowane w końcu czerwca 2018 roku. Zgodnie z przyjętymi głównymi ustaleniami nałożony zostanie obowiązek zgłoszenia przez każde państwo członkowskie do końca 2018 roku projektu pierwszego ZKPEiK, zawierającego m.in. deklarowany krajowy udział OZE w finalnym zużyciu energii w 2030 roku, stanowiący wkład do celu ogólnounijnego. Komisja Europejska będzie oceniać projekty, a następnie ostatecznie zatwierdzi treść przedłożonych finalnie planów oraz będzie monitorować ich wykonanie. Przewidziano trajektorię rozwoju OZE zakładającą, że konieczne będzie osiągnięcie tzw. punktów referencyjnych, tj. w 2022 roku osiągnięte zostanie 18% wymaganego wzrostu, w 2025 roku – 43%, a w 2027 roku – 65%. W przypadku gdy dobrowolnie deklarowane wkłady krajowe nie zapewnią realizacji celu ogólnounijnego przewidziano formułę służącą wyliczaniu wyrażonego w procentach tzw. sprawiedliwego wkładu krajowego.
- COM (2016) 761 final – Wniosek dotyczący Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej („EED”), w tym określenie sposobu realizacji kontrybucji Polski do wyznaczonego celu poprawy efektywności energetycznej na poziomie UE do 2030 roku. Trilogi dotyczące dyrektywy EED zostały sfinalizowane w końcu czerwca 2018 roku. Zgodnie z przyjętymi głównymi ustaleniami wprowadzony zostanie niewiążący ogólnoeuropejski cel zwiększenia efektywności energetycznej o 32,5% w stosunku do prognoz zużycia opracowanych w 2007 roku. Państwa członkowskie będą samodzielnie deklarowały możliwe do osiągnięcia redukcje zużycia energii i przedkładały krajowe wkłady do celu ogólnounijnego. Poziom corocznych oszczędności energii sprzedawanej odbiorcom końcowym wyniesie 0,8%.

- regulacje związane z Wieloletnimi Ramami Finansowymi UE: Komisja Europejska przedstawiła w maju i czerwcu 2018 roku główne założenia odnośnie Wieloletnich Ram Finansowych UE („WRF”) na lata 2021-2027 oraz propozycje aktów legislacyjnych. Komisja zaproponowała zwiększenie środków finansowych na cele klimatyczne z 20% w ramach WRF na lata 2014-2020 do 25% całego budżetu UE w latach 2021-2027, co w wielkościach absolutnych oznacza wzrost wydatków na ten cel z 206 mld EUR do 320 mld EUR. Rozszerzono katalog kryteriów, na podstawie których fundusze rozwoju regionalnego i spójności będą przyznawane. Dodatkowo ze wsparcia w ramach tych funduszy mają być wykluczone inwestycje na obniżenie emisyjności jednostek podlegających pod dyrektywę EU ETS oraz inwestycje w wytwarzanie, magazynowanie i spalanie paliw kopalnych, a także możliwość sfinansowania budowy i kosztów likwidacji elektrowni jądrowych. Komisja nie zaproponowała wsparcia transformacji dla państw i regionów uzależnionych od węgla. Zaproponowała natomiast nowe źródło zasobów własnych UE: państwa członkowskie mają kierować do nowego budżetu UE do 30% przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji przydzielonych zgodnie z art. 10 ust. 2 lit. a dyrektywy EU ETS oraz do 30% równowartości rynkowej uprawnień, które mogą być bezpłatnie przydzielone wytwórcom energii elektrycznej w ramach art. 10c dyrektywy EU ETS. Wyłączone z zasilania tego nowego źródła miałyby być m.in. uprawnienia z Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego oraz uprawnienia z tzw. puli solidarnościowej dla państw mniej zamożnych.
- regulacje związane z finansowaniem zrównoważonego wzrostu gospodarczego: Komisja Europejska przedstawiła w marcu 2018 roku plan działań w zakresie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego, a w maju 2018 roku propozycje pierwszych aktów legislacyjnych dotyczących tego zagadnienia. Komisja szacuje, że dla osiągnięcia celów energetyczno-klimatycznych do 2030 roku corocznie konieczne są inwestycje w wysokości 180 mld EUR w całej Unii Europejskiej. Komisja zaproponowała zaangażowanie prywatnego sektora finansowego w osiągnięcie wyżej wymienionych celów poprzez skierowanie strumienia finansowania na zrównoważone inwestycje. W przedstawionych propozycjach aktów legislacyjnych wskazano kryteria, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym. W tym zakresie uwzględniane jest m.in. działanie dotyczące wygaszania antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych, w tym ze źródeł bazujących na paliwach kopalnych. Zaproponowano również ustanowienie obowiązków informacyjnych dla instytucjonalnych uczestników rynku finansowego w odniesieniu do sposobu uwzględniania ryzyk związanych ze zrównoważonym rozwojem w procesie podejmowania decyzji inwestycyjnych lub w procesie doradztwa finansowego, jak też ustanowienie wskaźników referencyjnych uwzględniających emisję CO<sub>2</sub>.
- regulacje związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń realizowane w ramach polityki środowiskowej, w tym:
  - Komisja Europejska przyjęła decyzję wykonawczą (UE) 2017/1442 31 lipca 2017 roku, ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE („Konkluzje BAT dla LCP”), która została opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej 17 sierpnia 2017 roku. W związku z tym okres na dostosowanie instalacji upływa cztery lata po publikacji, tj. 17 sierpnia 2021 roku. Rząd Polski złożył skargę na ww. decyzję do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej, równoległe rozpatrywana jest skarga na ten sam akt prawny złożona przez stowarzyszenie Euracoal.

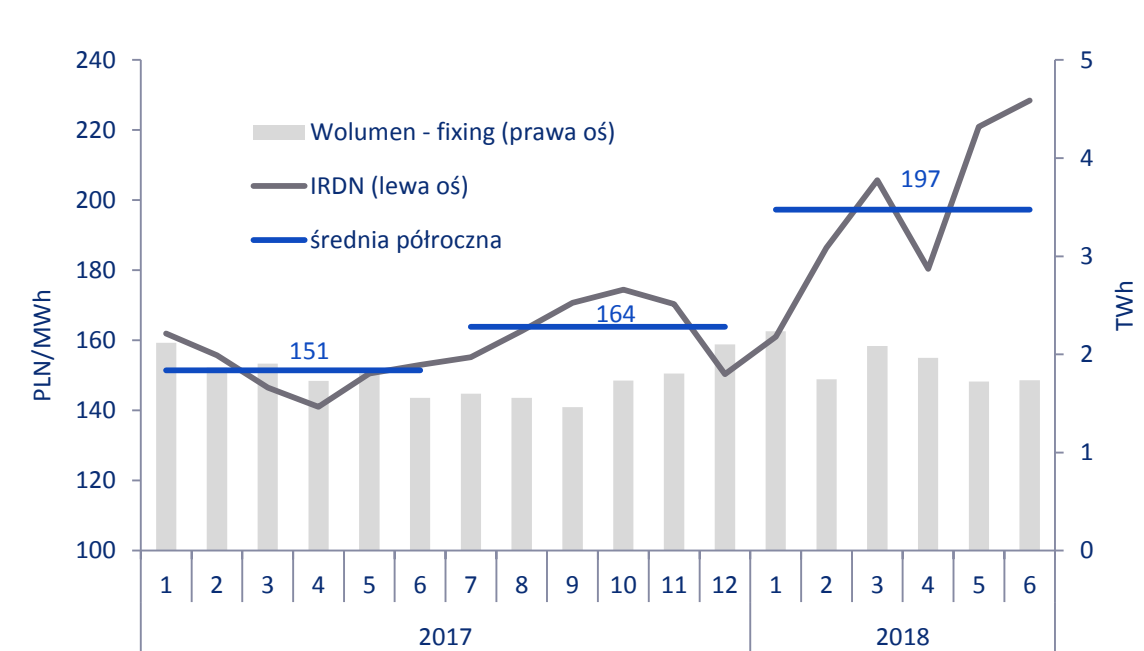
### 3.2.1. Ceny energii elektrycznej

#### Rynek krajowy – Ceny

##### Rynek Dnia Następnego („RDN”)

W I półroczu 2018 roku średnia cena energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego<sup>1</sup> wyniosła 197 PLN/MWh i była wyższa o 30% od średniej ceny (151 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wzrost cen energii na rynku spot związany jest m.in. z rosnącymi notowaniami uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Instrument EUA Grudzień 2018 notowany był w I półroczu 2018 roku średnio po 12,6 EUR/t, co oznacza wzrost o 152% r/r. Na wzrost ceny energii wpłynął również wyższy koszt paliwa. Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) w okresie styczeń-maj 2018 roku kształtował się na poziomie 10,6 PLN/GJ, czyli 18% powyżej notowanego w analogicznym okresie poziomu 9,0 PLN/GJ. Dodatkowym czynnikiem, który wpłynął na wzrost cen energii był spadek wolumenu generacji wiatrowej, która w I półroczu 2018 roku wyniosła 6,2 TWh i była niższa o 9% r/r.

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



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

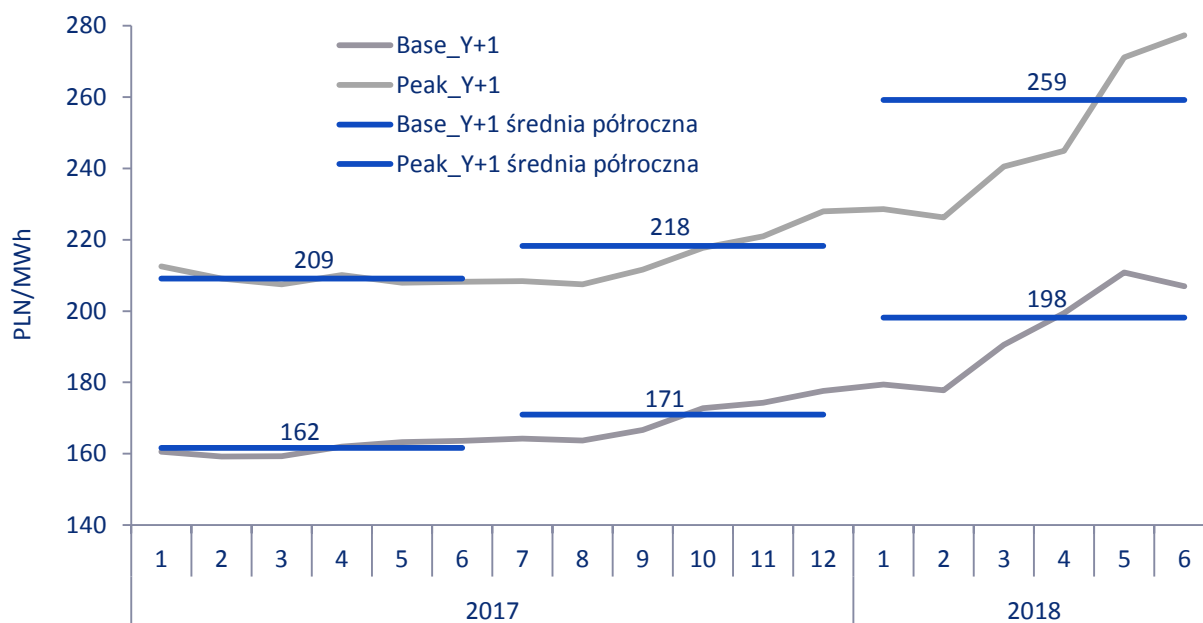
##### Rynek Transakcji Terminowych

Średnia cena kontraktów typu pasmo roczne („BASE\_Y-19”) wyniosła w I półroczu 2018 roku 198 PLN/MWh, w analogicznym okresie ubiegłego roku cena kontraktu BASE\_Y-18 kosztowała się średnio na poziomie 162 PLN/MWh (wzrost o 23% r/r). Wolumen obrotu w kontraktach BASE\_Y-19 odnotowany w I półroczu 2018 roku wyniósł 47,3 TWh – jest to wynik o 173% wyższy od wolumenu obrotu na kontrakcie BASE\_Y-18 odnotowanego w I półroczu 2017 roku, który wynosił 17,0 TWh. Wzrost wolumenu obrotu wynika ze zmiany poziomu obliża giełdowego. W 2017 roku obowiązywało 15% minimum sprzedaży energii elektrycznej w ramach rynku prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii. Od 18 stycznia 2018 roku obliża giełdowe dla wszystkich grup energetycznych w Polsce zostało podniesione do 30%. Średnia cena kontraktów szczytowych („PEAK5\_Y-19”) w I półroczu 2018 roku wyniosła 259 PLN/MWh i była o 24% wyższa od średniej ceny analogicznego kontraktu („PEAK5\_Y-18”) notowanego w I półroczu 2017 roku. Wolumen obrotu w kontraktach PEAK5\_Y-19 wyniósł w I półroczu 2018 roku 2,0 TWh i był o 22% wyższy od wolumenu obrotu w kontrakcie PEAK5\_Y-18 odnotowanym w I półroczu 2017 roku.

<sup>1</sup> Statystyka wyliczona dla danych z Fixingu



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



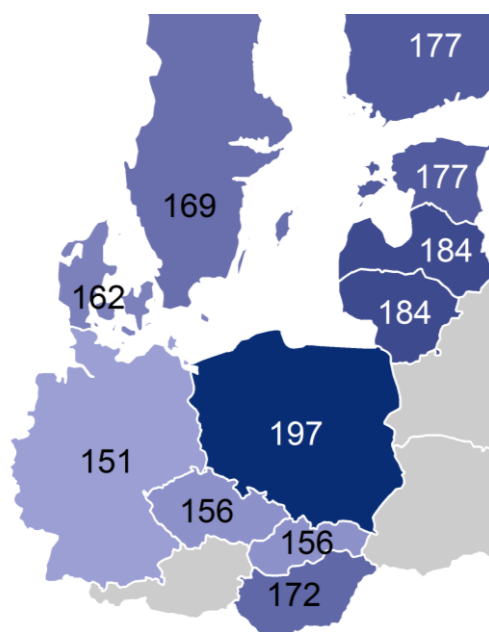
\*średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następný (Y+1), typu pasmo i szczyt, obliczony w oparciu o notowania godzinowe, ważony wolumenem obrotu

## Rynek międzynarodowy

### Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

W I półroczu 2018 średnie ceny energii w krajach ościennych były niższe niż w Polsce: w Niemczech o 46 PLN/MWh, w Czechach o 41 PLN/MWh, w Szwecji o 29 PLN/MWh. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, w porównaniu do Niemiec, Szwecji i Czech jest w większym stopniu oparta o konwencjonalną energetykę węglową, dlatego też dynamicznie rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz rosnący koszt paliwa węglowego bardziej przełożyły się na wzrost ceny energii w Polsce niż w krajach z miksem wytwórczym, w większym stopniu opartym o źródła odnawialne i atom. Różnice w cenach znalazły odzwierciedlenie w wolumenach transgranicznej wymiany handlowej.

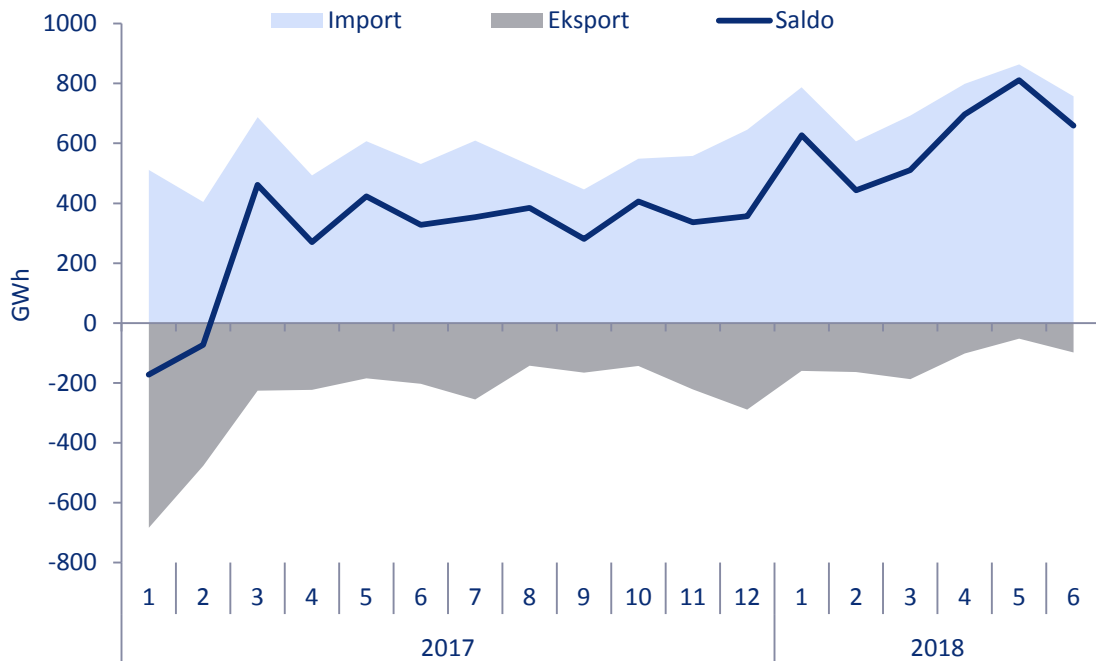
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2018 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,22 PLN).



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

## Wymiana handlowa

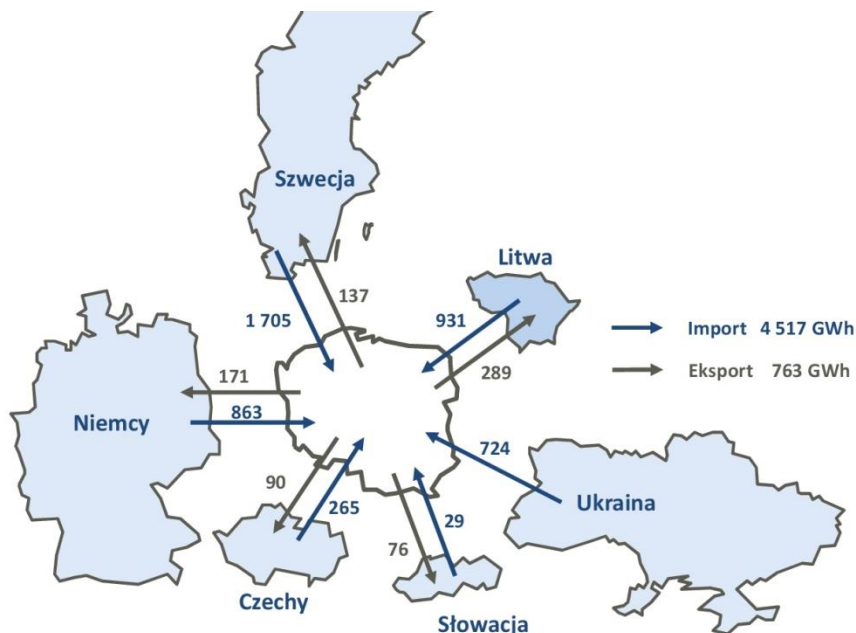
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2017-2018.



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

W I półroczu 2018 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, zaś saldo wymiany handlowej wyniosło 3,7 TWh (import 4,5 TWh, eksport 0,8 TWh). W analogicznym okresie 2017 roku saldo wynosiło 1,2 TWh (import 3,2 TWh, eksport 2,0 TWh). Nadwyżka importu nad eksportem utrzymuje się niezmiennie od marca 2017 roku. Największą zmianą w ujęciu r/r było odwrócenie się kierunku wymiany handlowej z Niemcami i Czechami. W I półroczu 2017 roku eksport netto do tych dwóch krajów wyniósł 1,0 TWh, natomiast wynik I półrocza 2018 roku to import netto 0,9 TWh – było to główną przyczyną pogłębienia się ogólnego salda importu w ujęciu r/r. Źródłami importu netto w I półroczu 2018 roku pozostawały Szwecja, Litwa i Ukraina, natomiast wolumen wymiany z tymi krajami był zbliżony do odnotowanego w okresie bazowym.

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w I półroczu 2018 roku (GWh).

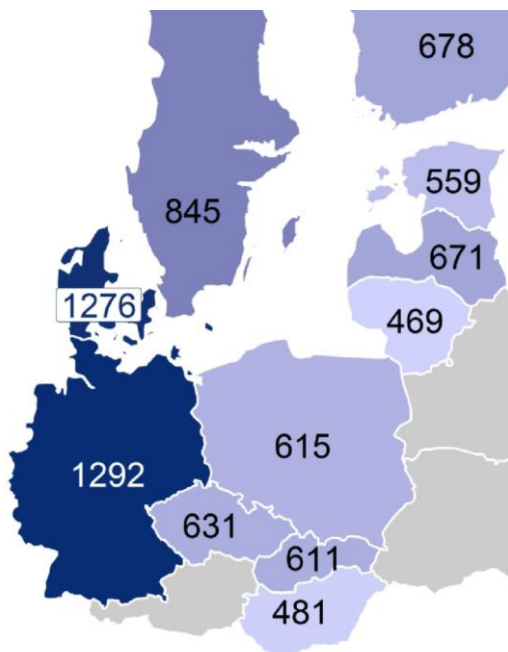


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

## Rynek detaliczny

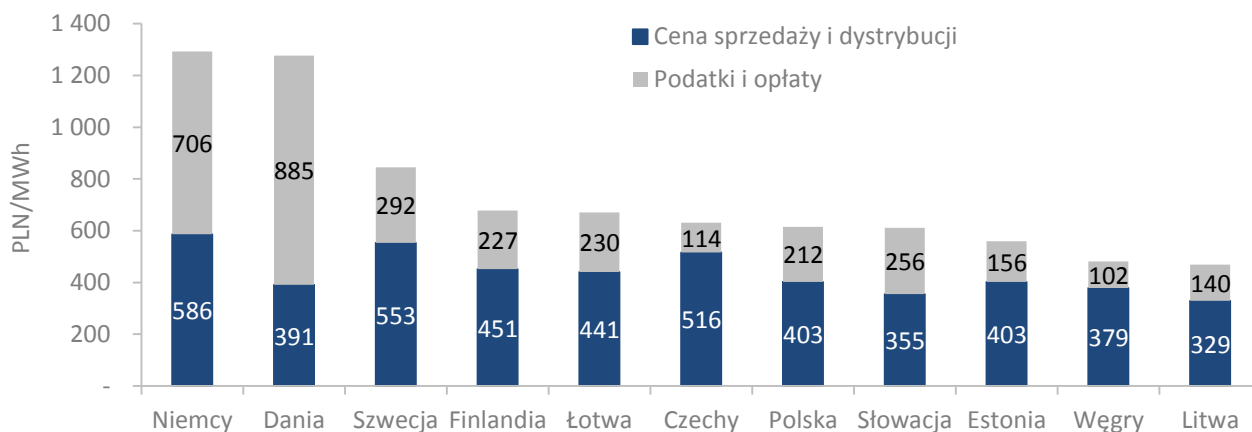
Zróźnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w Unii Europejskiej zależy nie tylko od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej. Istotny wpływ na ostateczną cenę energii elektrycznej ma system fiskalny, mechanizmy regulacji oraz systemy wsparcia w poszczególnych państwach. W II półroczu 2017 roku<sup>2</sup> dodatkowe obciążenia dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 35% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla Unii Europejskiej wynoszącej 31%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

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



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy prices in the EU. Eurostat, the statistical office of the European Union. Kurs EUR 4,24 PLN.

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2017 (ceny w PLN/MWh, przeliczone wg średniego kursu EUR 4,24 PLN).



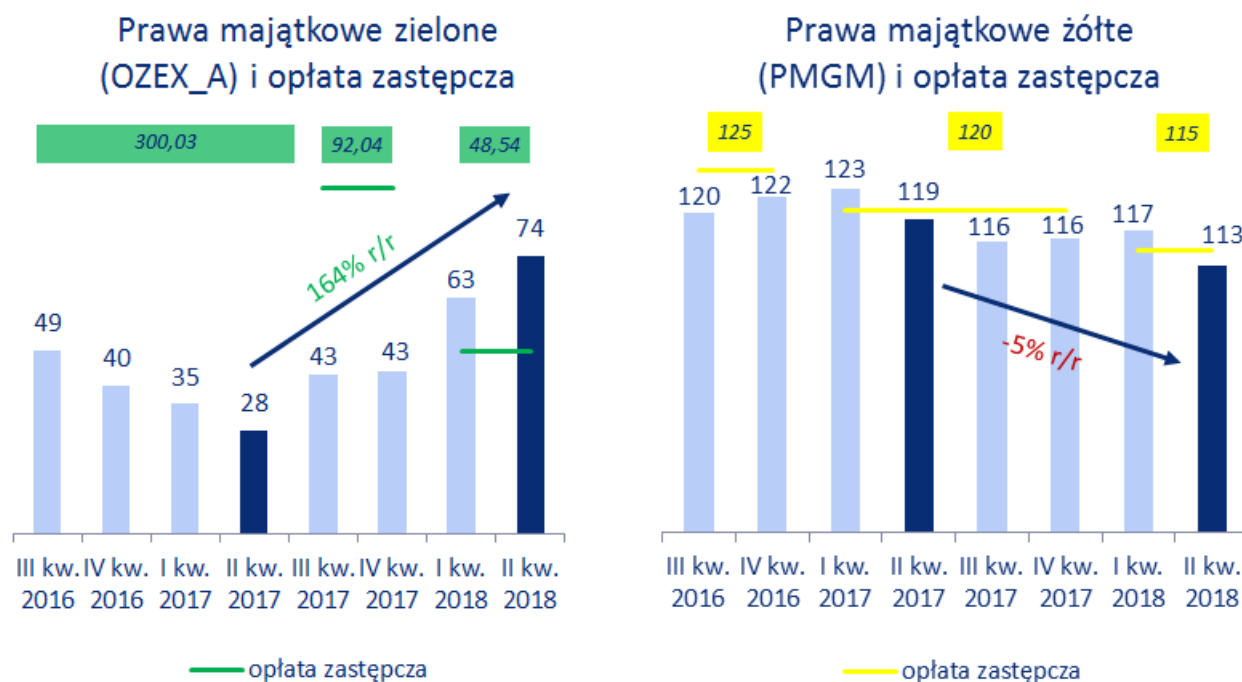
Źródło: Eurostat

<sup>2</sup> Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych.

### 3.2.2. Ceny praw majątkowych

W II kwartale 2018 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks OZEX\_A) osiągnęła poziom 74 PLN/MWh i była o 164% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Wzrost ceny wynikał zarówno z czynników podażowych (niższa o 14% r/r generacja wiatrowa w II kwartale 2018 roku) oraz popytowych (rozporządzenie Ministra Energii zwiększające obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów z 15,4% w 2017 roku do 17,5% w 2018 roku oraz 18,5% w 2019 roku). Średnia cena żółtych certyfikatów w II kwartale 2018 roku osiągnęła poziom 113 PLN/MWh i była niższa o 5% w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Spadek cen wynika ze wzrostu podaży energii wyprodukowanej w źródłach kogeneracyjnych opalanych gazem oraz z obniżenia opłaty zastępczej ze 120 PLN/MWh w 2017 roku do 115 PLN/MWh w 2018 roku. Obowiązek umorzeń żółtych certyfikatów zwiększył się do 8% w roku 2018 względem 7% w 2017 roku.

Rysunek: Średnie kwartalne ceny praw majątkowych.



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

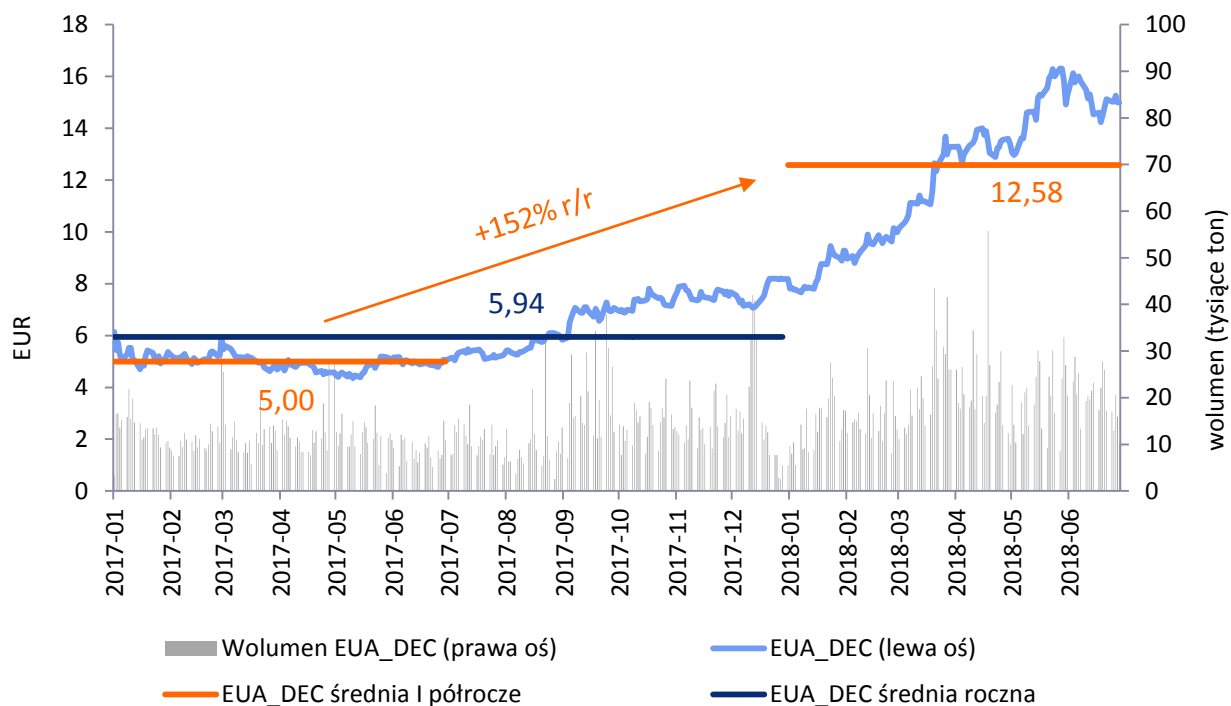
### 3.2.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Notowania uprawnień EUA (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO<sub>2</sub> w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO<sub>2</sub> w jednostkach wytwórczych Grupy PGE, a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). W I półroczu 2018 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 18 wyniosła 12,58 EUR/t i była o 152% wyższa od średniej ceny 5,00 EUR/t instrumentu EUA DEC 17 notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. W samym II kwartale 2018 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 18 wyniosła 14,47 EUR/t, co oznacza trzykrotny wzrost w stosunku do średniej ceny 4,78 EUR/t instrumentu EUA DEC 17 notowanej w II kwartale 2017 roku. Wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> obserwowany w I półroczu 2018 roku, jest efektem rynkowego odbioru zakończenia reformy systemu EU ETS. W listopadzie 2017 roku, w trakcie tzw. trilogu, wypracowano porozumienie między Parlamentem Europejskim, Komisją Europejską oraz Radą Europejską, co do ostatecznego brzmienia przepisów dyrektywy 2003/87/WE oraz zmian w decyzji MSR. Zmieniony tekst dyrektywy został opublikowany w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej na początku marca 2018 roku. Do podstawowych wprowadzonych zmian należą: zwiększenie liniowego wskaźnika redukcji emisji z 1,74% rocznie w latach 2013-2020 do 2,2% rocznie od 2021 roku, podwojenie wolumenu uprawnień kierowanych do MSR w latach 2019-2023 z 12% do 24% (uprawnień w obrocie) wraz z wprowadzeniem cyklicznego ich kasowania od 2023 roku oraz wprowadzenie dedykowanych dla najbardziej potrzebujących państw członkowskich (w tym Polski) tzw. „mechanizmów solidarnościowych” – tj. bezpłatnego przydziału uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej oraz Funduszu Modernizacyjnego, ale z ograniczonymi możliwościami wykorzystania ich na rzecz energetyki konwencjonalnej.



Ponadto Trybunał Sprawiedliwości w wyroku z 21 czerwca 2018 roku w sprawie C-5/16 oddalił skargę Polski na decyzję MSR, przyzwalając na wprowadzenie dalszych zmian mających na celu wzmocnienie ambicji redukcyjnych w ramach systemu EU ETS jeszcze przed końcem kolejnego okresu rozliczeniowego. Dalszej dyskusji o wzmocnieniu ambicji redukcyjnych w ramach Unii Europejskiej należy się spodziewać w związku ze szczytem klimatycznym COP24 w Katowicach, podczas którego Komisja Europejska ma szerzej przedstawić wstępną wersję tzw. Mapy Drogowej 2.0 wraz z określeniem propozycji nowych ambicji redukcyjnych UE do 2050 roku. Równoległe trwają prace nad aktami delegowanymi i wykonawczymi do niedawno przyjętej dyrektywy. Nowych wniosków legislacyjnych związanych z rewizją dyrektywy EU ETS oraz decyzji MSR można się spodziewać po wyłonieniu nowej Komisji Europejskiej, co nastąpi w II połowie 2019 roku.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.



Źródło: Bloomberg, opracowanie własne.

### 3.2.4. Przydział Darmowych Uprawnień do Emisji na lata 2013-2020

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

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

Jednocześnie w kwietniu 2018 roku zakończony został proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO<sub>2</sub> za 2017 rok.

Tabela: Emisja CO<sub>2</sub> z głównych instalacji Grupy w I półroczu 2018 roku w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 2018 rok (Mg).

Operator	Emisja CO <sub>2</sub> w I półroczu 2018 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> na 2018 rok**
Elektrownia Bełchatów	19 185 597	6 211 022
Elektrownia Turów	3 290 757	2 500 954
Elektrownia Opole	3 646 230	1 437 267
Zespół Elektrowni Dolna Odra***	2 004 217	1 187 286
Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz	404 532	290 951
Elektrociepłownia Lublin Wrotków	268 909	166 164
Elektrociepłownia Gorzów	262 270	129 987
Elektrociepłownia Rzeszów	166 456	78 433
Elektrociepłownia Kielce	106 589	52 905
Elektrociepłownia Zgierz	90 420	22 210
<b>RAZEM PGE GiEK S.A.</b>	<b>29 425 977</b>	<b>12 077 179</b>
Elektrownia Rybnik	2 423 763	458 373
Elektrociepłownie Wybrzeże****	1 109 549	583 062
Elektrociepłownia Kraków	938 576	497 146
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja*****	877 321	387 589
Elektrociepłownia Zielona Góra	273 227	47 491
Elektrociepłownia Toruń	139 927	52 056
<b>RAZEM Nabyte aktywa</b>	<b>5 762 363</b>	<b>2 025 717</b>
<b>RAZEM segment Energetyka Konwencjonalna</b>	<b>35 188 340</b>	<b>14 102 896</b>

\* dane szacunkowe, emisja niezweryfikowana - emisja zostanie rozliczona oraz poświadczona przez uprawnionego weryfikatora emisji CO<sub>2</sub> na podstawie raportów rocznych z wielkości emisji CO<sub>2</sub>

\*\* ilości przydzielonych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> zostaną potwierdzone w rozporządzeniu Rady Ministrów w I kwartale 2019 roku

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

\*\*\*\* Elektrociepłownia Gdańsk i Elektrociepłownia Gdynia

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

### 3.3. Rynki zaopatrzenia

#### 3.3.1. Koszty zakupu paliw

Tabela: Ilość i koszt zakupu paliw na potrzeby produkcyjne od dostawców zewnętrznych w I półroczu 2018 roku oraz 2017 roku

Rodzaj paliwa	I półrocze 2018		I półrocze 2017	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	5 534	1 343	2 446	546
Gaz (tys. m <sup>3</sup> )	597 333	427	368 686	266
Biomasa	258	50	253	46
Olej opałowy*	20	45	13	18
<b>RAZEM</b>		<b>1 865</b>		<b>876</b>

\*lekki i ciężki

W I półroczu 2018 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 1 865 mln PLN i były wyższe o 989 mln PLN w porównaniu do wykonania w I półroczu 2017 roku. Największy wpływ na wzrost kosztów zakupu głównych surowców energetycznych w GK PGE miały przede wszystkim Nabyte aktywa zasilane węglem kamiennym i gazem.

Węgiel kamienny

- wyższy wolumen zakupu o 126% (+689 mln PLN)

Wyższy wolumen zakupu węgla kamiennego w I półroczu 2018 roku związany jest głównie z przejściem aktywów EDF.

- wyższa średnia cena o 9% (+108 mln PLN)

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

Gaz

- wyższy wolumen zakupu o 62% (+165 mln PLN)

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

- niższa średnia cena o -1% (-4 mln PLN)

Olej opałowy

- wyższa średnia cena o 63% (+17 mln PLN)

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

- wyższy wolumen zakupu o 54% (+10 mln PLN)

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

Biomasa

- wyższa średnia cena o 7% (+3 mln PLN)
- wyższy wolumen zakupu o 2% (+1 mln PLN)

Wyższy wolumen zakupu biomasy jest efektem produkcji ciepła ze spalania biomasy w Nabytych aktywach.

W I półroczu 2018 roku ok. 59% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalń wchodzących w skład Grupy, którego koszt wydobycia jest w całości kontrolowany przez Grupę Kapitałową PGE. W porównywalnym okresie 2017 roku wskaźnik produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego wyniósł 72%.

### 3.3.2. Taryfy

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

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

#### Dystrybucja energii elektrycznej

Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf zostały przedstawione w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2018”, który został przygotowany i opublikowany przez Prezesa URE.

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

Taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2018 roku.

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

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

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

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

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

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

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

Elementy regulacji jakościowej, które wprowadzono w 2016 roku kontynuowane są w 2018 roku. Ustalono, że wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany będą następujące kluczowe wskaźniki efektywności:

- SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy,
- SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw,
- Czas Realizacji Przyłączenia.

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

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

#### Taryfa dla ciepła

Stosownie do ustawy Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla ciepła oraz proponują okres ich obowiązywania. Prowadzenie postępowań w sprawach zatwierdzania taryf dla ciepła należy do kompetencji oddziałów terenowych URE. Średnia cena sprzedaży ciepła w PGE wzrosła o ok. 2% w stosunku do cen obowiązujących w I półroczu 2017 roku.



## 4. Wyniki osiągnięte w Grupie Kapitałowej PGE

### 4.1. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży*	mln PLN	12 871	10 620	21%
<b>Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)</b>	<b>mln PLN</b>	<b>1 831</b>	<b>1 932</b>	<b>-5%</b>
<b>Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)</b>	<b>mln PLN</b>	<b>3 675</b>	<b>3 445</b>	<b>7%</b>
Zysk netto za okres sprawozdawczy	mln PLN	1 296	1 495	-13%
Rekompensaty KDT	mln PLN	-83	83	-
<i>Przychody z tytułu rekompensat KDT</i>	<i>mln PLN</i>	<i>-83</i>	<i>0</i>	<i>-</i>
<i>Korekta rozrachunków z tytułu KDT (pozostała działalność operacyjna)</i>	<i>mln PLN</i>	<i>0</i>	<i>83</i>	<i>-</i>
<b>Nakłady inwestycyjne</b>	<b>mln PLN</b>	<b>2 244</b>	<b>2 595</b>	<b>-14%</b>
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	2 683	3 282	-18%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-2 905	-591	392%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	-1 122	-242	364%
<b>Marża EBITDA</b>	<b>%</b>	<b>29%</b>	<b>32%</b>	
<b>Kluczowe dane finansowe</b>		<b>Stan na dzień 30 czerwca 2018 roku</b>	<b>Stan na dzień 31 grudnia 2017 roku**</b>	<b>zmiana %</b>
Kapitał obrotowy	mln PLN	-254	524	-
<b>Zadłużenie netto/LTM EBITDA***</b>	<b>x</b>	<b>1,04</b>	<b>0,99</b>	

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

\*\* Dane przekształcone

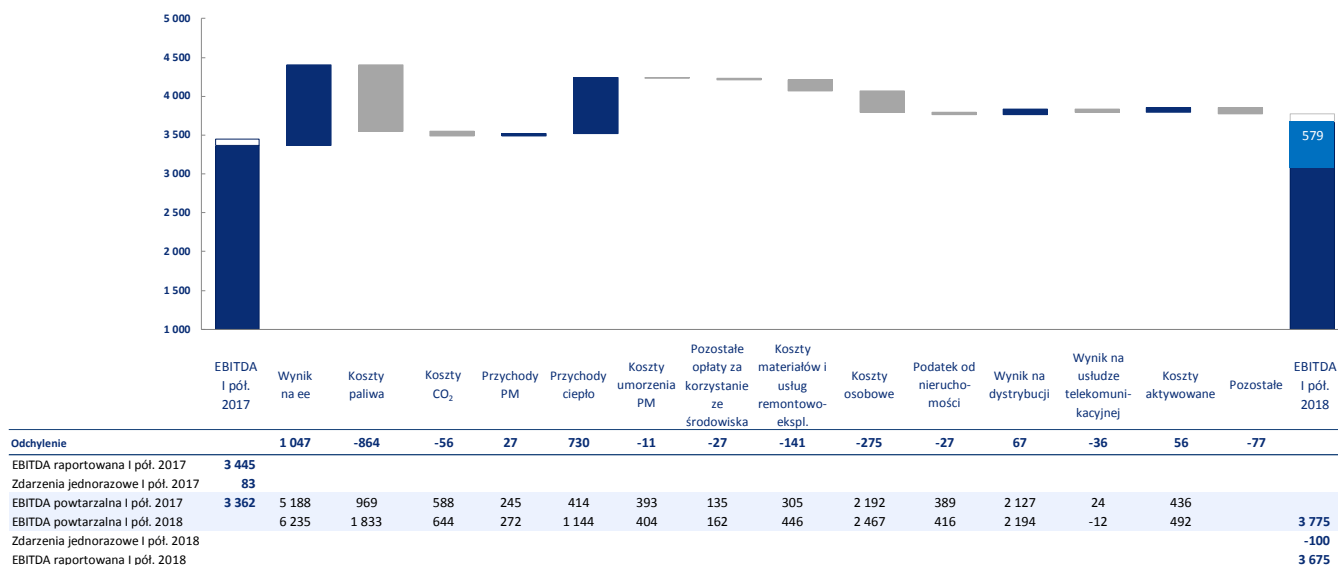
\*\*\*LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego

Tabela: Wpływ na wynik EBITDA zdarzeń o charakterze jednorazowym.

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Rekompensaty KDT	-83	83	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-17	0	-
<b>Razem</b>	<b>-100</b>	<b>83</b>	<b>-</b>

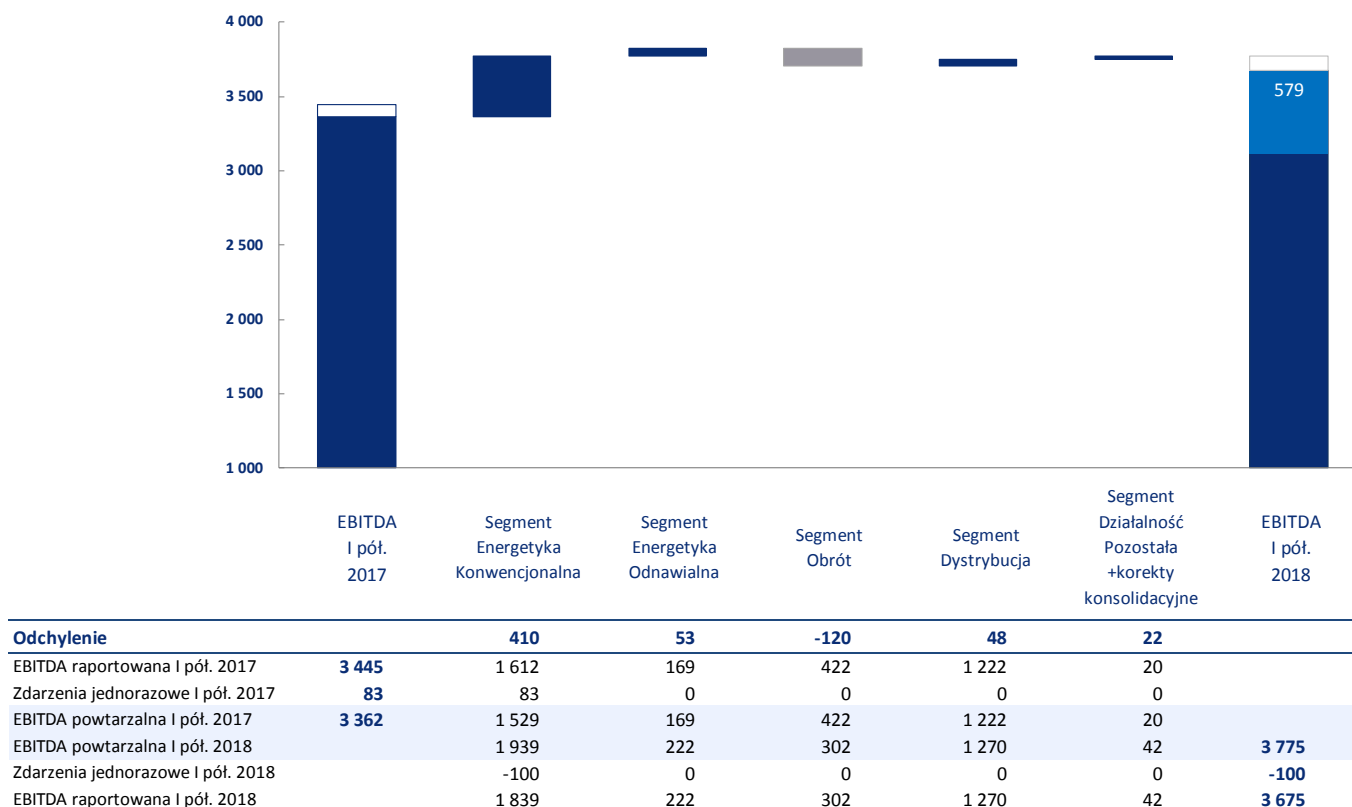
#### 4.1.1. Skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów

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



■ Zdarzenia jednorazowe pomniejszające wynik raportowany  
■ Zdarzenia jednorazowe powiększające wynik raportowany  
■ Nabyte aktywa\*

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

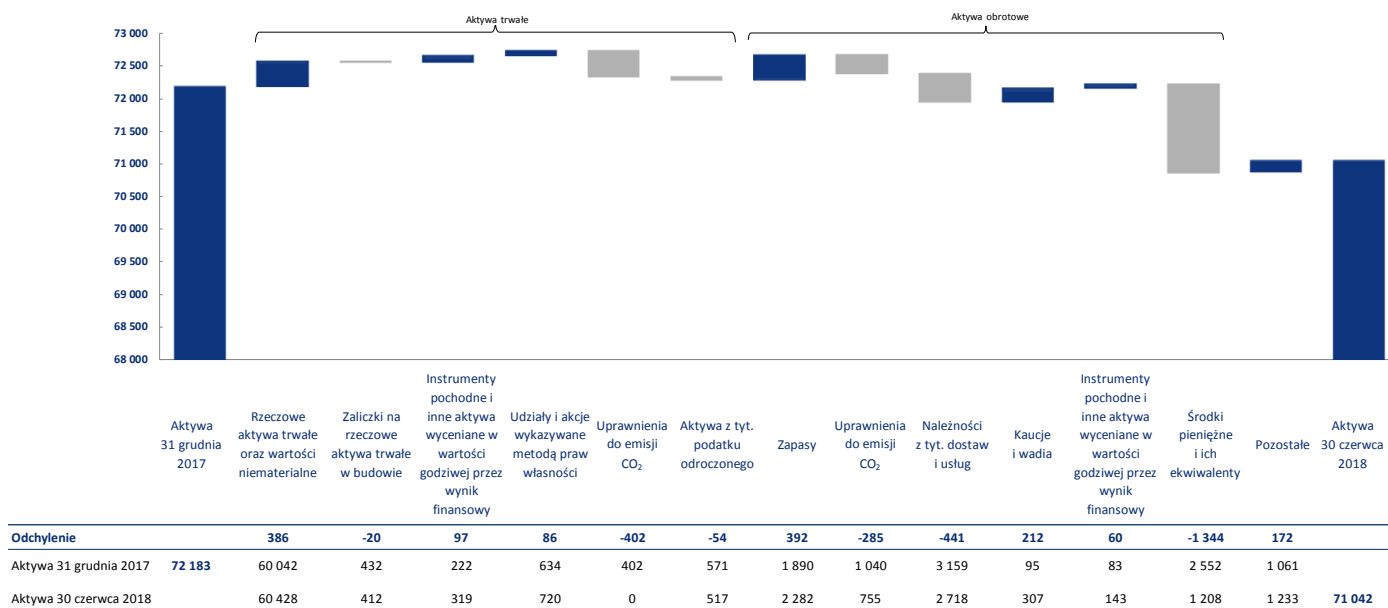


■ Zdarzenia jednorazowe pomniejszające wynik raportowany  
■ Zdarzenia jednorazowe powiększające wynik raportowany  
■ Nabyte aktywa\*

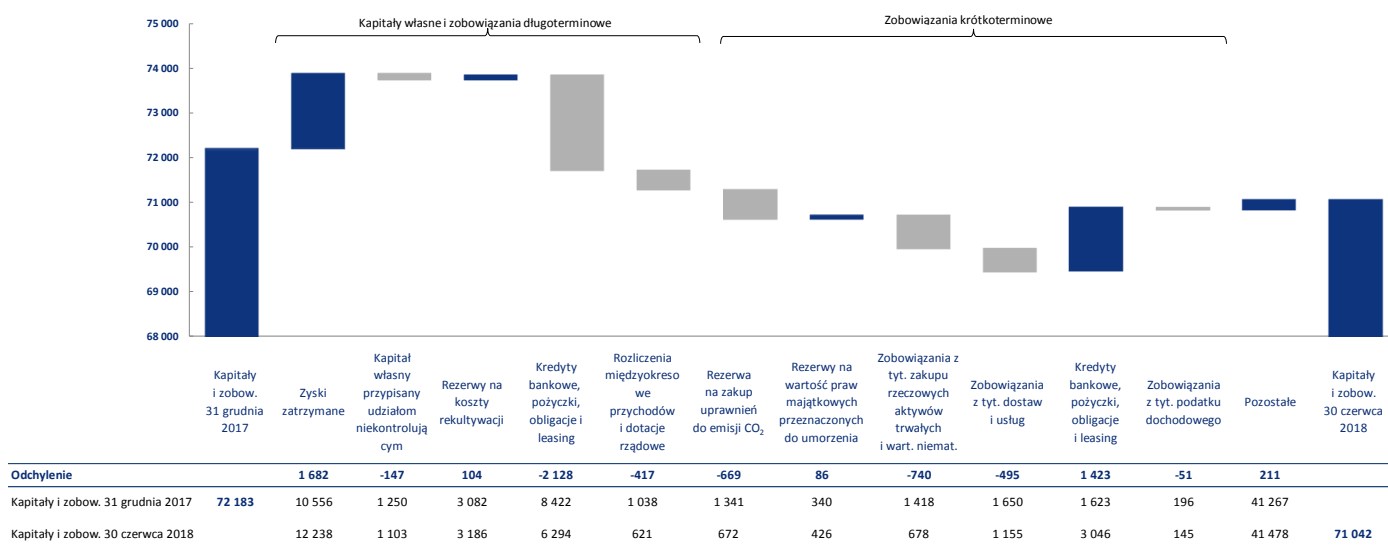
\*Wynik EBITDA spółek: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A., PGE Paliwa sp. z o.o., PGE Ekoserwis sp. z o.o., Torec sp. z o.o., Zower sp. z o.o., Energopomiar sp. z o.o.

#### 4.1.2. Skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej

Rysunek: Kluczowe odchylenia Aktywów (mln PLN).

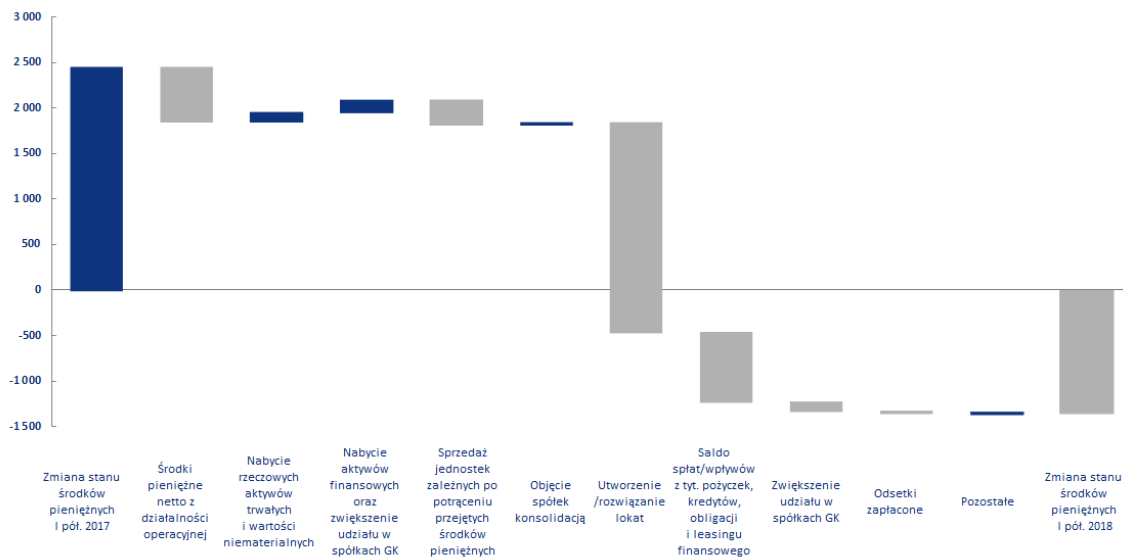


Rysunek: Kluczowe odchylenia Kapitałów i Zobowiązań (mln PLN).



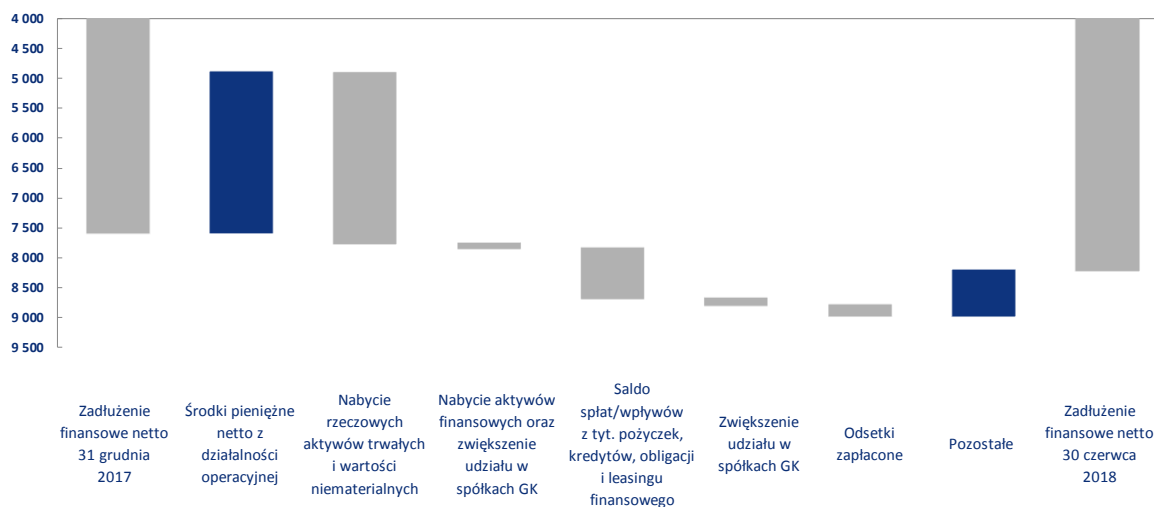
#### 4.1.3. Skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



<b>Odczylenie</b>		-599	101	137	-272	18	-2 296	-760	-111	-16	5	
Zmiana stanu środków pieniężnych I pół. 2017	2 449	3 282	-2 948	-218	272	0	2 283	-83	0	-156	17	
Zmiana stanu środków pieniężnych I pół. 2018		2 683	-2 847	-81	0	18	-13	-843	-111	-172	22	-1 344

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



<b>Zmiana w I pół. 2018</b>		-2 683	2 847	81	843	111	172	-741	
Zadłużenie finansowe netto	7 579								8 209

## 4.2. Kluczowe wyniki operacyjne GK PGE

Tabela: Kluczowe wielkości operacyjne.

Kluczowe wielkości	Jedn.	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %	2017
Wydobycie węgla brunatnego	mln ton	25,18	25,02	1%	49,51
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	32,92	27,88	18%	56,79
Sprzedaż ciepła	PJ	29,04	10,61	174%	24,85
Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych*	TWh	20,73	19,80	5%	40,43
Dystrybucja energii elektrycznej**	TWh	17,99	17,50	3%	35,34

\* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

\*\*z doszacowaniem

### 4.2.1. Bilans energii GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %	2017
<b>SPRZEDAŻ W TWh, z czego:</b>	<b>37,80</b>	<b>32,03</b>	<b>18%</b>	<b>65,78</b>
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych*	20,73	19,80	5%	40,43
Sprzedaż na rynku hurtowym, w tym:	15,48	10,80	43%	22,67
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - giełda</i>	<i>13,43</i>	<i>6,84</i>	<i>96%</i>	<i>14,66</i>
<i>Sprzedaż na krajowym rynku hurtowym - pozostały</i>	<i>1,83</i>	<i>3,78</i>	<i>-52%</i>	<i>7,55</i>
<i>Sprzedaż do klientów zagranicznych</i>	<i>0,22</i>	<i>0,18</i>	<i>22%</i>	<i>0,46</i>
Sprzedaż na rynku bilansującym	1,59	1,43	11%	2,68

\* po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

Wyższy wolumen sprzedaży do odbiorców finalnych w porównaniu do analogicznego okresu 2017 roku jest następstwem ujęcia sprzedaży PGE Energia Ciepła S.A. Sprzedaż detaliczna w ramach segmentu Obrót pozostaje na porównywalnym poziomie (19,7 TWh). Wyższy wolumen sprzedaży na rynku hurtowym – giełda wynika w głównej mierze z uplasowania zdolności produkcyjnych nowo nabytych aktywów. Dodatkowo na wzrost wolumenu miały wpływ korzystne uwarunkowania rynkowe. Wolumen sprzedaży na pozostałym rynku hurtowym zanotował spadek ze względu na niższą sprzedaż w kontraktach bilateralnych, którego przyczyną jest wyższy poziom obowiązków wynikających z tzw. „obligo giełdowego” i w konsekwencji alokowanie sprzedaży na rynek regulowany oraz zmiana regulacji co do lokowania energii ze źródeł odnawialnych (ograniczenie sprzedaży do sprzedawcy zobowiązanego).



## Zakup energii elektrycznej

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

Wolumen zakupu	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %	2017
<b>ZAKUP W TWh, z czego:</b>	<b>7,12</b>	<b>6,37</b>	<b>12%</b>	<b>13,76</b>
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - giełda	2,76	1,05	163%	2,55
Zakupy na krajowym rynku hurtowym - pozostały	0,18	2,26	-92%	4,43
Zakupy poza granicami kraju	0,27	0,04	575%	0,21
Zakupy na rynku bilansującym	3,91	3,02	29%	6,57

Wzrost wolumenu zakupu z giełdy wynika z uwzględnienia nowo nabytych aktywów w optymalizacji portfela sprzedaży i wykorzystywania możliwości odkupu wcześniej sprzedanej energii po cenach niższych niż koszty wytwarzania, a także na skutek zwiększenia aktywności handlowej w powiązaniu z płynnością Towarowej Giełdy Energii. Spadek zakupu na krajowym rynku hurtowym - pozostałym jest głównie wynikiem zniesienia obowiązku zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o mocy powyżej 500 kWe. Wzrost sprzedaży w segmencie Energetyki Konwencjonalnej przyczynił się do wzrostu zakupu na Rynku Bilansującym w efekcie zwiększonego wolumenu redukcji wymuszonych przez PSE S.A., głównie z uwagi na większy udział importowanej energii elektrycznej w pokryciu krajowego zapotrzebowania.

## Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %	2017
<b>PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:</b>	<b>32,92</b>	<b>27,88</b>	<b>18%</b>	<b>56,79</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	19,25	19,93	-3%	38,95
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,00	-	0,00
Elektrownie opalane węglem kamiennym	7,93	4,81	65%	11,11
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,05	0,06	-17%	0,13
Elektrociepłownie węglowe	2,44	0,52	369%	1,47
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,00	-	-
Elektrociepłownie gazowe	2,24	1,46	53%	2,87
Elektrociepłownie biomasowe	0,08	0,10	-20%	0,20
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,20	0,18	11%	0,44
Elektrownie wodne	0,25	0,26	-4%	0,47
Elektrownie wiatrowe	0,53	0,62	-15%	1,28
<i>w tym Nabyte aktywa*:</i>	5,24	-		1,58

\*Elektrownia Rybnik, EC Gdańsk, EC Gdynia, EC Kraków, EC Wrocław, EC Czechnica, EC Zawidawie, EC Zielona Góra, EC Toruń

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2018 roku w porównaniu do I półrocza 2017 roku miała wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym. Wzrost ten wynika głównie z ujęcia produkcji Elektrowni Rybnik (2,42 TWh). Wyższa produkcja w Elektrowni Opole jest następstwem krótszego o 1 857 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach (blok nr 3 pozostawał w remoncie średnim od 3 marca do 4 maja 2017 roku) oraz większego wykorzystania bloków elektrowni przez PSE S.A. Wzrost produkcji w Elektrowni Opole skompensował niższą produkcję w Elektrowni Dolna Odra, spowodowaną mniejszym zapotrzebowaniem przez PSE S.A. w I półroczu 2018 roku.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych jest następstwem ujęcia produkcji Elektrociepłowni Gdańsk, Elektrociepłowni Gdynia, Elektrociepłowni Wrocław, Elektrociepłowni Czechnica i Elektrociepłowni Kraków (1,95 TWh).

Wzrost produkcji w elektrociepłowniach gazowych wynika z ujęcia produkcji Elektrociepłowni Toruń, Elektrociepłowni Zielona Góra i Elektrociepłowni Zawidawie (0,87 TWh).

Produkcja w elektrociepłowniach biomasowych utrzymała się na poziomie porównywalnym do I półrocza 2017 roku.

Spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem brunatnym w I półroczu 2018 roku wynika z niższego średniego obciążenia bloków w Elektrowni Bełchatów o 11 MW i dłuższego o 3 239 h czasu postoju w remontach bloków Elektrowni Turów. W przeciągu I półrocza 2018 roku w modernizacji pozostawał blok nr 2, natomiast blok nr 1 pozostaje w modernizacji od 1 maja 2018 roku.

Produkcja w elektrowniach wiatrowych osiągnęła niższy poziom w porównaniu do I półrocza 2017 roku, co spowodowane jest głównie gorszymi warunkami wietrznymi.

Produkcja w elektrowniach wodnych na nieznacznie niższym poziomie w porównaniu do I półrocza 2017 roku.

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

#### **4.2.2. Sprzedaż ciepła**

W I półroczu 2018 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 29,04 PJ i był wyższy w porównaniu do wolumenu sprzedanego ciepła w I półroczu 2017 roku o 18,43 PJ. Na powyższy wzrost składa się sprzedaż ciepła przez Nabyte aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna, która nie występowała w I półroczu 2017 roku (18,81 PJ) oraz niższa sprzedaż ciepła przez oddziały PGE GiEK S.A. (-0,38 PJ), co wynika głównie z niższego zapotrzebowania na ciepło spowodowanego wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi.

### 4.3. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności

Tabela: Przychody Grupy w podziale na segmenty działalności w I półroczu 2018 i 2017 roku.

mln PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Energetyka Konwencjonalna	8 281	5 650	47%
Energetyka Odnawialna	402	369	9%
Obrót	6 918	7 630	-9%
Dystrybucja	2 920	3 175	-8%
Pozostała Działalność	299	251	19%
<b>RAZEM</b>	<b>18 820</b>	<b>17 075</b>	<b>10%</b>
<b>Korekty konsolidacyjne</b>	<b>-5 949</b>	<b>-6 455</b>	<b>-8%</b>
<b>RAZEM PO KOREKTACH</b>	<b>12 871</b>	<b>10 620</b>	<b>21%</b>

Tabela: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach w I półroczu 2018 roku (po dokonaniu wyłączeń wewnątrzsegmentowych).

mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	I półrocze 2018			
Energetyka Konwencjonalna	1 839	743	1 580	44 084
Energetyka Odnawialna	222	95	48	3 235
Obrót	302	290	5	4 551
Dystrybucja	1 270	688	596	17 986
Pozostała działalność	37	-8	71	738
<b>RAZEM</b>	<b>3 670</b>	<b>1 808</b>	<b>2 300</b>	<b>70 594</b>
<b>Korekty konsolidacyjne</b>	<b>5</b>	<b>23</b>	<b>-56</b>	<b>-3 256</b>
<b>RAZEM PO KOREKTACH</b>	<b>3 675</b>	<b>1 831</b>	<b>2 244</b>	<b>67 338</b>

\*por. nota 6.1 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

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

mln PLN	EBITDA	EBIT	Nakłady inwestycyjne	Aktywa segmentu*
	I półrocze 2017			
Energetyka Konwencjonalna	1 612	855	1 906	36 653
Energetyka Odnawialna	169	37	28	3 547
Obrót	422	409	5	6 430
Dystrybucja	1 222	642	629	17 349
Pozostała działalność	20	-31	53	609
<b>RAZEM</b>	<b>3 445</b>	<b>1 912</b>	<b>2 621</b>	<b>64 588</b>
<b>Korekty konsolidacyjne</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>-26</b>	<b>-5 325</b>
<b>RAZEM PO KOREKTACH</b>	<b>3 445</b>	<b>1 932</b>	<b>2 595</b>	<b>59 263</b>

\*por. nota 6.1 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego

#### 4.3.1. Segment działalności – Energetyka Konwencjonalna

##### Aktywa

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.

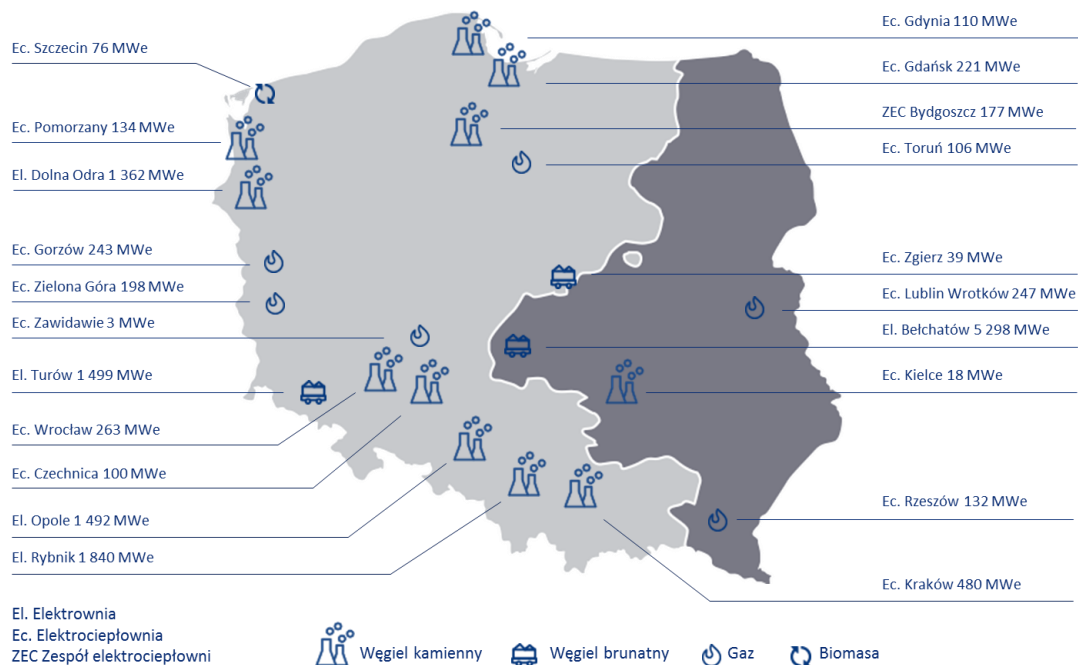
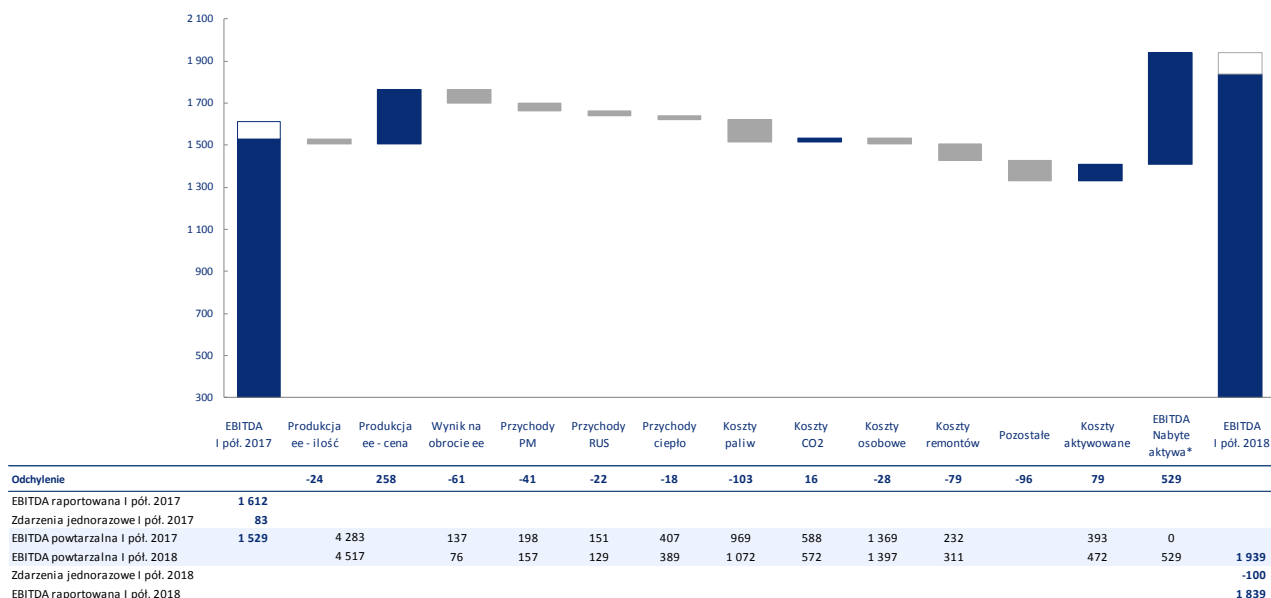


Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

mIn PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	8 281	5 650	47%
EBIT	743	855	-13%
EBITDA	1 839	1 612	14%
Nakłady inwestycyjne	1 580	1 906	-17%

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



zdarzenia jednorazowe pomniejszające wynik raportowany

zdarzenia jednorazowe powiększające wynik raportowany

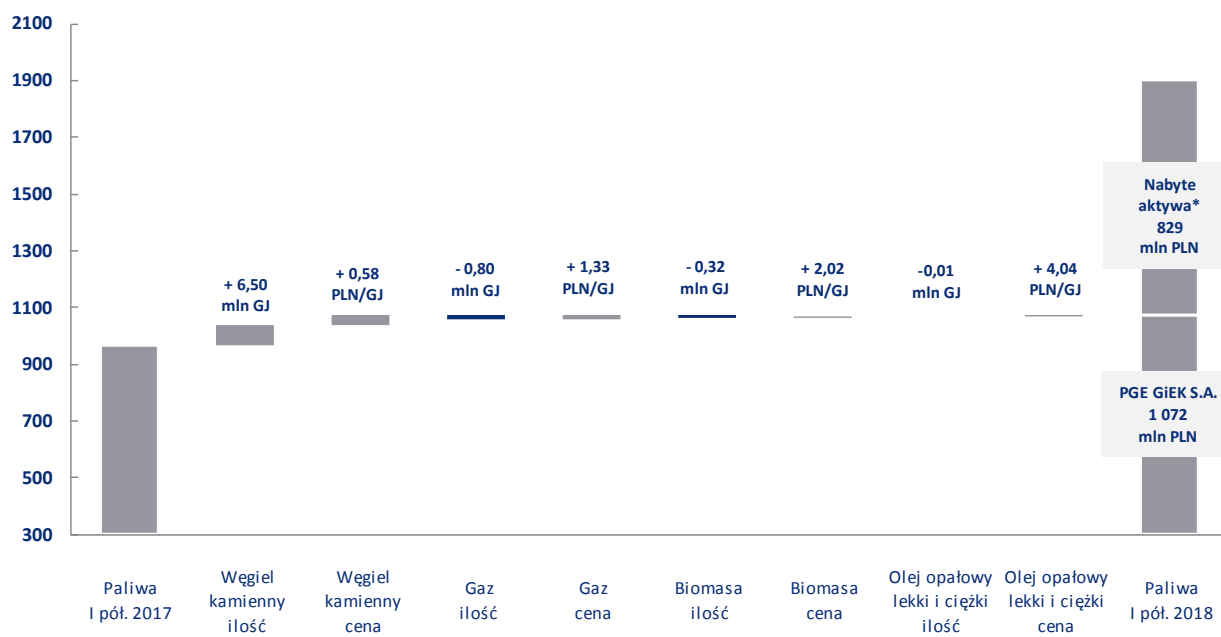
\* Wynik EBITDA spółek: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2018 roku w porównaniu do wyników I półroczu 2017 roku były:

- **Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w PGE GiEK S.A. o 0,13 TWh, głównie na skutek niższej produkcji w Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów (por. pkt 4.2.1 niniejszego sprawozdania).
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej**, który spowodował wzrost przychodów ze sprzedaży. Średnia zrealizowana cena sprzedaży energii elektrycznej bez sprzedaży do odbiorców finalnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2018 roku ukształtowała się na poziomie 173 PLN/MWh (174 PLN/MWh z uwzględnieniem wpływu Nabytych aktywów), natomiast w I półroczu 2017 roku wyniosła 163 PLN/MWh.
- **Niższy wynik na obrocie energią elektryczną**, w tym większy wolumen obrotu energią elektryczną o 1,56 TWh (odchylenie wolumenowe +70 mln PLN) oraz niższa marża zrealizowana na obrocie energią elektryczną o 28 PLN/MWh (odchylenie cenowe -131 mln PLN).
- **Niższe przychody ze sprzedaży PM**, na skutek: (i) braku przychodów ze sprzedaży białych PM, które wystąpiły w I półroczu 2017 roku, (ii) niższej o 199 PLN/MWh ceny sprzedaży PM zielonych wyprodukowanych w Elektrociepłowni Szczecin, (iii) niższej o 6 PLN/MWh średniej ceny sprzedaży PM żółtych.
- **Niższe przychody z RUS**, głównie niższe przychody z tytułu Operacyjnej Rezerwy Mocy na skutek niższych wolumenów ORM w Elektrowni Opole, Elektrowni Dolna Odra i Elektrowni Bełchatów (blok nr 1) na skutek wyższego obciążenia sprzedażowego tych elektrowni.
- **Niższe przychody ze sprzedaży ciepła**, na skutek niższego zapotrzebowania na ciepło zgłaszanego przez odbiorców, będącego konsekwencją wyższych średnich temperatur dobowych w II kwartale bieżącego roku.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego. Jest to głównie efekt wyższej produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Opole (por. pkt 4.2.1 niniejszego sprawozdania) oraz wyższych cen węgla kamiennego. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty CO<sub>2</sub>** na skutek niższego jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Powyższy korzystny efekt został pomniejszony przez niekorzystny wpływ niższego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz większej emisji CO<sub>2</sub> (por. nota 4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego).
- **Wyższe koszty osobowe**, głównie na skutek wyższego funduszu wynagrodzeń i pochodnych od wynagrodzeń.
- **Wyższe koszty remontów**, głównie wyższe koszty materiałów i usług remontowych w spółkach zależnych na skutek większego zakresu zadań inwestycyjnych realizowanych na rzecz PGE GiEK S.A.
- **Wyższy poziom kosztów aktywowanych**, głównie na skutek większego zaangażowania służb własnych w wykonawstwo inwestycji.
- EBITDA wypracowana przez Nabyte aktywa w I półroczu 2018 roku.



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



Odchylenie	70	37	-18	14	-6	4	0	2	
Paliwa I pół. 2017	969	637		265		47		16	
Paliwa I pół. 2018		744		261		45		18	1 072

\*Nabyte aktywa: Elektrownia Rybnik, EC Gdańsk, EC Gdynia, EC Kraków, EC Wrocław, EC Czechnica, EC Zawidawie, EC Zielona Góra, EC Toruń

## Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2018 i 2017 roku.

mln PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 198	1 660	-28%
▪ Rozwojowe	701	1 221	-43%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	497	439	13%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	12	30	-60%
Środki transportu	1	1	0%
Pozostałe	13	11	18%
Nabyte aktywa*	189	-	-
<b>RAZEM</b>	<b>1 413</b>	<b>1 702</b>	<b>-17%</b>
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	167	204	-18%
<b>RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu</b>	<b>1 580</b>	<b>1 906</b>	<b>-17%</b>

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

W I półroczu 2018 roku najwyższe nakłady zostały poniesione na następujące projekty:

- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole 380 mln PLN;
- budowa nowego bloku w Elektrowni Turów 215 mln PLN;
- budowa instalacji termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w Elektrociepłowni Rzeszów 103 mln PLN;
- modernizacja bloków 1-3 w Elektrowni Turów 86 mln PLN;
- instalacja wytwarzania i transportu suspensji z bloku 14 w Elektrowni Bełchatów 25 mln PLN;
- rozbudowa instalacji odsiarczania spalin kotłowych OP 230 nr 3 i 4 w ZEC Bydgoszcz 24 mln PLN;
- zmiana technologii składowania odpadów paleniskowych w Elektrowni Bełchatów 20 mln PLN;
- budowa instalacji odzyskania spalin kotłowych OP 230 nr 3 i 4 w ZEC Bydgoszcz 17 mln PLN;
- formowanie zbiornika nr 4 na zwałowisku wewnętrznym KWB Bełchatów 16 mln PLN.

Kluczowe rozstrzygnięcia w I półroczu 2018 roku w segmencie Energetyki Konwencjonalnej:

- Uzyskano decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia pn.: „Wydobycie węgla brunatnego ze złoża Złoczew”.
- Uzyskano pozwolenie na użytkowanie dla zapory wodnej na zbiorniku Witka.
- Zakończono budowę obu chłodni kominowych dla bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole.
- W kwietniu 2018 roku przekazana została do eksploatacji instalacja SCR bloku A w Elektrowni Pomorzany.
- Zawarto umowy z wykonawcami na modernizację elektrofiltrów na blokach 1 do 4 oraz na redukcję emisji NOx poniżej 150 mg/Nm<sup>3</sup> na blokach nr 1, 2, 4 w Elektrowni Opole, celem dostosowania do wymagań konkluzji BAT.
- 16 czerwca 2018 roku, po zakończeniu prac modernizacyjnych, został uruchomiony oraz zsynchronizowany z siecią blok nr 2 w Elektrowni Turów.
- Zawarto umowy z wykonawcami w zakresie zabudowy klap szczelnych IOS bloków 2 oraz 5-11, rozbudowy młynowni kamienia wapiennego oraz dostosowania do BAT bloków nr 12 i 14 w zakresie monitoringu rtęci i amoniaku w Elektrowni Bełchatów.
- Zawarto umowy z wykonawcami w ramach ograniczonej modernizacji bloku nr 2 w Elektrowni Bełchatów.

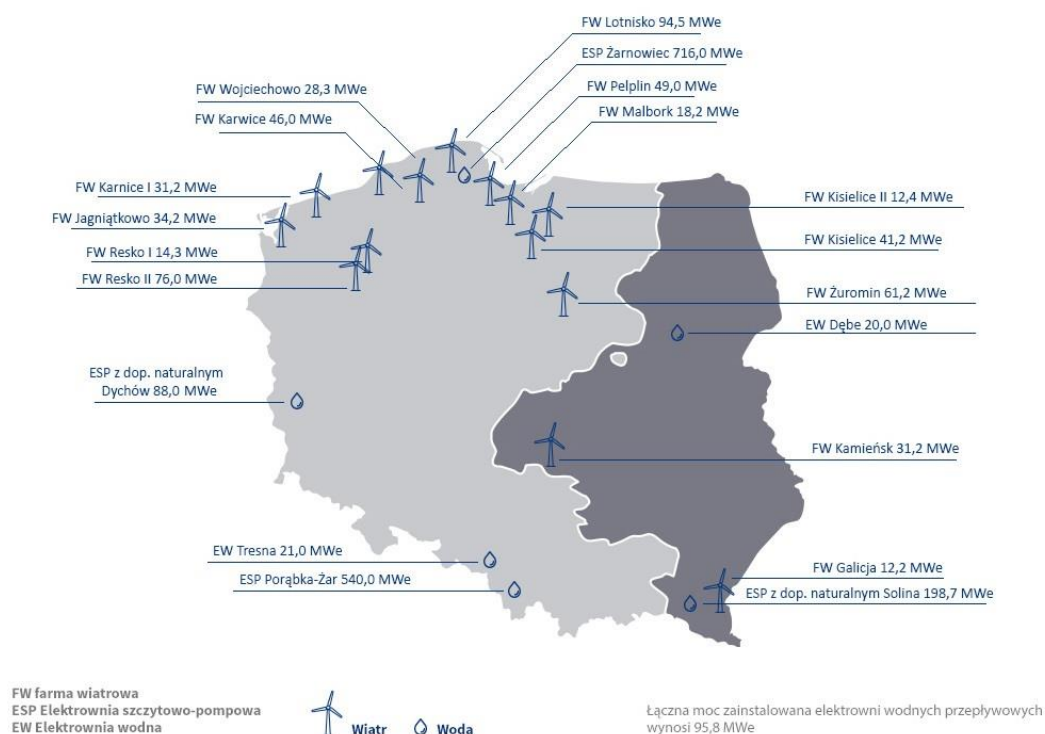
#### 4.3.2. Segment działalności – Energetyka Odnawialna

##### Aktywa

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

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.

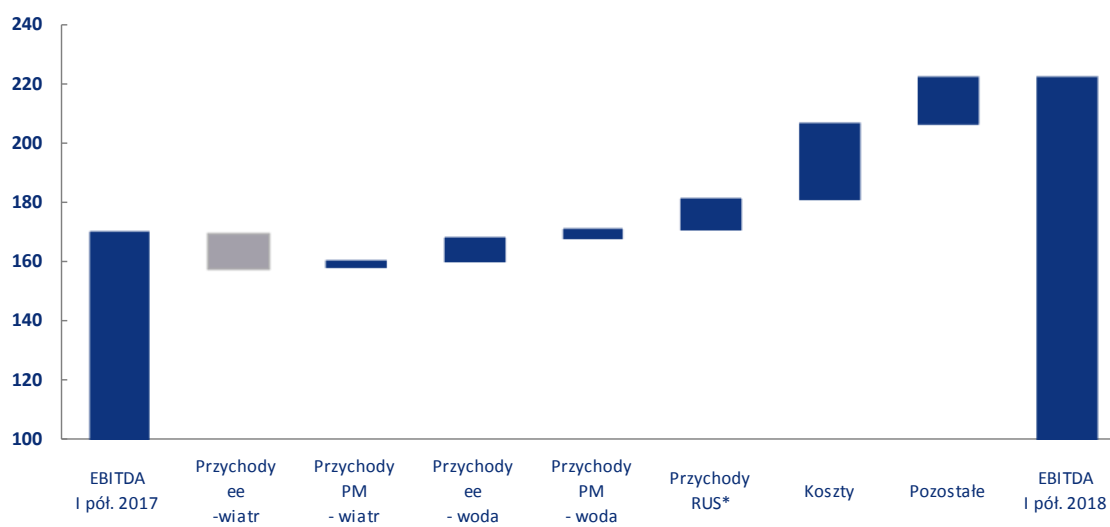


## Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Energetyka Odnawialna.

mIn PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	402	369	9%
EBIT	95	37	157%
EBITDA	222	169	31%
Nakłady inwestycyjne	48	28	71%

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



Odchylenie	-11	2	8	3	11	25	15	
EBITDA I pół. 2017	169	103	44	45	2	120	151	
EBITDA I pół. 2018		92	46	53	5	131	126	222

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

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna w I półroczu 2018 roku w porównaniu do wyników I półrocza 2017 roku były:

- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych** wynikający głównie z: (i) niekorzystnych warunków wietrzności w analizowanym okresie, co przełożyło się na niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej o 95 GWh w porównaniu do I półrocza 2017 roku.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych z elektrowni wiatrowych** wynikający z: (i) wyceny produkcji praw majątkowych po wyższej cenie o ok. 17 PLN/MWh w I połowie 2018 roku w stosunku do I połowy 2017 roku, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. (+) 4 mln PLN; (ii) ujemnej korekty wyceny sprzedanych praw majątkowych oraz aktualizacji wyceny zapasu, co wpłynęło na spadek przychodów o ok. (-) 2 mln PLN.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wodnych** spowodowany głównie wyższą o 29 PLN/MWh ceną w porównaniu do I półrocza 2017 roku.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych z elektrowni wodnych** wynikający z wyceny produkcji praw majątkowych po wyższej cenie o ok. 34 PLN/MWh w I połowie 2018 roku w stosunku do I połowy 2017 roku.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** (umowa z PSE S.A.) wynikające głównie z wyższej stawki za usługę rezerwy interwencyjnej mocy czynnej.
- **Korzystne odchylenie na kosztach** wynikające głównie z korekty na podatku od nieruchomości w zakresie farm wiatrowych oraz spadku kosztów usług OHT i bilansowania handlowego.
- **Korzystne odchylenie w pozycji pozostałe** związane głównie z naliczeniem kar umownych spółkom Enea S.A. i Energa Obrót S.A. z tytułu niewykonania umów sprzedaży PM.

## Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I półroczu 2018 i 2017 roku.

mIn PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	47	25	88%
▪ Rozwojowe	13	10	30%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	34	15	127%
Pozostałe	1	3	-67%
<b>RAZEM</b>	<b>48</b>	<b>28</b>	<b>71%</b>



#### 4.3.3. Segment działalności – Dystrybucja

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 122 433 km<sup>2</sup> i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,4 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



#### Kluczowe wielkości finansowe

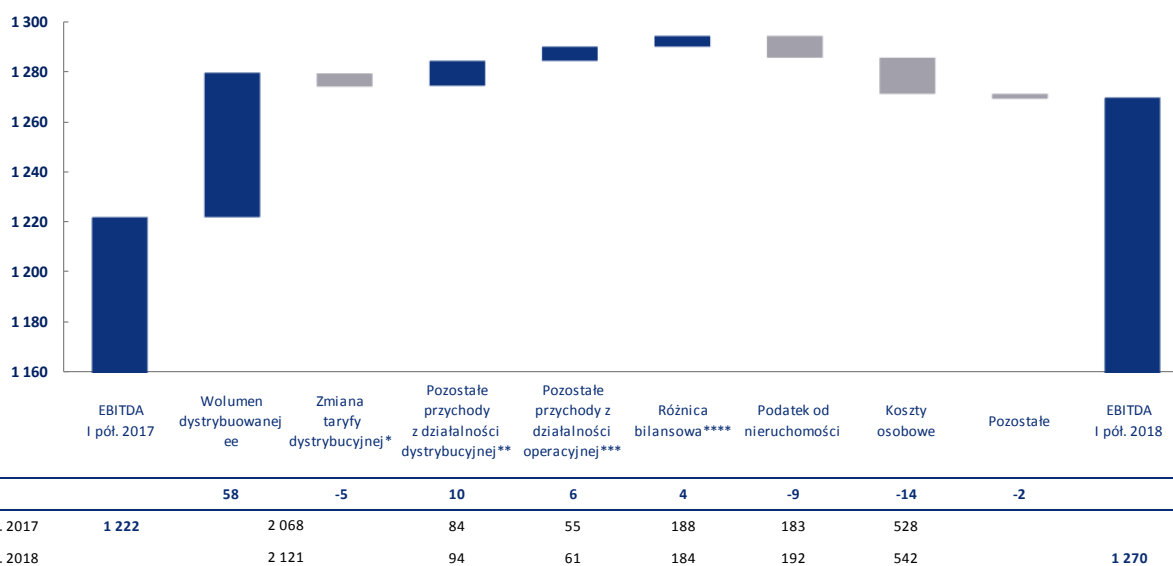
Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2018*	I półrocze 2017**	zmiana %	zmiana %*
Przychody ze sprzedaży*	2 920	3 229	3 175	-8%	2%
EBIT	688	693	642	7%	8%
EBITDA	1 270	1 275	1 222	4%	4%
Nakłady inwestycyjne	596	596	629	-5%	-5%

\* Dane przekształcone - brak zastosowania MSSF 15 w 2018 roku

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

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



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

\*\* Energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe

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

\*\*\*\* Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Dystrybucja w I półroczu 2018 roku w porównaniu do wyników I półroczu 2017 roku były:

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 488 GWh, wynikający m.in. z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o ok. 47 tys.) w porównaniu do I półroczu 2017 roku oraz wzrostu aktywności gospodarczej na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., głównie odbiorców z grupy A.
- **Nieznaczny spadek średniej stawki** o ok. 0,3 PLN/MWh po pomniejszeniu przychodów o koszty opłat ponoszonych na rzecz PSE S.A.
- **Wzrost innych przychodów** głównie z energii biernej i przekroczenia mocy, co wynika z zachowania odbiorców, u których pobór mocy jest wyższy względem wartości zakontraktowanej w umowie z PGE Dystrybucja S.A.
- **Wzrost pozostałych przychodów z działalności operacyjnej** głównie na saldzie usług tranzytowych w efekcie zwiększenia ilości energii elektrycznej przekazanej w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej od sąsiednich Operatorów Systemu Dystrybucyjnego o ok. 352 GWh.
- **Niższe koszty energii na pokrycie różnicy bilansowej** w wyniku spadku wolumenu różnicy bilansowej o 11 GWh oraz ujęcia doszacowania energii na pokrycie różnicy bilansowej.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem: (i) wartości majątku sieciowego w wyniku realizacji inwestycji, (ii) stawek podatkowych obowiązujących w bieżącym roku.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynikający głównie z przeprowadzonego procesu zmiany wynagrodzeń.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynikające głównie z wyższych kosztów: (i) opłat za umieszczenie urządzeń w pasie drogowym w efekcie wzrostu podstawy naliczania tych opłat oraz wzrostu stawek, (ii) opłat za służebność przesyłu na rzecz Lasów Państwowych w wyniku zmiany sposobu opodatkowania gruntów przez Nadleśnictwa.

## Nakłady inwestycyjne

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w I półroczu 2018 i 2017 roku.

mln PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Sieci SN i nN	240	193	24%
Stacje 110/SN i SN/SN	41	68	-40%
Linie 110 kV	15	13	15%
Przyłączanie nowych odbiorców (PNO)	218	226	-4%
Zakup transformatorów i liczników	38	71	-46%
Teleinformatyka, telemechanika i łączność	24	38	-37%
Pozostałe	20	20	0%
<b>RAZEM</b>	<b>596</b>	<b>629</b>	<b>-5%</b>

#### 4.3.4. Segment działalności – Obrót

##### Kluczowe wielkości finansowe

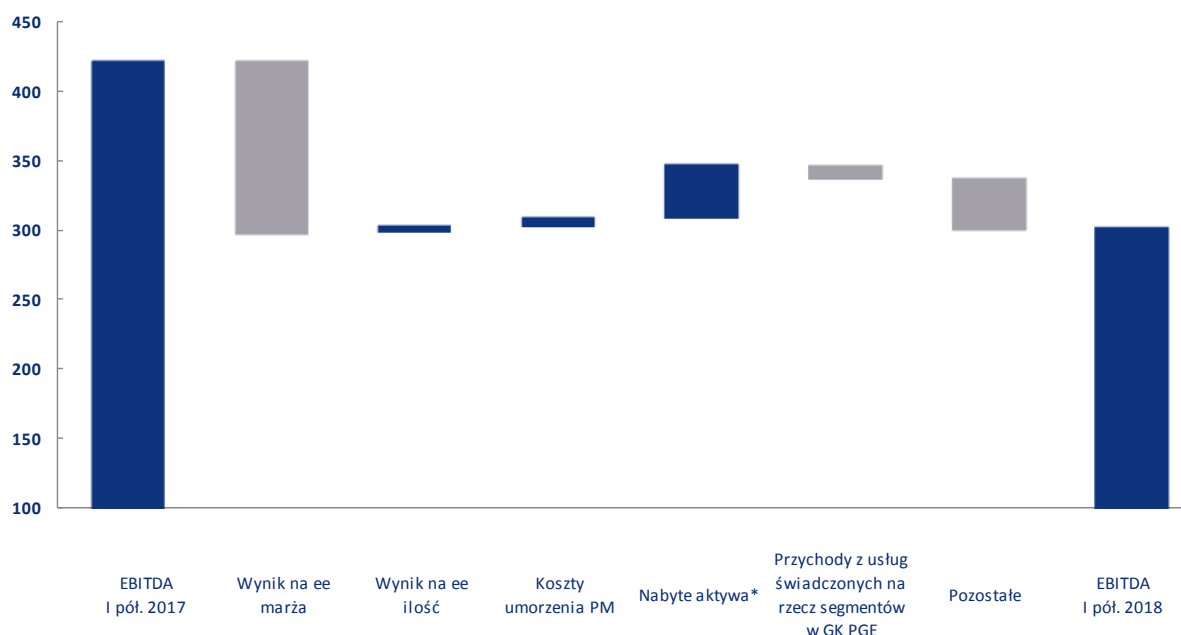
Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Obrót.

mIn PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2018*	I półrocze 2017**	zmiana %	zmiana %*
Przychody ze sprzedaży*	6 918	8 936	7 630	-9%	17%
EBIT	290	290	409	-29%	-29%
EBITDA	302	302	422	-28%	-28%
Nakłady inwestycyjne	5	5	5	0%	0%

\* Dane przekształcone - brak zastosowania MSSF 15 w 2018 roku

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

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



Odchylenie	-123	4	6	39	-9	-37
EBITDA I pół. 2017	422	739	379	0	274	
EBITDA I pół. 2018		620	373	39	265	302

\*PGE Paliwa sp. z o.o.

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wyniki segmentu Obrót w I półroczu 2018 roku w porównaniu do wyników I półroczu 2017 roku były:

- **Niższy wynik na energii elektrycznej** o 119 mln PLN wynikający głównie z uzyskania niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej, związanej ze wzrostem cen na rynku hurtowym (w szczególności rynku spot), po których częściowo odbywało się bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną wynikającego ze sprzedaży do odbiorców finalnych.
- **Spadek kosztów umorzenia praw majątkowych** głównie w wyniku niższych uzyskanych cen umorzenia PM OZE oraz niższych rynkowych cen żółtych i czerwonych PM, częściowo zniwelowany wzrostem zapotrzebowania na prawa majątkowe wynikającego z podwyższenia obowiązku umorzenia praw majątkowych zielonych, żółtych i fioletowych.
- **Spadek przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE** wynikający ze zmiany sposobu rozliczeń ze spółkami (-34 mln PLN), częściowo zniwelowany zwiększeniem przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi wynikającym z wyższego o 1,5 TWh wolumenu obrotu oraz wyższych cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej objętej zarządzaniem.
- **Niższy wynik na pozycji pozostałe** głównie w wyniku: (i) niższych przychodów z usług bilansowania farm wiatrowych (15 mln PLN), (ii) wyższych kosztów działalności segmentu (19 mln PLN).

#### 4.3.5. Pozostała Działalność

##### Kluczowe wielkości finansowe

Tabela: Kluczowe wielkości w segmencie Pozostała Działalność.

mIn PLN	I półrocze 2018	I półrocze 2017	zmiana %
Przychody ze sprzedaży	299	251	19%
EBIT	-8	-31	-
EBITDA	37	20	85%
Nakłady inwestycyjne	71	53	34%

**Wzrost wyniku EBITDA segmentu Pozostała Działalność** o ok. 17 mln PLN związany był głównie ze wzrostem EBITDA spółki PGE Systemy S.A. o ok. 10 mln PLN w efekcie zwiększenia zakresu świadczonych usług dla spółek GK PGE należących do innych segmentów.

##### Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne w ramach Pozostałej Działalności w I półroczu 2018 roku wyniosły 71 mln PLN w porównaniu do 53 mln PLN poniesionych w I półroczu 2017 roku.

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

- PGE EJ 1 sp. z o.o. – na rozwój projektu jądrowego 40 mln PLN;
- PGE Systemy S.A. – na rozwój infrastruktury teleinformatycznej oraz oprogramowania 28 mln PLN.

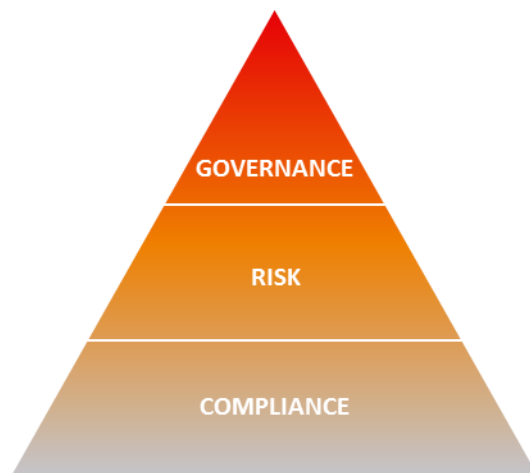
## 5. Ryzyka i szanse

### 5.1. Zarządzanie ryzykiem

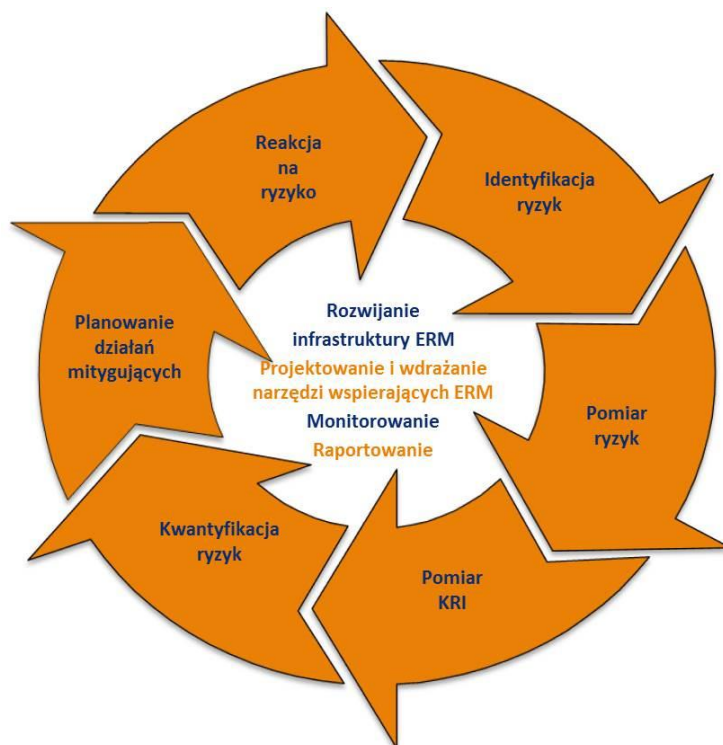
PGE S.A., jako Centrum Korporacyjne zarządzające Grupą, kreuje i wdraża rozwiązania w zakresie architektury zintegrowanego zarządzania ryzykiem w GK PGE. W szczególności kształtuje polityki, standardy i praktyki zarządzania ryzykiem w GK PGE, opracowuje i rozwija wewnętrzne narzędzia IT wspomagające proces, określa globalny apetyt na ryzyko oraz adekwatne limity, a także monitoruje ich poziomy.

Spółki z Grupy Kapitałowej PGE, podobnie jak inne podmioty z sektora elektroenergetycznego, narażone są na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzonej działalności operacyjnej oraz funkcjonowania w określonym otoczeniu rynkowym i regulacyjno-prawnym.

W GK PGE zarządzanie ryzykiem realizowane jest w oparciu o model GRC (Governance – Risk – Compliance). Umożliwia to dopasowanie i integrację procesu na wszystkich poziomach zarządzania w poszczególnych obszarach działalności. Ustanowienie na najwyższym poziomie zarządczym Komitetu Ryzyka, raportującego bezpośrednio do Zarządu, zapewnia nadzór nad efektywnością zarządzania ryzykiem w Grupie. Zdefiniowanie funkcji w ramach korporacyjnego zarządzania ryzykiem pozwala na niezależną ocenę poszczególnych ryzyk, ich wpływu na GK PGE oraz limitowanie i kontrolę istotnych ryzyk przy wykorzystaniu koncepcji kapitału narażonego na ryzyko za pomocą dedykowanych instrumentów. Wydzielenie w ramach Grupy odrębnej funkcji compliance gwarantuje, że prowadzona przez GK PGE działalność jest zgodna z uwarunkowaniami prawnymi oraz zapewnia przestrzeganie przyjętych norm wewnętrznych.



Grupa Kapitałowa PGE konsekwentnie rozwija kompleksowy system zarządzania ryzykami. Mechanizmy identyfikacji obszarów narażonych na ryzyko oraz sposoby pomiaru jego poziomu podlegają ciągłej weryfikacji i doskonaleniu, dzięki czemu istotne ryzyka dotyczące poszczególnych segmentów działalności są utrzymywane w ustalonych granicach poprzez ograniczanie negatywnych skutków tych zagrożeń oraz podejmowanie działań wyprzedzających lub naprawczych, zgodnie z poniższym cyklem.

















## 5.2. Czynniki ryzyka i działania mitygujące

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka i zagrożenia w PGE S.A. oraz Grupie PGE wraz z ich oceną oraz perspektywą na najbliższy rok.

Poziom ryzyka	Perspektywa ryzyka					
	niski	średni	wysoki	spadek	wzrost	stabilna
<p><b>poziom niski</b></p> <p><b>poziom średni</b></p> <p><b>poziom wysoki</b></p>	<p>ryzyko, które nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane,</p> <p>ryzyko, co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści,</p> <p>ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia.</p>					
<p><b>Ryzyka rynkowe i produktowe</b></p> <p>związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług</p>	<p><b>Ceny rynkowe energii elektrycznej oraz produktów powiązanych</b> – wynikające z braku pewności co do przyszłych poziomów i zmienności rynkowych cen towarów w odniesieniu do otwartej pozycji kontraktowej, w szczególności w zakresie energii elektrycznej oraz produktów powiązanych (praw majątkowych, uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>).</p> <p><b>Wolumen sprzedaży energii elektrycznej</b> – będący pochodną niepewności co do warunków determinujących zapotrzebowanie i popyt na energię elektryczną, mający bezpośredni wpływ na wielkość sprzedaży GK PGE na rynku.</p> <p><b>Taryfy (ceny regulowane)</b> – wynikające z obowiązku zatwierdzania dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej i ciepła.</p>					
<p><b>Ryzyka majątkowe</b></p> <p>związane z rozwojem i utrzymaniem majątku</p>	<p><b>Awarie</b> – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych (prace utrzymaniowo-remontowe, diagnostyka).</p> <p><b>Szkody w majątku</b> – związane z fizyczną ochroną urządzeń i obiektów energetycznych przed zewnętrznymi czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, zjawiska pogodowe, dewastacja).</p> <p><b>Rozwój i inwestycje</b> – związane ze strategicznym planowaniem powiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego oraz prowadzeniem bieżącej działalności inwestycyjnej.</p>					
	<p><b>Produkcja energii elektrycznej i ciepła</b> – związana z planowaniem produkcji i wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne.</p> <p><b>Gospodarowanie paliwami</b> – związane z niepewnością co do kosztów, jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw (głównie węgiel kamienny) oraz surowców produkcyjnych, a także sprawnością procesu zarządzania zapasami.</p> <p><b>Zasoby ludzkie</b> – związane z zapewnieniem pracowników o odpowiednim doświadczeniu i kompetencjach, zdolnych do realizacji określonych zadań.</p> <p><b>Dialog społeczny</b> – związany z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy a stroną społeczną, mogącego doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych.</p>					
	<p><b>Zmiany prawne w systemach wsparcia</b> – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu systemu wsparcia produkcji energii certyfikowanej.</p> <p><b>Zakup praw majątkowych i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub></b> – wynikające z możliwości zmian wielkości ustawowego obowiązkowego zakupu określonej ilości praw majątkowych przez sprzedawców energii oraz niepewności co do wielkości bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w przyszłości.</p> <p><b>Ochrona środowiska</b> – wynikająca z branżowych przepisów określających wymogi środowiskowe, jakie powinny spełniać instalacje energetyczne oraz zasad korzystania ze środowiska naturalnego. Przyszłe regulacje środowiskowe oraz niepewność co do ich ostatecznego kształtu (w szczególności w odniesieniu do rewizji BAT/BREF) mogą przełożyć się na zmianę poziomu wydatków inwestycyjnych Grupy PGE.</p> <p><b>Nieuregulowane stany prawne</b> – związane z trudnościami w pozyskiwaniu terenów lub dostępu do nich w ramach prowadzenia nowych inwestycji (w szczególności w segmencie Dystrybucji).</p>					
<p><b>Ryzyka regulacyjno – prawne</b></p> <p>związane z wypełnieniem wymogów zewnętrznego i wewnętrznego otoczenia prawnego</p>						

	<b>Koncesje</b> – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością.		
	<b>Działania dyskryminujące</b> – związane ze stosowaniem przez Grupę praktyk ograniczających lub eliminujących konkurencję, naruszających prawa i interesy konsumentów.		
<b>Ryzyka finansowe</b>  związane z prowadzoną gospodarką finansową	<b>Kredytowe</b> – związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych).		
	<b>Płynności finansowej</b> – związane z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej.		
	<b>Stopy procentowej</b> – wynikające w szczególności z negatywnego wpływu zmian rynkowych stóp procentowych na przepływy pieniężne Grupy PGE generowane przez zmiennoprocentowe aktywa i zobowiązania finansowe.		
	<b>Walutowe</b> – rozumiane w szczególności jako ryzyko, na jakie narażone są przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta funkcjonalna z tytułu niekorzystnych wahań kursów walutowych.		

Poniżej przedstawiono najważniejsze działania mitygujące ryzyka w Grupie PGE wraz z opisem najważniejszych narzędzi służących zarządzaniu danym ryzykiem.

#### Ryzyka rynkowe i produktowe

**Oddziaływanie:** Sfera przychodowa oraz oferowane produkty i usługi

**Działania:** Grupa PGE stosuje zasady zarządzania ryzykiem rynkowym (cenowym/wolumenowym) obejmujące ustalenie globalnego apetytu na ryzyko, limity ryzyka oparte o miary „at risk” oraz zarządzanie skonsolidowaną ekspozycją na ryzyko cen towarów poprzez mechanizmy zabezpieczania poziomów ryzyka przekraczających akceptowalny poziom. Zasady te określają jednolite założenia organizacji procesu w kontekście strategii handlowych i planowania średnioterminowego. GK PGE stosuje zasady dotyczące strategii zabezpieczania kluczowych ekspozycji w obszarze obrotu energią elektryczną i produktami powiązanymi odpowiadające apetytowi na ryzyko w horyzoncie średnioterminowym. Poziom zabezpieczenia pozycji ustalany jest z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych. Docelowe poziomy zabezpieczenia określone są z uwzględnieniem sytuacji finansowej Grupy, w szczególności biorąc pod uwagę założone cele wynikające z przyjętej strategii.

Grupa PGE bada, monitoruje oraz analizuje rynki energii elektrycznej i produktów powiązanych w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych, dystrybucyjnych i sprzedażowych.

Nowe produkty wprowadzane na rynek detaliczny są aktywnie promowane m.in. poprzez ogólnopolskie akcje marketingowe. Utrzymując rozbudowane portfolio produktowe i koncentrując działania na dopasowaniu ofert do rynku, Grupa dywersyfikuje kanały dotarcia do klientów końcowych oraz różnicuje grupy docelowe uwzględniając potencjał wolumenowy odbiorców. Działania mające na celu utrzymanie dotychczasowych klientów oparte są na modelu zdywersyfikowanego portfela ofert lojalizujących oraz działaniach o charakterze pozyskaniowym. W katalogu znajdują się również specjalne oferty dedykowane dla klientów uprzednio utraconych na rzecz konkurencji, a także oferty tzw. branżowe dedykowane dla konkretnych rodzajów działalności gospodarczej. GK PGE wprowadza również tzw. oferty łączone. W trosce o klientów szczególny nacisk skierowany jest na wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. Dzięki wdrażaniu narzędzi wspomagających te procesy Grupa efektywnie zarządza strumieniami informacji, co przekłada się bezpośrednio na komfort w relacjach z klientami oraz lepsze planowanie i organizację samej sprzedaży.

### Ryzyka operacyjne

**Oddziaływanie:** Sfera kosztowa

**Działania:** Wyniki Grupy PGE są w sposób istotny uzależnione od ponoszonych kosztów w ramach prowadzonej działalności. Grupa optymalizuje je m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. Przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku optymalizują czas życia urządzeń i wymaganą dyspozycyjność kluczowych składników majątku. Na poziom kosztów ma wpływ zapewnienie częściowo bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i zakup brakujących uprawnień przy założeniu zabezpieczania poziomu marży na sprzedaży. Prowadzony jest również intensywny i skuteczny dialog w celu uniknięcia eskalacji ewentualnych sporów ze stroną społeczną oraz wypracowania jak najkorzystniejszych rozwiązań w obszarze zatrudnienia i związanych z tym kosztów w ramach GK PGE.

### Ryzyka majątkowe

**Oddziaływanie:** Sfera aktywów

**Działania:** Grupa PGE aktywnie realizuje strategię rozwoju i unowocześniania swoich mocy wytwórczych. Dywersyfikuje dotychczasową strukturę źródeł produkcyjnych z uwagi na technologię generacji energii. Aktualnie GK PGE prowadzi dwie kluczowe inwestycje (Opole, Turów), szereg inwestycji sieciowych, a także realizuje przedsięwzięcia modernizacyjno-odtworzeniowe. Na bieżąco prowadzone są prace eksploatacyjne i remontowe. Na wypadek awarii oraz szkód w majątku zostały ubezpieczone najważniejsze aktywa wytwórcze. Systematycznie poprawiana jest niezawodność dostaw energii do odbiorców końcowych.

### Ryzyka regulacyjno-prawne

**Oddziaływanie:** Sfera zapewnienia zgodności z regulacjami

**Działania:** Działalność Grupy PGE podlega licznym przepisom i regulacjom krajowym oraz międzynarodowym. Monitoring wprowadzanych i proponowanych zmian prawnych zapewnia, że działalność prowadzona w podstawowych segmentach biznesowych odbywa się zgodnie z przepisami oraz, że GK PGE dysponuje rozwiązaniami uwzględniającymi ewentualne zmiany w otoczeniu prawnym. PGE S.A. jest jednym z członków Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, który otworzył swoje biuro w Brukseli. Poprzez działania Komitetu aktywnie wpływa na działania w procedowaniu i kształtowaniu unijnych przepisów, a także prowadzi dialog z instytucjami UE. Grupa dostosowuje regulacje wewnętrzne oraz praktyki postępowania tak, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami. Wydobycie paliw kopalnych, produkcja oraz dystrybucja energii elektrycznej i ciepła wiąże się z ingerencją w środowisko, dlatego Grupa ciągle udoskonala działania na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska wdrażając rozwiązania technologiczne i organizacyjne zapewniające sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem.

### Ryzyka finansowe

**Oddziaływanie:** Sfera gospodarki finansowej

**Działania:** Grupa PGE kontroluje ryzyko kredytowe związane z transakcjami handlowymi. Przed zawarciem transakcji przeprowadzana jest ocena scoringowa kontrahenta, w oparciu o którą ustalany jest limit kredytowy, który jest regularnie aktualizowany i monitorowany. Ekspozycje przekraczające ustalone limity są zabezpieczane zgodnie z obowiązującą w Grupie Polityką zarządzania ryzykiem kredytowym. W Grupie PGE obowiązuje centralny model finansowania, zgodnie z którym co do zasady finansowanie zewnętrzne pozyskiwane jest przez PGE S.A. Spółki zależne w Grupie korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego, a ryzyko utraty płynności monitorowane jest przy pomocy narzędzi okresowego planowania w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej. W zakresie ryzyka walutowego i stopy procentowej Grupa PGE przyjęła wewnętrzne zasady zarządzania tymi ryzykami. Spółki z Grupy PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę (IRS, CCIRS) wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyka.

### 5.3. Ryzyka strategiczne

GK PGE nie koncentruje się wyłącznie na ryzykach związanych z bieżącą działalnością. Identyfikacji, ocenie i analizie podlegają również ryzyka mogące mieć wpływ na funkcjonowanie Grupy w dłuższym horyzoncie czasowym. Na najwyższym szczeblu zarządczym dokonywana jest ocena wpływu na realizację celów, wizerunek oraz ciągłość działania GK. Działanie to pozwala na przygotowanie się do pojawiających się wyzwań i zabezpieczenie długoterminowego rozwoju Grupy. O ile zagrożenia dla bieżącej działalności wpływają na funkcjonowanie i wyniki finansowe Grupy PGE, to ryzyka o charakterze strategicznym mogą zaważyć na powodzeniu realizacji strategii i przyszłości całej organizacji.

Poniżej przedstawiono zidentyfikowane ryzyka strategiczne wraz z ich oceną.

#### Wpływ



bardzo niski

niski

średni

wysoki

bardzo wysoki



#### Cyberbezpieczeństwo

Ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania przestrzeni przetwarzania i wymiany informacji tworzonej przez systemy informatyczne funkcjonujące w GK PGE oraz zamierzonej ingerencji w infrastrukturę IT, odpowiedzialną za sterowanie oraz nadzór nad prawidłową pracą urządzeń wytwórczych i dystrybucyjnych.



#### Polityka energetyczna – wizja rozwoju sektora

Ryzyko zmian dotyczących kierunków rozwoju i redefinicji roli energetyki oraz zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej.



#### Siły natury

Ryzyko nasilenia występowania ekstremalnych warunków atmosferycznych mających wpływ na wytwarzanie i dystrybucję energii elektrycznej oraz ciepła.



#### Restrykcje środowiskowe

Ryzyko zaostrzenia restrykcji środowiskowych związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła oraz prowadzeniem działalności wydobywczej w GK PGE.



#### Zasoby ludzkie

Ryzyko ograniczenia dostępności pracowników, kluczowych z punktu widzenia realizowanych w GK PGE procesów.



#### Prawo

Ryzyko zmian prawa określającego reguły prowadzenia działalności GK PGE.



#### Makroekonomia

Ryzyko negatywnej zmiany sytuacji gospodarczej i wahań poziomu wskaźników makroekonomicznych determinujących działalność GK PGE.



#### Rewolucja technologiczna

Ryzyko zmiany technologicznej powodującej ograniczenie konkurencyjności produkcji energii elektrycznej i ciepła w aktywach wytwórczych posiadanych przez Grupę PGE i ich dystrybucję przy pomocy majątku sieciowego będącego w gestii Grupy PGE.



#### Konkurencja

Ryzyko rozwoju ofert produktowych oferowanych przez konkurencję wpływających na zmniejszenie udziału GK PGE w rynku energetycznym.

## 6. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

### 6.1. Zmiany w składzie Zarządu i Rady Nadzorczej

Na 30 czerwca 2018 roku Zarząd Spółki funkcjonował w następującym, niezmienionym składzie:

<b>Imię i nazwisko członka Zarządu</b>	<b>Pełniona funkcja</b>
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

Na 30 czerwca 2018 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

<b>Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej</b>	<b>Pełniona funkcja</b>
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
Witold Kozłowski	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

9 lipca 2018 roku Pan Witold Kozłowski złożył rezygnację z członkostwa w Radzie Nadzorczej.

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

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

<b>Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej</b>	<b>Pełniona funkcja</b>
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej – członek niezależny
Artur Bartoszewicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Jerzy Sawicki	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

Na 30 czerwca 2018 roku komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

<b>Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej</b>	<b>Komitet Audytu</b>	<b>Komitet Ładu Korporacyjnego</b>	<b>Komitet Strategii i Rozwoju</b>	<b>Komitet Nominacji i Wynagrodzeń</b>
<b>Janina Goss</b>	Członek od 02.03.2016			Członek od 02.03.2016
<b>Tomasz Hapunowicz</b>		Członek od 23.01.2018	Członek od 23.01.2018	
<b>Anna Kowalik</b>	Członek		Członek od 23.01.2018	Członek
<b>Witold Kozłowski</b>		Członek od 13.09.2016 Przewodniczący od 25.10.2016	Członek od 13.12.2017	Członek od 13.09.2016
<b>Grzegorz Kuczyński</b>	Członek od 02.03.2016 Przewodniczący od 18.03.2016	Członek od 02.03.2016	Członek od 23.01.2018	
<b>Mieczysław Sawaryn</b>			Członek od 02.03.2016	Członek od 02.03.2016 Przewodniczący od 08.08.2016
<b>Artur Składanek</b>	Członek od 19.09.2017	Członek od 07.03.2016	Członek od 02.03.2016 Przewodniczący od 23.01.2018	

## 6.2. Kwestie prawne

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

Informacje dotyczące pozwów o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń PGE S.A. zostały omówione w nocie 21.4 skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

### Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

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

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

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



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

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

Wystawca poręczenia lub udzielonej gwarancji	Nazwa podmiotu na rzecz którego udzielono poręczenie lub udzielono gwarancję (Beneficjent)	Nazwa podmiotu za zobowiązania którego jest wystawione poręczenie lub udzielona gwarancja	Data powstania zobowiązania z tytułu udzielonego zabezpieczenia	Data obowiązywania udzielonego poręczenia lub udzielonej gwarancji	Wartość udzielonego poręczenia lub udzielonej gwarancji (mln)	Waluta	Wartość kredytu lub pożyczki będącej przedmiotem zabezpieczenia (mln)	Waluta
PGE S.A.	Obligatariusze	PGE Sweden AB	22 maja 2014 roku	31 grudnia 2041 roku	2 500,0	EUR	638,0	EUR
PGE S.A.	Nordic Investment Bank	PGE GiEK S.A.	12 maja 2017 roku	31 grudnia 2024 roku	121,4	EUR	101,2	EUR

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

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

## 6.6. Działania związane z energetyką jądrową

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

### Partnerstwo biznesowe

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

Zgodnie z Umową Wspólników, zawartą 3 września 2014 roku, Strony zobowiązały się wspólnie, w proporcji do posiadanych udziałów, sfinansować działania w ramach fazy wstępnej Programu („Etap rozwoju”). Założono, że zaangażowanie finansowe PGE S.A. w okresie Etapu rozwoju nie przekroczy wartości ok. 700 mln PLN. Środki na realizację Programu wnoszone są do PGE EJ 1 w formie podwyższeń kapitału zakładowego oraz poprzez udzielenie pożyczek. W I kwartale 2018 roku PGE EJ 1 udzielona została przez wspólników pożyczka zamiast podwyższenia kapitału zakładowego.

### Postępowanie na wybór technologii

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

### Badania lokalizacyjne i środowiskowe

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

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

Prowadzone są prace dotyczące aktualizacji harmonogramu prac.

### Akceptacja społeczna

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

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

### Odszkodowania od WorleyParsons

W 2013 roku spółka PGE EJ 1 sp. z o.o. podpisała umowę o badanie środowiska, badanie lokalizacji oraz usługi związane z uzyskaniem pozwoleń i uprawnień niezbędnych w procesie inwestycyjnym związanym z budową elektrowni jądrowej z konsorcjum WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. oraz WorleyParsons Group Inc.

(zwane dalej „WorleyParsons”), na kwotę ok. 253 mln PLN netto (w tym zakres podstawowy ok. 167 mln PLN). Z tytułu opóźnienia w realizacji produktu umowy EJ 1 naliczyła WorleyParsons w 2013 roku karę umowną w kwocie ok. 7 mln PLN. Dodatkowo w związku z dalszym nienależytym wykonaniem usług w 2014 roku EJ 1 naliczyła kary umowne w łącznej kwocie ok. 43 mln PLN. 23 grudnia 2014 roku EJ 1 wypowiedziała umowę z przyczyn leżących po stronie WorleyParsons.

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

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

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

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

29 marca 2017 roku odbyła się pomiędzy Stronami mediacja – na spotkaniu nie doszło do zawarcia ugody. 8 grudnia 2017 roku odbyła się pierwsza rozprawa, na której Sąd postanowił o rozpoznaniu sprawy przy drzwiach zamkniętych (bez udziału publiczności).

15 i 16 lutego 2018 roku odbyły się kolejne rozprawy w sprawie.

31 marca 2018 roku spółka złożyła odpowiedź na rozszerzone powództwo WorleyParsons.

Ponadto 20 maja 2016 roku EJ 1 złożyła do Sądu Rejonowego dla m.st. Warszawy w Warszawie wniosek o zawiązanie WorleyParsons do próby ugodowej w zakresie roszczeń EJ 1 w kwocie ok. 41 mln PLN wraz z odsetkami ustawowymi tytułem odszkodowania za nienależyte wykonanie zobowiązań wynikających z umowy. Posiedzenie pojednawcze przed sądem zostało wyznaczone na 8 czerwca 2017 roku. Na posiedzeniu 8 czerwca 2017 roku Sąd stwierdził brak doręczenia odpisu wniosku amerykańskiemu spółkom WorleyParsons, w związku z czym odroczył posiedzenie bez terminu. 3 lipca 2017 roku pełnomocnik spółki PGE EJ 1 otrzymał informację, że odpis wniosku został doręczony spółkom amerykańskim. Na posiedzeniu 19 września 2017 roku Sąd stwierdził, że nie doszło do zawarcia ugody i zakończył postępowanie w sprawie. Spółka rozważa rozszerzenie powództwa. Roszczenie spółki przedawnia się we wrześniu 2019 roku.

24 i 25 kwietnia 2018 roku odbyły się kolejne rozprawy w sprawie.

Na II półrocze 2018 roku sąd wyznaczył 10 rozpraw. Kolejne najbliższe terminy rozpraw zostały wyznaczone na 21 i 22 sierpnia 2018 roku.

## **6.7. Wezwanie na zakup 100% akcji spółki Polenergia S.A.**

22 maja 2018 roku PGE S.A., za pośrednictwem Pekao Investment Banking S.A. (pełniącego rolę doradcy finansowego PGE), ogłosiła wezwanie do zapisywania się na sprzedaż 45 443 547 akcji zwykłych na okaziciela, tj. wszystkich akcji wyemitowanych przez Polenergia S.A. („Polenergia”) („Wezwanie”), uprawniających do wykonywania 100% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Polenergia, po cenie 16,29 PLN za każdą akcję. PGE jest także podmiotem nabywającym akcje w Wezwaniu. W ramach realizacji transakcji w drodze wezwania zostało udzielone zabezpieczenie w formie gwarancji bankowej za zobowiązania PGE, której wystawcą jest Bank Polska Kasa Opieki S.A. a beneficjentem gwarancji jest PEKAO Investment Banking S.A. Gwarancja Bankowa została wystawiona w dniu 22 maja 2018 roku na kwotę 740 mln PLN z terminem ważności do dnia 21 listopada 2018 roku.

Wezwanie zostało ogłoszone pod warunkami wskazanymi w treści Wezwania, obejmującymi:

- uzyskanie bezwarunkowej zgody Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów na koncentrację przedsiębiorstw polegającą na przejęciu kontroli nad Polenergią
- objęcie zapisami w Wezwaniu akcji Polenergii stanowiących co najmniej 66% ogólnej liczby akcji Polenergii
- powołanie kandydatów w skład Rady Nadzorczej Polenergii wskazanych przez PGE
- podjęcie przez walne zgromadzenie Polenergii uchwały w sprawie zmian w statucie Polenergii
- zawarcie przez PGE i Polenergię umowy o współpracy strategicznej i integracji Polenergii w ramach Grupy PGE

W przypadku braku przedłużenia lub skrócenia okresu przyjmowania zapisów w Wezwaniu, zapisy na akcje Polenergii potrąają od 13 lipca 2018 roku do 20 września 2018 roku.

Pełna treść Wezwania została opublikowana przez PGE w raporcie bieżącym nr 10/2018.

## **6.8. Transakcje z podmiotami powiązanymi**

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

## **6.9. Publikacja prognoz finansowych**

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

## 6.10. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

### 6.10.1. Akcjonariusze Spółki posiadający znaczne pakiety akcji

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

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

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

### 6.10.2. Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

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

## 7. Oświadczenia Zarządu

### Oświadczenie w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu PGE S.A., półroczny raport finansowy, zawierający skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGE, skrócone śródroczne jednostkowe sprawozdanie finansowe PGE 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.

### Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego

Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oświadcza, że podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący przeglądu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania został wybrany zgodnie z przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący tego przeglądu, spełniali warunki do wydania bezstronnego i niezależnego raportu z przeglądu, zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

## 8. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 7 sierpnia 2018 roku.

Warszawa, 7 sierpnia 2018 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

---

Prezes Zarządu                      Henryk Baranowski

---

Wiceprezes Zarządu              Wojciech Kowalczyk

---

Wiceprezes Zarządu              Marek Pastuszko

---

Wiceprezes Zarządu              Paweł Śliwa

---

Wiceprezes Zarządu              Ryszard Wasilek

---

Wiceprezes Zarządu              Emil Wojtowicz

---



## Słowniczek

AKPIA	Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne techniki
Biomasa	stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
BREF	Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT
Dobre Praktyki	Dokument „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęty uchwałą Rady Giełdy z dnia 13 października 2015 roku i obowiązujący od dnia 1 stycznia 2016 roku
Dystrybucja	transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	specjalny typ elektrowni wodnych pozwalający na magazynowanie energii elektrycznej. Wykorzystywany jest do tego górny zbiornik wodny, do którego pompowana jest woda ze zbiornika dolnego, przy wykorzystaniu energii elektrycznej (zwykle nadmiarowej w systemie). Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla krajowego systemu elektroenergetycznego. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ze zbiornika górnego jest spuszczana przez turbinę. W ten sposób produkowana jest energia elektryczna.
Energia czarna	umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
EUA	European Union Allowances, zbywalne prawa do emisji CO <sub>2</sub> ; jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO <sub>2</sub>
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63–87)
EW	Elektrownia Wodna
Fundusz CVC	ang. Corporate Venture Capital; w modelu CVC spółki portfelowe, poza wsparciem finansowym, otrzymują możliwość weryfikacji swojego pomysłu w korporacji
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = ok. 278 kWh
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i 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 <sup>9</sup> W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
Inflacja HICP	(ang. <i>Harmonised Index of Consumer Prices</i> ) - zharmonizowany indeks cen konsumpcyjnych wprowadzony przez Komisję Europejską. Zgodnie z traktatem z Maastricht, wskaźnik HICP jest podstawą do oceny wzrostu cen w krajach Unii.
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji
IRZ	Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A.
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
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 <sub>2</sub> )
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm <sup>3</sup>	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m <sup>3</sup> przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO <sub>x</sub>	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	Operacyjna rezerwa mocy są to zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej

Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 2 lipca 2014 do dnia 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została spółka PSE S.A.
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 miał w energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej i przemysłowej w Polsce
Purchasing Managers Index (PMI)	złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt oznacza poprawę sytuacji w sektorze
Regulacyjne Usługi Systemowe (RUS)	usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych
Regulator	Prezes URE wypełniający zadania przypisane mu w prawie energetycznym. Zajmuje się m.in. wydawaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla energii, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.
Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/ odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index – wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania przerwy (długiej, bardzo długiej oraz katastrofalnej), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIDI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIDI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index – wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw (długich, bardzo długich oraz katastrofalnych), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIFI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIFI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN.
SCR	selektywna redukcja katalityczna – technologia oczyszczania spalin
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV

Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SNCR	selektywna redukcja niekatalityczna – technologia oczyszczania spalin
Start-up	przedsiębiorstwo na wczesnym etapie rozwoju, stworzone z myślą o budowaniu nowych produktów lub usług i działające w warunkach dużej niepewności. Najczęściej wskazywanymi cechami start-upów są: krótka historia działalności (do 10 lat), innowacyjność, możliwość rozbudowy przedsięwzięcia, wyższe niż w przypadku „tradycyjnych” przedsięwzięć ryzyko, ale również potencjalnie wyższy zwrot z inwestycji.
Szczyt	szczyt (Peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 <sup>9</sup> kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 V = 1J/1C = (1 kg \times m^2) / (A \times s^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 kg \times m^2 \times s^{-3}$
WRA	wartość regulacyjna aktywów
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii