

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

zakończony 30 czerwca 2019 roku

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE	3
1. Grupa Kapitałowa PGE	4
1.1. Charakterystyka działalności.....	4
2. Ryzyka w działalności GK PGE	5
2.1. Czynniki ryzyka i działania mitygujące	6
2.2. Ryzyka strategiczne.....	10
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	11
3.1. Otoczenie makroekonomiczne	11
3.2. Otoczenie rynkowe.....	12
3.3. Ceny praw majątkowych.....	19
3.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla	20
3.5. Otoczenie regulacyjne.....	22
4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE	30
4.1. Segmenty działalności GK PGE	30
4.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE	31
4.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	38
4.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	61
5. Pozostałe elementy Sprawozdania	66
5.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	66
5.2. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	68
5.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	68
6. Oświadczenia Zarządu	68
7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu.....	69
Słowniczek pojęć branżowych	70

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Okres zakończony		Zmiana %
		30 czerwca 2019 roku	30 czerwca 2018 roku	
Przychody ze sprzedaży*	mln PLN	18 236	12 871	42%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	2 446	1 859	32%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	4 395	3 703	19%
Marża EBITDA*	%	24%	29%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mln PLN	3 299	3 803	-13%
Marża EBITDA powtarzalna*	%	18%	30%	
Zysk netto	mln PLN	1 765	1 296	36%
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	2 543	2 244	13%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	3 193	2 683	19%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-3 186	-2 905	10%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	1	-1 122	-

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień		Zmiana %
		30 czerwca 2019 roku	31 grudnia 2018 roku	
Kapitał obrotowy	mln PLN	2 606	-3 395	-
Zadłużenie netto/LTM EBITDA**	x	1,55	1,51	

* W związku z wprowadzeniem 100% obliża giełdowego (obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej) mniejsza część obrotu odbywa się bilateralnie w ramach Grupy Kapitałowej niż miało to miejsce w I półroczu 2018 roku. Zmiana ta w znaczący sposób przełożyła się na wzrost sprzedaży i zakupu energii elektrycznej (por. pkt 4.2 niniejszego sprawozdania) i w konsekwencji poziom skonsolidowanych przychodów oraz kosztów. Miało to ograniczony wpływ na rzeczywisty poziom rentowności GK PGE.

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

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		Stan na dzień		Zmiana %
		30 czerwca 2019 roku	30 czerwca 2018 roku	
Dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO ₂	mln PLN	1 393	0	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mln PLN	-246	-17	1 347%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mln PLN	-36	0	-
Rekompensaty KDT	mln PLN	-15	-83	-82%
Razem	mln PLN	1 096	-100	-

1. Grupa Kapitałowa PGE

1.1. Charakterystyka działalności

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

Podmiotem dominującym GK PGE jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (także jako „PGE S.A.”, „PGE”, „Spółka”, „Emitent”). Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest zorganizowana w sześciu segmentach:

ENERGETYKA KONWENCJONALNA



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

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

CIEPŁOWNICTWO



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

ENERGETYKA ODNAWIALNA



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

OBRÓT



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

DYSTRYBUCJA



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

POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

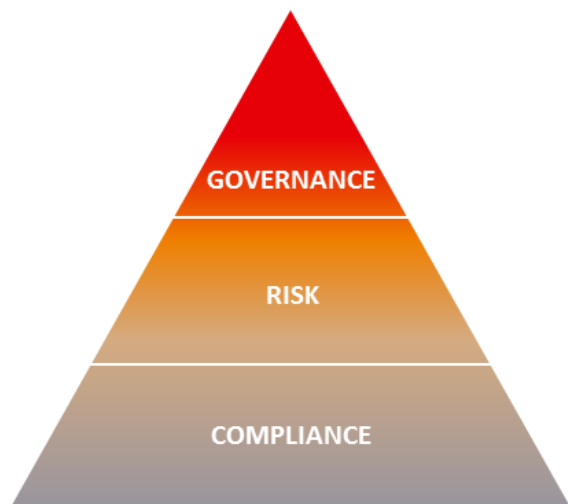
Przedmiotem działalności jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji, świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych, transportowych i carsharingowych. To także działalność spółek zależnych powołanych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

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

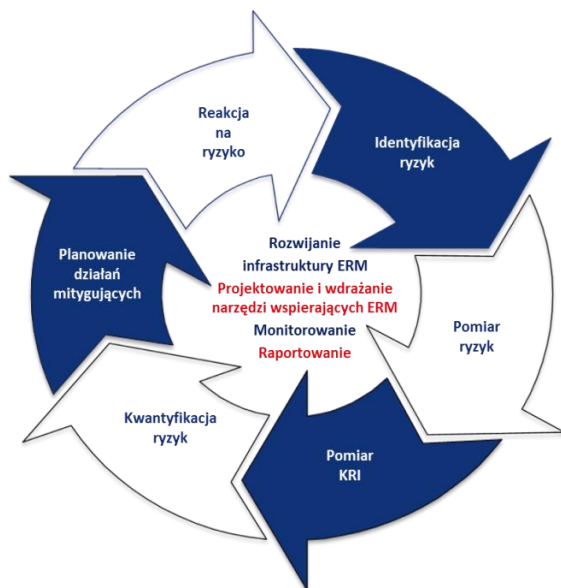
2. Ryzyka w działalności GK PGE

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. Oceniamy i analizujemy ryzyka w kluczowych spółkach Grupy. 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 przedstawionym cyklem.









2.1. 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	■ ■ ■ niski	■ ■ ■ średni	■ ■ ■ wysoki	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
Perspektywa ryzyka	↓ spadek	↑ wzrost	↔ stabilna	
poziom niski	ryzyko, które nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane			
poziom średni	ryzyko, co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści			
poziom wysoki	ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia			
Ryzyka rynkowe i produktowe związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	Ceny rynkowe energii elektrycznej oraz produktów powiązanych – 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 ₂).	■ ■ ■	↔	Działania: <ul style="list-style-type: none"> Wykorzystanie jednolitych założeń organizacji procesu w kontekście strategii handlowych i planowania średnioterminowego (strategia zabezpieczania kluczowych ekspozycji w obszarze obrotu energią elektryczną i produktami powiązanymi odpowiadająca apetytowi na ryzyko w horyzoncie średnioterminowym). Ustalanie poziomu zabezpieczenia pozycji z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych, opartego o miary „at risk”. Docelowe poziomy zabezpieczenia określone są z uwzględnieniem sytuacji finansowej Grupy, w szczególności biorąc pod uwagę założone cele wynikające z przyjętej strategii. Badanie, monitorowanie oraz analiza rynków energii elektrycznej i produktów powiązanych w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych. Pozyskiwanie nowych klientów - dywersyfikacja kanałów dotarcia do odbiorców końcowych oraz różnicowanie grupy docelowych poprzez utrzymanie rozbudowanego portfolio produktowego i dopasowanie ofert do rynku. Utrzymywanie dotychczasowych klientów - zdywersyfikowany portfel ofert lojalizujących, działania o charakterze pozyskaniowym oraz specjalne oferty dedykowane dla klientów utraconych na rzecz konkurencji. Dbłość o wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. Wykorzystywanie narzędzi wspomagających procesy relacji z klientami umożliwiające lepsze planowanie oraz organizację samej sprzedaży.
	Wolumen sprzedaży energii elektrycznej – będący pochodną niepewności co do warunków determinujących zapotrzebowanie i popyt na energię elektryczną, mający bezpośredni wpływ na wielkość sprzedaży GK PGE na rynku.	■ ■ ■	↔	
	Taryfy (ceny regulowane) – wynikające z obowiązku zatwierdzania dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej i ciepła.	■ ■ ■	↓	

Ryzyka majątkowe związane z rozwojem i utrzymaniem majątku	Awarie – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych (prace utrzymaniowo-remontowe, diagnostyka).			Działania: <ul style="list-style-type: none"> ■ Aktywna realizacja strategii rozwoju i unowocześniania własnych mocy wytwórczych. ■ Dokonywanie bieżących remontów zgodnie z najwyższymi standardami sektorowymi – elektrownie Grupy PGE charakteryzują się najniższą awaryjnością w skali kraju. ■ Dywersyfikacja dotychczasowej struktury źródeł produkcyjnych z uwagi na technologie generacji energii. ■ Na wypadek awarii oraz szkód w majątku zostały ubezpieczone najważniejsze aktywa wytwórcze. ■ Składniki majątku ubezpieczone są w oparciu o analizę kosztów ubezpieczenia, dostępnych pojemności rynków ubezpieczeniowych na poszczególne ryzyka lub dla poszczególnych rodzajów aktywów, kosztów związanych z ewentualnym odtworzeniem majątku i potencjalnie utraconych przychodów. ■ Systematycznie poprawiana jest niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez modernizację sieci dystrybucyjnej.
	Szkody w majątku – związane z fizyczną ochroną urządzeń i obiektów energetycznych przed zewnętrznymi czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, zjawiska pogodowe, dewastacja).			
	Rozwój i inwestycje – związane ze strategicznym planowaniem powiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego oraz prowadzeniem bieżącej działalności inwestycyjnej.			
Ryzyka operacyjne związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych	Produkcja energii elektrycznej i ciepła – związana z planowaniem produkcji i wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne.			Działania: <ul style="list-style-type: none"> ■ Optymalizacja kosztów m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. ■ Zabezpieczenie marży na sprzedaży poprzez zakup brakujących uprawnień do emisji CO₂. ■ Optymalizacja czasu życia urządzeń i dyspozycyjności kluczowych składników majątku. ■ Przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku. ■ Aktywny udział PGE w programach stażowych oraz współpracy z ośrodkami edukacji w celu zapewnienia dopływu wykwalifikowanych kadr. ■ Ocena i szkolenie kadr w celu optymalnego ich wykorzystania w strukturach Grupy. ■ Prowadzenie intensywnego i skutecznego dialogu 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.
	Gospodarowanie paliwami – związane z niepewnością co do kosztów, jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw (głównie węgiel kamienny) oraz surowców produkcyjnych, a także sprawnością procesu zarządzania zapasami.			
	Zasoby ludzkie – związane z zapewnieniem kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań.			
	Dialog społeczny – związany z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy a stroną społeczną, mogący doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych.			

<p>Ryzyka regulacyjno – prawne związane z wypełnieniem wymogów zewnętrznego i wewnętrznego otoczenia prawnego</p>	<p>Zmiany prawne w systemach wsparcia – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu systemu wsparcia produkcji energii.</p>			<p>Działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 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. ■ Aktywne uczestnictwo PGE S.A. jako członka Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, który otworzył swoje biuro w Brukseli. Poprzez działania Komitetu, Spółka aktywnie wpływa na działania w procedowaniu i kształtowaniu unijnych przepisów, a także prowadzi dialog z instytucjami UE. ■ Dostosowanie regulacji wewnętrznych oraz praktyk postępowania tak, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami. ■ Udoskonalanie działań na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska, poprzez wdrażanie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem. ■ Monitoring procesu przygotowania wniosku koncesyjnego w spółkach Grupy PGE (opracowanie, sprawdzanie kompletności danych i dokumentacji, uzgodnienia wewnętrzne), monitorowanie terminów obowiązywania koncesji, śledzenie zmian prawnych w zakresie wymogów koncesyjnych. ■ Opiniowanie działań i dokumentacji pod kątem przestrzegania przepisów prawa i Programu Zgodności, powołanie funkcji Inspektora ds. Zgodności (głównie w PGE Dystrybucja). ■ Występowanie z zapytaniami o wiążące interpretacje podatkowe oraz korzystanie z usług zewnętrznych doradców podatkowych.
	<p>Ochrona środowiska – wynikająca z 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>Koncesje – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością.</p>			
	<p>Działania dyskryminujące – związane ze stosowaniem przez Grupę praktyk ograniczających lub eliminujących konkurencję, naruszających prawa i interesy konsumentów.</p>			
	<p>Podatki – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu i interpretacji przepisów podatkowych.</p>			

<p>Ryzyka finansowe związane z prowadzoną gospodarką finansową</p>	<p>Kredytowe – 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).</p>			<p>Działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Przeprowadzanie przed zawarciem transakcji handlowych oceny scoringowej 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. ■ Stosowanie w Grupie centralnego modelu 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.
	<p>Płynności finansowej – związane z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej.</p>			
	<p>Stopy procentowej – wynikające w szczególności z negatywnego wpływu zmian rynkowych stóp procentowych na przepływy pieniężne Grupy PGE generowane przez zmiennoprocentowe aktywa i zobowiązania finansowe.</p>			
	<p>Walutowe – 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.</p>			

2.2. Ryzyka strategiczne

GK PGE identyfikuje, ocenia i analizuje zarówno ryzyka związane z bieżącą działalnością oraz 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 PGE, to ryzyka o charakterze strategicznym mogą zaważyć na powodzeniu realizacji strategii i przyszłości całej organizacji. Ich rozpoznanie jest kluczem do zapewnienia trwałości Grupy PGE.

Poniżej przedstawiono zidentyfikowane ryzyka strategiczne wraz z ich oceną.

Wpływ	▼▼	▼	◄►	▲	▲▲
	bardzo niski	niski	średni	wysoki	bardzo wysoki
▲	Cyberbezpieczeństwo Ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania aktywów wytwórczych i dystrybucyjnych oraz systemów informatycznych funkcjonujących w GK PGE.				
▲	Siły natury Ryzyko nasilenia występowania ekstremalnych warunków atmosferycznych wpływających na możliwość wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej, jak i na cenę kosztu wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej oraz ciepła.				
▲	Prawo Ryzyko zmian prawa krajowego określającego reguły prowadzenia działalności GK PGE oraz wzrostu ilości i zakresu regulacji unijnych mających wpływ na Grupę.				
▲	Restrykcje środowiskowe Ryzyko zaostrzenia restrykcji środowiskowych związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła oraz prowadzenia działalności wydobywczej w GK PGE.				
◄►	Polityka energetyczna Ryzyko zmiany koncepcji dotyczącej kształtowania sektora energetycznego w Polsce i roli jaką pełni w nim GK PGE.				
◄►	Zasoby ludzkie Ryzyko ograniczenia dostępności pracowników, kluczowych z punktu widzenia procesów realizowanych w GK PGE.				
▼	Bezpieczeństwo pracowników i klientów Ryzyko wystąpienia nieoczekiwanych zdarzeń niosących ze sobą nieodwracalne w sposób naturalny straty materialne oraz ciężkie urazy lub śmierć ludzi.				
◄►	Konkurencja Ryzyko rozwoju oferty produktowej oferowanej przez konkurencję, wpływające na zmniejszenie udziału GK PGE w rynku energetycznym.				
◄►	Rewolucja technologiczna Ryzyko zmiany technologicznej powodującej dewaluację produkcji energii elektrycznej i ciepła w źródłach systemowych i ich dystrybucję przy pomocy majątku sieciowego będącego w gestii GK PGE.				
◄►	Makroekonomia i geopolityka Ryzyko zmiany sytuacji gospodarczej i geopolitycznej powodującej wahania wskaźników makroekonomicznych oraz cen surowców mających wpływ na działalność GK PGE.				

Analizując te ryzyka w kategorii zagrożeń dla PGE, Spółka stara się równocześnie identyfikować szanse, jakie mogą nieść ze sobą zachodzące zmiany. Wyjście naprzeciw ryzykom staje się szansą na rozwój Grupy, jeśli z wyprzedzeniem dostosuje się do zmieniającego się świata.

3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

3.1. Otoczenie makroekonomiczne

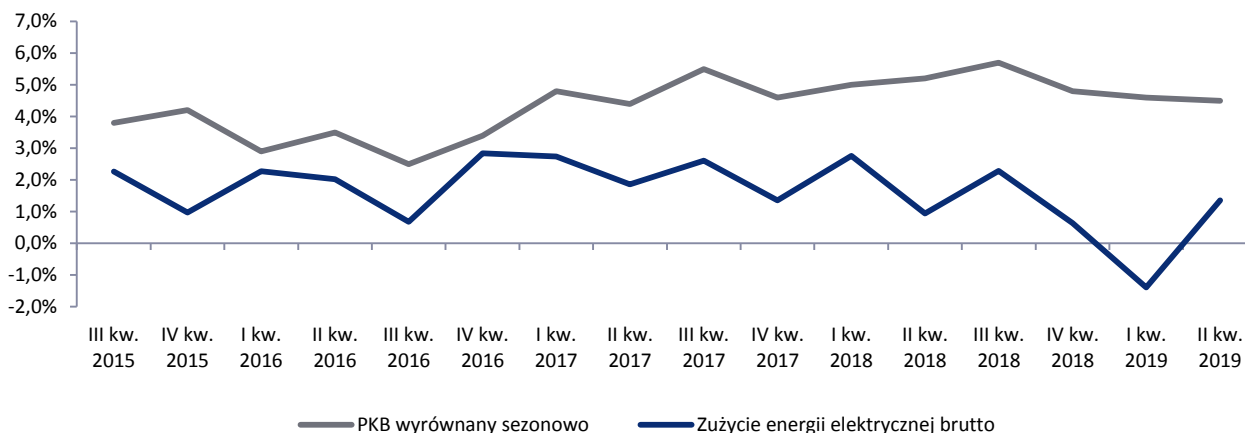
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe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

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

W I półroczu 2019 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o 0,1% r/r. W analogicznym okresie ubiegłego roku zużycie energii elektrycznej wzrosło o 1,9% r/r. Spadek był następstwem wyższych temperatur zanotowanych w Polsce w I kwartale 2019 roku. W I kwartale 2019 roku średnia dobowa temperatura wyniosła 2,4°C i była wyższa o 3,1°C wobec analogicznego okresu ubiegłego roku. W II kwartale 2019 roku odnotowano natomiast wzrost zużycia energii elektrycznej o 1,4% r/r.

Tendencje gospodarcze w I półroczu 2019 roku pozostały ogólnie pozytywne. Według wstępnego szacunku GUS PKB niewyrównany sezonowo w II kwartale 2019 roku wzrósł o 4,4% r/r (o 0,2 p.p. mniej niż w I kwartale 2019 roku), wobec 5,2% w analogicznym okresie 2018 roku.

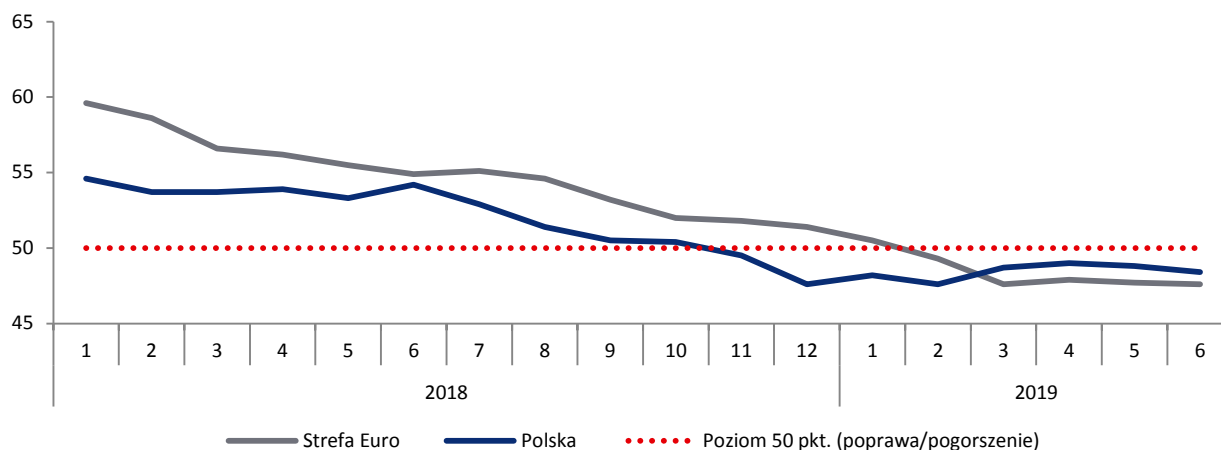
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w I półroczu 2019 roku średnio 48,5 pkt. (w analogicznym okresie ubiegłego roku średnio 53,9 pkt.), co jest wynikiem poniżej poziomu 50,0 pkt., poniżej którego ankietowani menedżerowie oczekują pogorszenia sytuacji sektora. W czerwcu 2019 roku indeks PMI zarejestrował wartość poniżej progu 50,0 pkt. ósmy miesiąc z rzędu, sygnalizując najdłuższy od sześciu lat okres nieustannego pogarszania się koniunktury w polskim sektorze wytwórczym. Ponadto główny wskaźnik spadł z majowego poziomu 48,8 pkt. do najniższej wartości od czterech miesięcy (48,4 pkt.). Najnowszy odczyt wskaźnika odzwierciedlał przyspieszenie tempa spadku produkcji i nowych zamówień, wydłużenie czasu dostaw oraz szybszy wzrost zapasów pozycji zakupionych, częściowo równoważony przez wzrost poziomu zatrudnienia. W Strefie Euro wskaźnik PMI w I półroczu 2019 roku osiągnął średnio 48,4 pkt., a w analogicznym okresie ubiegłego roku średnio 56,9 pkt.

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



Źródło: Markit Economics

Zjawiska w polskim przemyśle odzwierciedlone są m.in. przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W I półroczu 2019 roku zanotowano wzrost na poziomie 5,1% r/r wobec 6,2% w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wartość produkcji w całym sektorze energetycznym wzrosła o 1,9% w I półroczu 2019 roku wobec 8,4% w I półroczu 2018 roku. Segment górnictwa i wydobywania zanotował wzrost o 5,7% r/r wobec spadku o 1,6% w analogicznym okresie 2018 roku. Wskaźnik CPI w I półroczu 2019 roku wyniósł 1,8% r/r.

3.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM (KSE)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

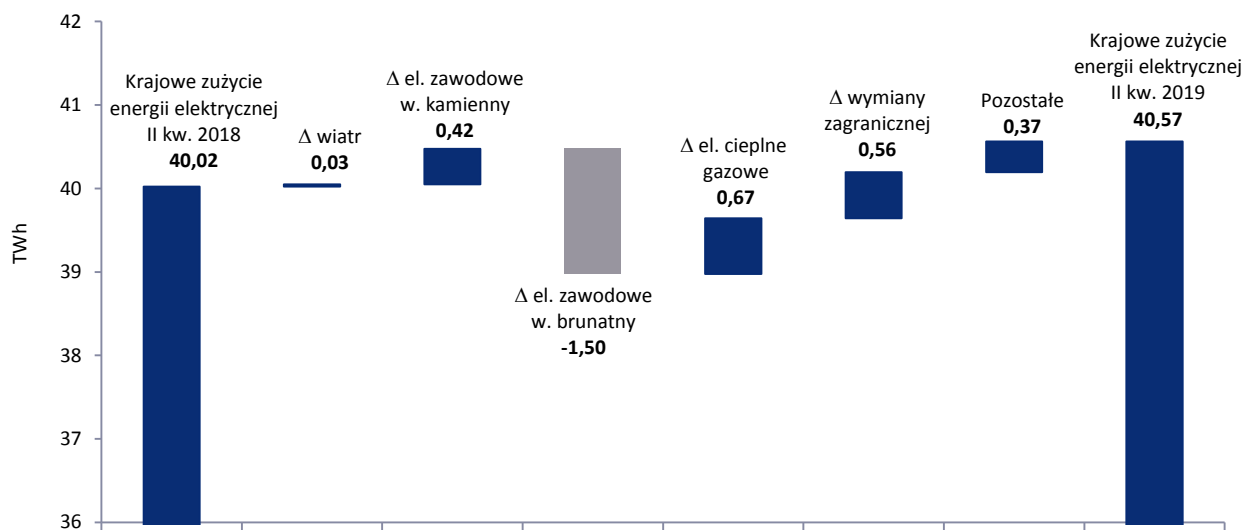
	II kw. 2019	II kw. 2018	Zmiana %	I pół. 2019	I pół. 2018	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej	40 565	40 022	1%	85 028	85 110	0%
Elektrownie wiatrowe	2 691	2 662	1%	7 343	5 830	26%
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu kamiennym	18 542	18 118	2%	39 110	39 957	-2%
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu brunatnym	10 418	11 917	-13%	21 431	24 194	-11%
Elektrownie zawodowe ciepłone gazowe	2 857	2 192	30%	5 673	4 789	18%
Saldo wymiany zagranicznej	2 841	2 286	24%	4 592	3 839	20%
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne)	3 216	2 847	13%	6 879	6 501	6%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

II kwartał 2019 roku

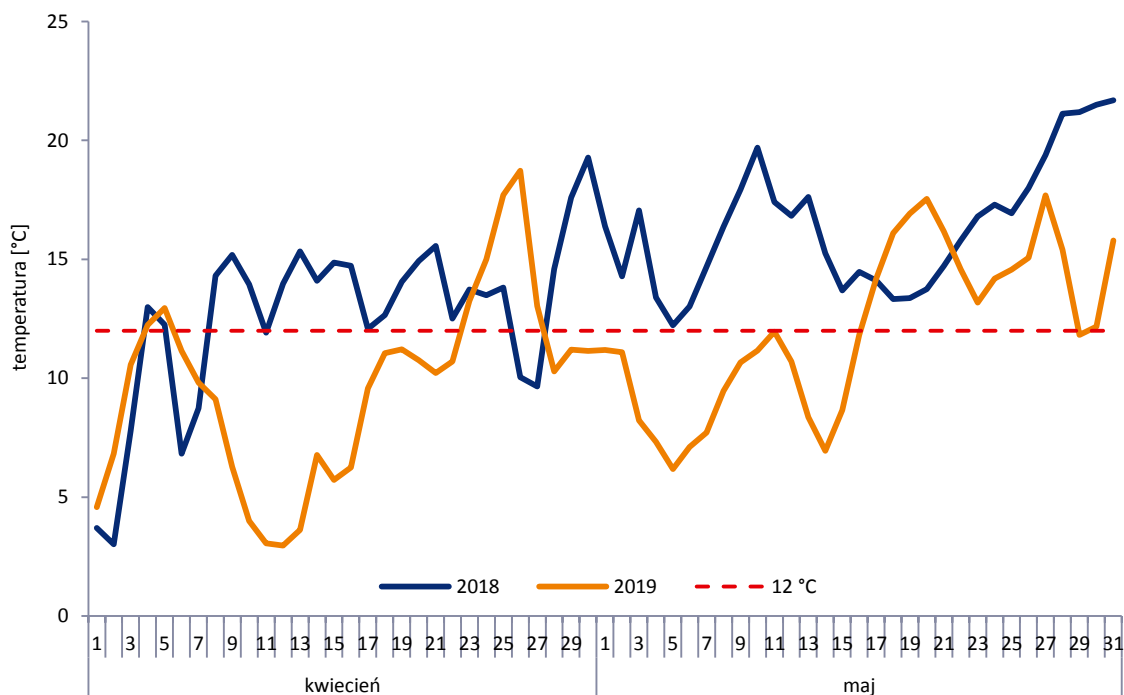
W II kwartale 2019 roku miał miejsce spadek produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego. Mniejsza generacja jednostek wytwórczych będących w centralnej dyspozycji (JWCD) związana była z większą podażą ze źródeł spoza centralnego dysponowania (nJWCD) przy zbliżonym zapotrzebowaniu r/r. Większa podaż nJWCD wynikała z wydłużonego sezonu grzewczego (skutek niskich temperatur na początku maja 2019 roku). Kolejnym czynnikiem zmniejszającym generację JWCD był wyższy wolumen importu w ujęciu r/r. Na wzrost produkcji z węgla kamiennego wpłynął rozruch bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole. Rozruch wiąże się z nieprzerwaną pracą nowych jednostek (również poza godzinami szczytu), czego rezultatem jest mniejsze wykorzystanie elektrowni opalanych węglem brunatnym. Na niższą generację w elektrowniach opalanych tym paliwem wpływ miał również dłuższy czas postojów remontowych w Elektrowni Bełchatów (blok nr 2 i 12) oraz w Elektrowni Turów (blok nr 12).

Rysunek: Bilans energii w KSE – II kwartał 2019 roku (TWh).



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

Rysunek: Wydłużony sezon grzewczy w okresie kwiecień - maj 2019 roku (średnia temperatura w °C).

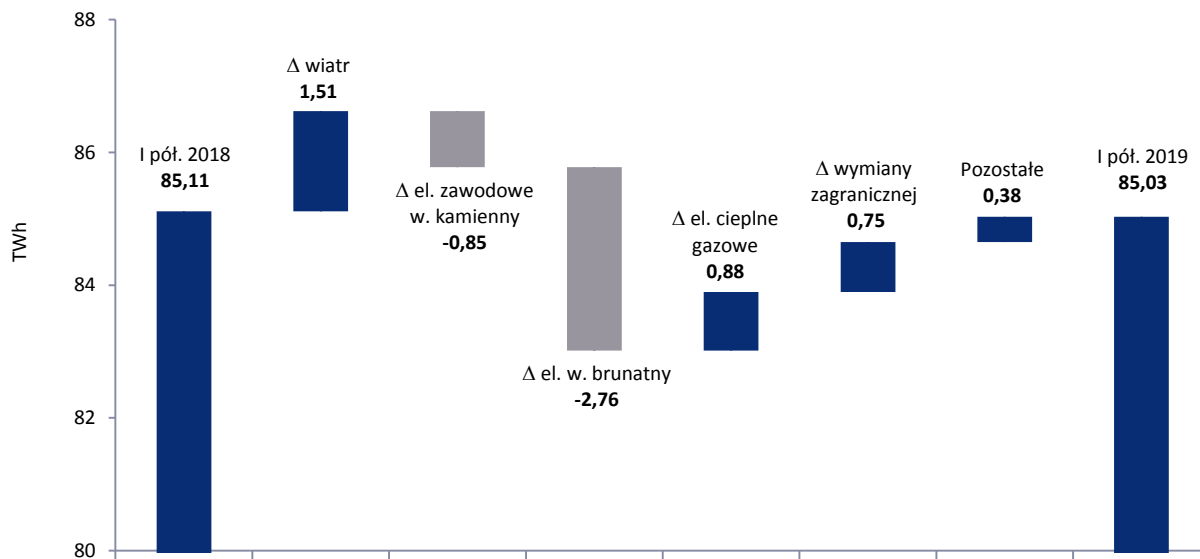


Źródło: Obliczenia własne w oparciu o dane IMGW (średnie odczyty dla wybranych stacji).

I półrocze 2019 roku

Krajowe zapotrzebowanie na energię nie zmieniło się w porównaniu z rokiem bazowym. Za sprawą silnej wietrzności (w I kwartale 2019 roku) generacja wiatrowa wzrosła o 1,51 TWh r/r, a do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była mniejsza produkcja energii w zawodowych elektrowniach ciepłych.

Rysunek: Bilans energii w Krajowym Systemie Energetycznym – I półrocze 2019 roku (TWh).



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

Rynek Dnia Następnego

Rynek/miara	Jedn.	II kw. 2019	II kw. 2018	Zmiana %	I pół. 2019	I pół. 2018	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	239	210	14%	229	197	16%
RDN – wolumen obrotu	TWh	7,01	5,43	29%	14,33	11,49	25%

Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	II kw. 2019	II kw. 2018	Zmiana %	I pół. 2019	I pół. 2018	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	25,57	14,49	76%	23,59	12,57	88%
Węgiel kamienny PSCMI1	PLN/GJ	11,97	10,76	11%	11,93	10,65	12%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	2,69	2,66	1%	7,34	5,83	26%
Saldo wymiany zagranicznej	TWh	2,84	2,29	24%	4,59	3,84	20%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	6,6%	6,7%		8,6%	6,8%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	7,0%	5,7%		5,4%	4,5%	

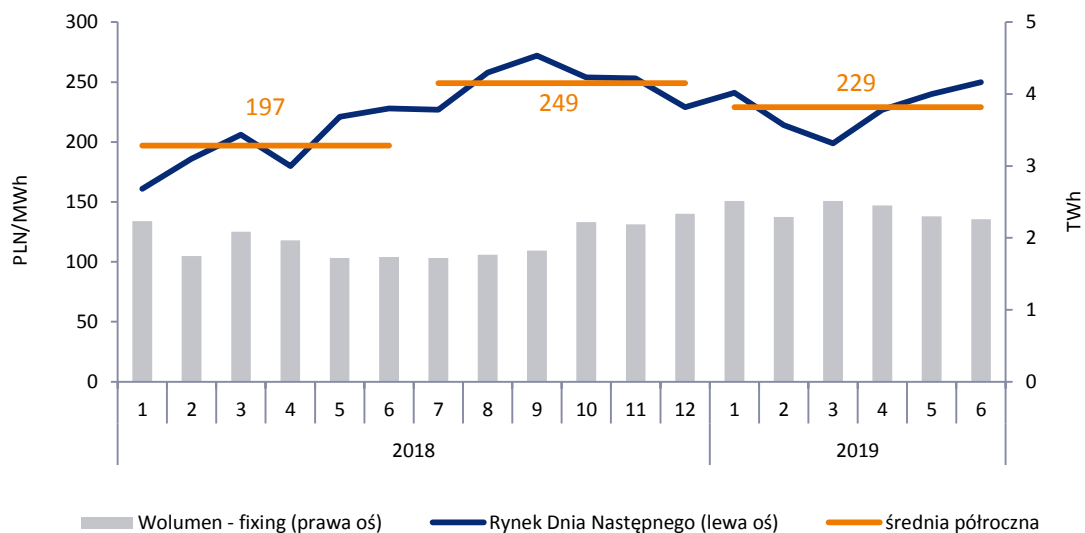
W II kwartale 2019 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego¹ (RDN) wyniosła 239 PLN/MWh i była wyższa o 14% od średniej ceny (210 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Wzrost cen energii związany był z sytuacją na rynkach powiązanych: ceny uprawnień do emisji CO₂ w II kwartale 2019 roku były o 76% wyższe w porównaniu do analogicznego okresu roku bazowego. Ponadto obserwowany był wzrost cen węgla – średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI1) w II kwartale 2019 roku kształtował się na poziomie 11,97 PLN/GJ czyli o 11% powyżej notowanego w analogicznym okresie poprzedniego roku poziomu 10,76 PLN/GJ. Generacja wiatrowa w II kwartale 2019 roku była na poziomie zbliżonym do szesnastomiesięcznego. Wzrost cen energii (RDN) został częściowo złagodzony przez większy import netto (+0,6 TWh r/r).

W ujęciu narastającym, w I półroczu 2019 roku średnia cena na Rynku Dnia Następnego ukształtowała się na poziomie 229 PLN/MWh, tj. o 16% powyżej średniej ceny 197 PLN/MWh notowanej w trakcie I półrocza poprzedniego roku. Wzrost cen na

¹ Statystyka wyliczona dla danych z Fixingu.

rynku RDN związany był z presją kosztową i sytuacją na rynkach powiązanych. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w I półroczu 2019 roku były o 88% wyższe r/r. Średni poziom PSCMI1 w I półroczu 2019 roku kształtował się na poziomie 11,93 PLN/GJ – o 12% wyżej niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, tj. 10,65 PLN/GJ. Czynnikiem łagodzącym dynamikę wzrostu cen energii były: generacja wiatrowa większa o 1,5 TWh r/r oraz import netto większy o 0,8 TWh r/r.

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

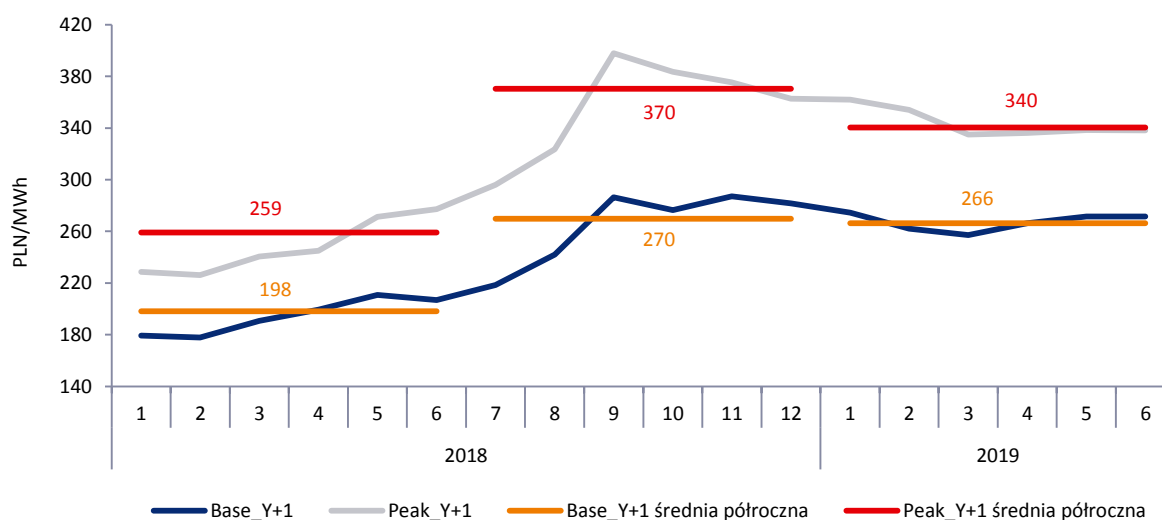


*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), ważone wolumenem obrotu.

Rynek Transakcji Terminowych

Rynek/miara	Jedn.	II kw. 2019	II kw. 2018	Zmiana %	I pół. 2019	I pół. 2018	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	270	206	31%	266	198	34%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	28,16	29,24	-4%	49,37	47,31	4%
PEAKS Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	337	270	25%	340	259	31%
PEAKS Y+1 – wolumen obrotu	TWh	3,48	1,45	140%	5,66	2,02	180%

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

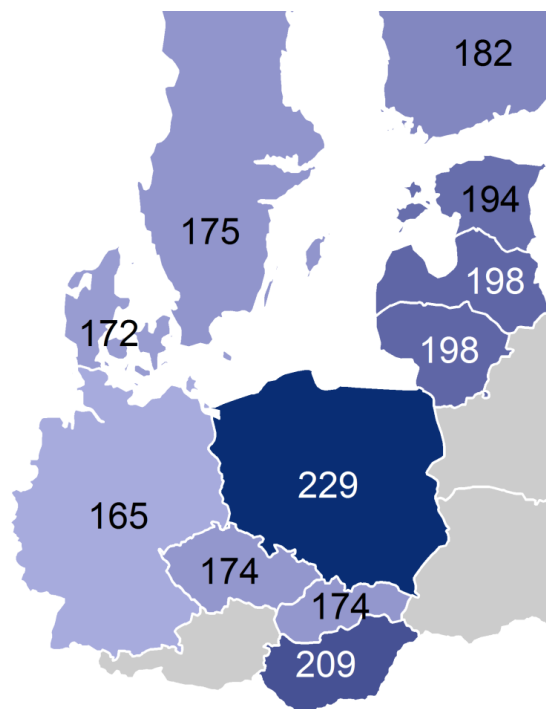


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

RYNEK MIĘDZYNARODOWY

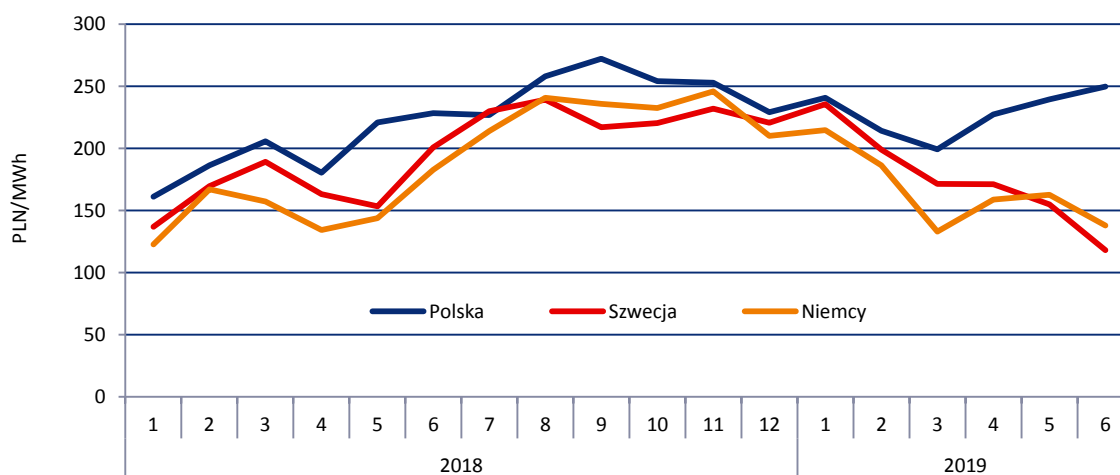
Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,29 PLN).



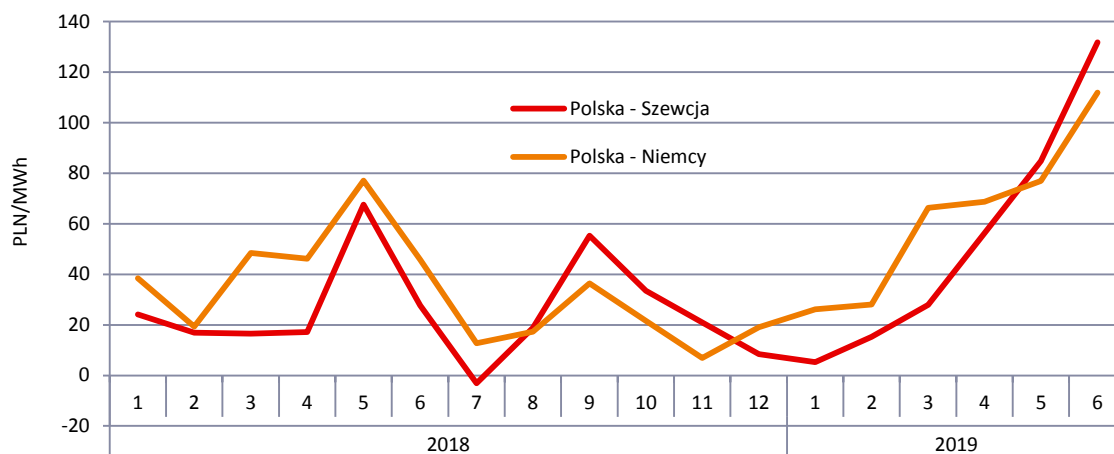
Źródło: TGE, EEX, Nordpool.

Rysunek: Ewolucja cen na rynku dnia następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool.

Rysunek: Różnica cen na rynku dnia następnego.

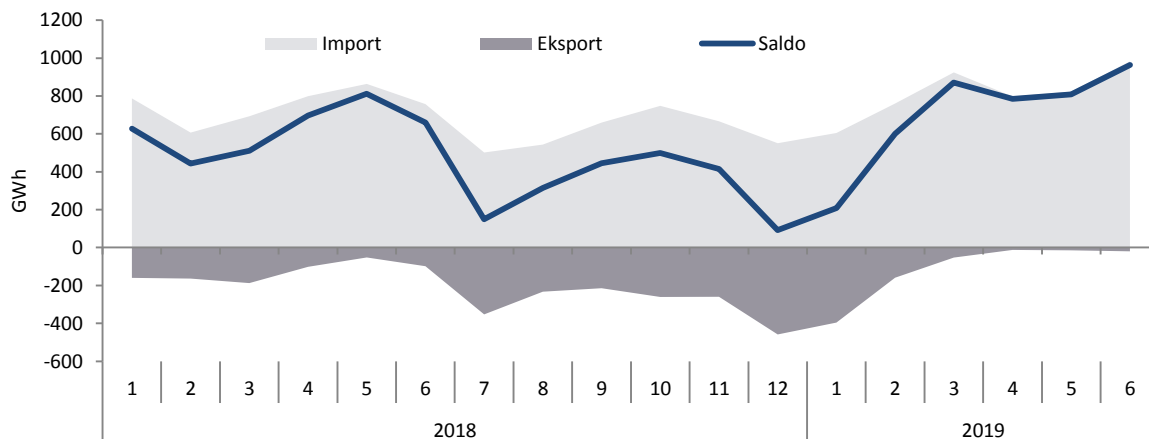


Źródło: TGE, EEX, Nordpool.

W I półroczu 2019 roku wzrost hurtowych cen energii w krajach ościennych kształtował się w przedziale 6-18 PLN/MWh (tj. 4-11%) r/r. Wzrost cen w Polsce o 31 PLN/MWh (tj. o 16%) był wyższy niż w krajach ościennych ze względu na różnice w miksie paliwowo-technologicznym. Rozpiętość cenowa między Polską a krajami sąsiednimi zwiększyła się. W I półroczu 2019 roku średnia cena energii w Polsce była wyższa niż w Niemczech (o 63 PLN/MWh), Czechach (o 55 PLN/MWh) i w Szwecji (o 54 PLN/MWh).

Wymiana handlowa

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



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

W I półroczu 2019 roku Polska była importerem netto energii elektrycznej, zaś saldo wymiany handlowej wyniosło 4,24 TWh (import 4,89 TWh, eksport 0,65 TWh). W analogicznym okresie 2018 roku saldo wynosiło 3,76 TWh (import 4,52 TWh, eksport 0,76 TWh). Nadwyżka importu nad eksportem utrzymuje się niezmiennie od marca 2017 roku. Wiodącymi źródłami importu netto pozostały: Szwecja (saldo 1,45 TWh), Litwa (saldo 0,90 TWh), Niemcy (saldo 0,80 TWh) oraz Ukraina (wzrost importu netto do 0,67 TWh). Import netto z Czech wzrósł do 0,47 TWh.

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



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

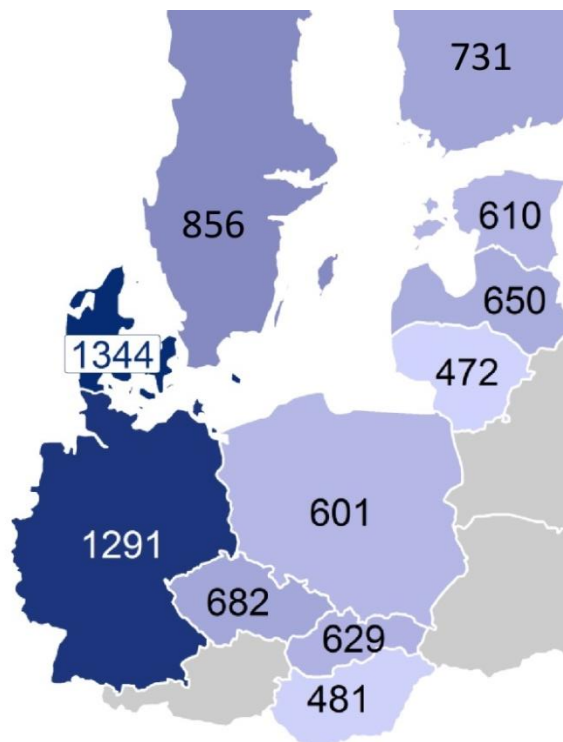
Rynek detaliczny

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy zarówno od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, jak i od systemu fiskalnego, mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach.

W II półroczu 2018 roku² dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 36% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 31%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

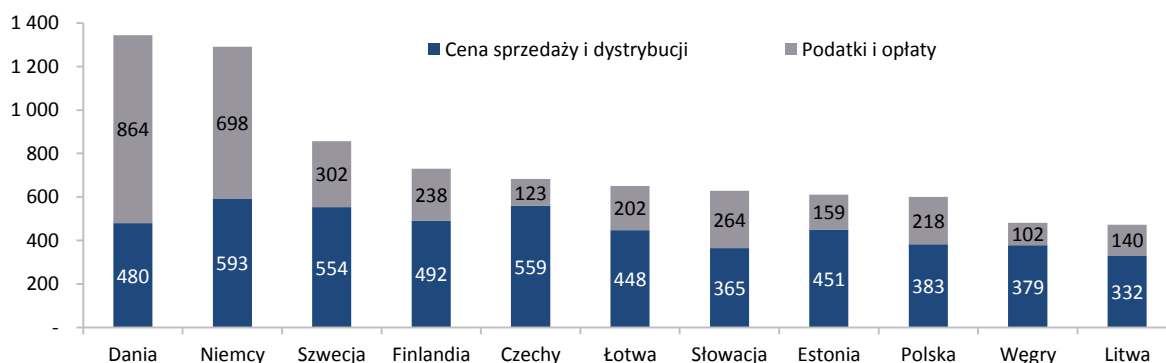
² Dane Eurostat publikowane są w odstępach półrocznych (podczas prac nad niniejszym sprawozdaniem statystyki za I półrocze 2019 roku nie były jeszcze dostępne).

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2018 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2018 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).

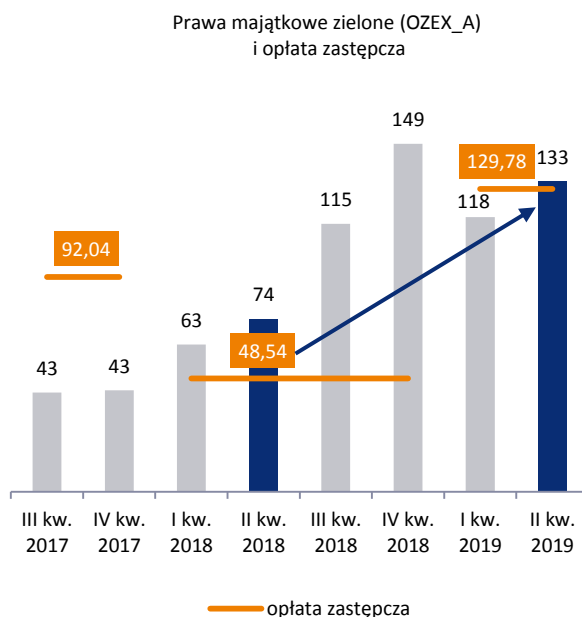


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

3.3. Ceny praw majątkowych

W II kwartale 2019 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks OZEX_A) osiągnęła poziom 133 PLN/MWh i była o 79% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów zwiększył się z 17,5% w 2018 roku do 18,5% w 2019 roku – w rezultacie wzrósł popyt na świadectwa pochodzenia. Generacja wiatrowa w KSE w II kwartale 2019 roku była na poziomie zbliżonym do zeszłorocznego. Na notowania certyfikatów wpływa świadomość ograniczenia ich podaży w przyszłości związana z zamknięciem systemu certyfikacyjnego dla nowych jednostek oraz zbliżającym się końcem 15-letniego okresu wsparcia dla pierwszych instalacji, które weszły do systemu w 2005 roku. Średnia cena zielonych certyfikatów w II kwartale 2019 roku kształtowała się nieznacznie powyżej poziomu opłaty zastępczej, która w 2019 roku wynosi 129,78 PLN/MWh.

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



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

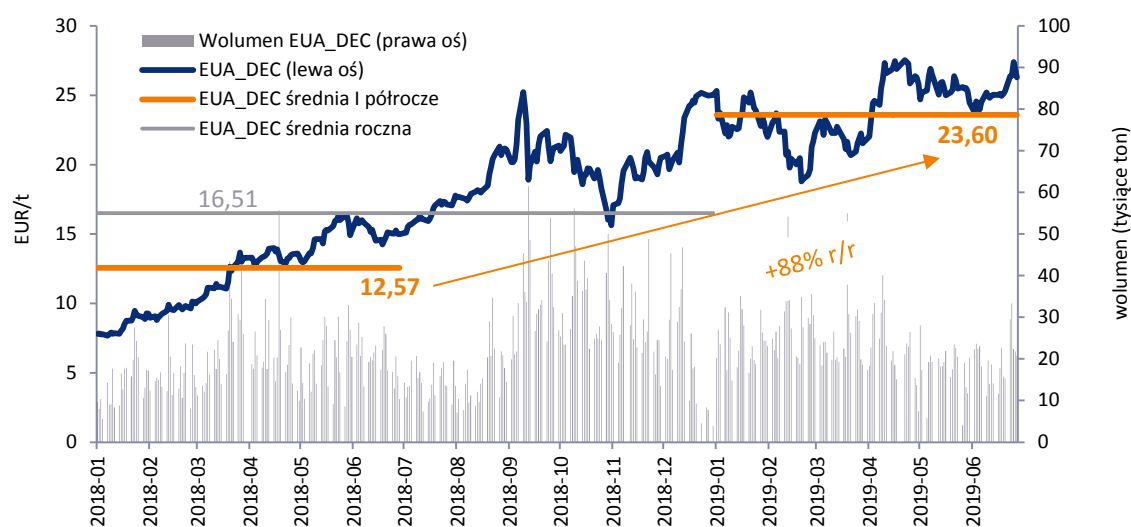
3.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

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

W II kwartale 2019 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 19 wyniosła 25,57 EUR/t i była o 76% wyższa od średniej ceny 14,49 EUR/t instrumentu EUA DEC 18 w analogicznym okresie poprzedniego roku. W całym I półroczu 2019 średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 19 wyniosła 23,60 EUR/t i była o 88% r/r wyższa od średniej ceny 12,57 EUR/t instrumentu EUA DEC 18 w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, trwający od 2017 roku, jest efektem rynkowego odbioru reformy systemu EU ETS.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

PRZYDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENI DO EMISJI NA LATA 2013 – 2020

Przydziały uprawnień do emisji CO₂ na produkcję ciepła oraz na produkcję energii za 2018 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2019 rok Grupa otrzyma do końca kwietnia 2020 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

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

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

Produkt	Emisja CO ₂ w I półroczu 2019 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2019 rok**
Energia elektryczna	28 194 365	10 623 187
Energia cieplna	2 747 609	1 265 990
RAZEM	30 941 974	11 889 177


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







**Ilości przydzielonych uprawnień do emisji CO₂ zostaną potwierdzone w rozporządzeniu Rady Ministrów w I kwartale 2020 roku.



3.5. Otoczenie regulacyjne

KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE

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



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.	<p>Ma na celu wsparcie jednostek wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji w zakresie, w jakim koszty tego wytwarzania przekraczają rynkową cenę energii:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ jednostki <50 MW – istniejące i modernizowane: premia gwarantowana, której wysokość ustanawia Minister Energii; nowe i znacznie zmodernizowane: premia ustalana w aukcji, ▪ jednostki od 50 MW – istniejące i modernizowane: premia gwarantowana ustalana corocznie przez Prezesa URE; nowe i znacznie zmodernizowane: premia ustalana w naborze. 	<p>Ustawa uchwalona w grudniu 2018 roku. Weszła w życie 1 stycznia 2019 roku. 15 kwietnia 2019 roku KE zatwierdziła mechanizm wsparcia wynikający z ustawy.</p> <p>21 sierpnia 2019 roku zostały opublikowane trzy rozporządzenia do tej ustawy.</p>	Trzy kolejne rozporządzenia są przedmiotem prac w Ministerstwie Energii.	Zapewni stabilne przychody (do 15 lat) pokrywające koszty znacznych modernizacji istniejących i budowy nowych jednostek kogeneracji.
	Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wskazanie wolumenów dla aukcji w 2019 roku – umożliwienie organizacji aukcji w 2019 roku. ▪ Zmiana sposobu rozliczania wsparcia - ograniczanie zwrotu dodatniego salda tylko do wysokości wypłaconego ujemnego salda. ▪ Rozszerzenie kategorii prosumenta uprawnionego do rozliczania upustami wprowadzania do sieci wytworzonej i niewykorzystanej energii także na przedsiębiorców. ▪ Rozszerzenie beneficjentów wsparcia w formie premii uzyskiwanej poza aukcją na wytwórców energii z biomasy oraz wytwórców energii z biogazu w instalacji o mocy do 2,5 MW. ▪ Wydłużenie wieku urządzeń, które mogą być montowane w instalacjach ubiegających się o wsparcie oraz terminu pierwszego wytworzenia energii i wprowadzenia jej do sieci od dnia otrzymania wsparcia. ▪ Przedłużenie umów przyłączeniowych do końca maja 2021 roku dla umów o przyłączenie do sieci, które mogą zostać wypowiedziane na podstawie art. 191 ustawy Prawo energetyczne lub które zostały zawarte przed 	<p>Projekt nowelizacji został przyjęty przez Radę Ministrów i przekazany do prac Sejmu 9 lipca 2019 roku.</p> <p>Nowelizacja ustawy została przyjęta przez Sejm 19 lipca 2019 roku i podpisana przez Prezydenta 9 sierpnia 2019 roku. Weszła w życie 29 sierpnia 2019 roku.</p>	Projektowane rozwiązania wpływają na GK PGE.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Organizacja aukcji dla dużych wolumenów umożliwi uczestnictwo projektów GK PGE, ale jednocześnie zwiększy moc OZE i może pogorszyć ekonomikę pracy konwencjonalnych aktywów GK PGE. ▪ Rozszerzenie stosowania upustów dla prosumentów na przedsiębiorców wprowadzających do sieci niewykorzystaną przez siebie energię zwiększy straty segmentu Obrót w Grupie PGE z tytułu obsługi tych podmiotów.


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
		<p>dniem 4 maja 2015 roku i nie zostały objęte trybem postępowania określonym w art. 192 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne.</p> <ul style="list-style-type: none"> Określenie wysokości obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł na 2020 rok na 19,50% (PM OZE A) oraz 0,50% (PM OZE BIO). 			
 	Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne – obligo giełdowe.	<ul style="list-style-type: none"> Wprowadzenie 100% obligo giełdowego przy utrzymaniu dotychczasowych wyłączeń spod obligo giełdowego (np. energia z OZE, kogeneracji). Regulacja sprzedaży rezerwowej. 	Ustawa uchwalona w listopadzie 2018 roku, weszła w życie 1 stycznia 2019 roku.	-	Konieczność dostosowania strategii handlowej do nowego poziomu obligo giełdowego.
 	Ustawa regulująca ceny energii elektrycznej w 2019 roku.	<ul style="list-style-type: none"> Obniżenie stawki akcyzy na energię elektryczną. Obniżenie stawek opłaty przebiegowej. Wprowadzenie cen maksymalnych sprzedaży energii elektrycznej w 2019 roku i wprowadzenie systemu rekompensat dla spółek obrotu. Nowelizacja wprowadziła różne warunki korzystania z uprawnień do obniżonej ceny w I i II półroczu 2019 roku. W I półroczu 2019 roku uprawnionymi do rekompensaty będą odbiorcy końcowi, natomiast w II półroczu uprawnionymi do żądania obniżenia ceny będą wybrani odbiorcy końcowi tj.: gospodarstwa domowe, szpitale, JSP, mikro- i małe przedsiębiorstwa. Duże i średnie przedsiębiorstwa mogą ubiegać się o rekompensaty w ramach pomocy <i>de minimis</i>. 	<p>Ustawa uchwalona w grudniu 2018 roku, weszła w życie 1 stycznia 2019 roku, istotnie znowelizowana w lutym 2019 roku oraz w czerwcu 2019 roku. Ostatnia nowelizacja weszła w życie 29 czerwca 2019 roku.</p> <p>14 sierpnia 2019 roku weszły w życie przepisy wykonawcze do ww. ustawy tj. rozporządzenie Ministra Energii w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania ceny odniesienia.</p>	-	Ustawa wpływa na funkcjonowanie spółek segmentu Obrót z uwagi na obowiązek określenia cen za sprzedaż energii elektrycznej w 2019 roku na poziomie cen z 2018 roku (dokładny sposób określania cen dla poszczególnych przypadków określono w ustawie i rozporządzeniu). Przedsiębiorstwa były zobowiązane dostosować się do przepisów ustawy nie później niż 30 dni od daty wejścia w życie rozporządzenia Ministra Energii w sprawie rekompensat (tj. do 13 września 2019 roku), ze skutkiem od 1 stycznia 2019 roku. Spółki segmentu Obrót będą uprawnione do ubiegania się o rekompensaty.
 	Rozporządzenie Ministra Energii zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną.	<p>Zmiany dotyczą:</p> <ul style="list-style-type: none"> Zasad udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorcy. Wprowadzenia możliwości utworzenia odrębnej grupy taryfowej dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby drogowego transportu publicznego. Usunięto zapisy związane z wygaszonym systemem wsparcia wysokosprawnej kogeneracji w postaci świadectw pochodzenia. 	Rozporządzenie zostało opublikowane 15 marca 2019 roku. Weszło w życie 16 marca 2019 roku.	-	Zmiany w zakresie zasad udzielania bonifikat odbiorcom energii elektrycznej precyzują w jakich okolicznościach przedsiębiorstwo musi automatycznie (a nie na wniosek odbiorcy) przyznać mu stosowną bonifikatę.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
 	Rozporządzenia w sprawie Funduszu Niskoemisyjnego Transportu.	<p>Projekty określają szczegółowe zasady funkcjonowania Funduszu Niskoemisyjnego Transportu ustanowionego ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.</p> <p>Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków udzielania oraz sposobu rozliczania wsparcia udzielonego ze środków Funduszu – określa m.in. maksymalną wysokość wsparcia, katalog kosztów kwalifikowanych oraz intensywność wsparcia.</p> <p>Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych kryteriów wyboru projektów do udzielenia wsparcia ze środków Funduszu – doprecyzowuje podstawowe kryteria: (i) znaczenie projektu dla potrzeb rozwoju rynku, (ii) adekwatność i trafność zaplanowanych działań oraz metod ich realizacji, (iii) ocenę wysokości planowanych kosztów realizacji projektu w stosunku do zakresu rzeczowego, (iv) zdolności organizacyjne wnioskodawcy do realizacji projektu oraz przygotowanie instytucjonalne do wdrożenia.</p>	<p>W lutym 2019 roku zakończono konsultacje publiczne projektów rozporządzeń.</p>	<p>Wejście w życie rozporządzeń przewidziane jest na III kwartał 2019 roku.</p> <p>Minister Energii przewiduje składanie pierwszych wniosków w IV kwartale 2019 roku.</p>	<p>Środki z funduszu mogą zostać przeznaczone m.in na budowę infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych oraz na produkcję biometanu wykorzystywanego w transporcie.</p>


ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Regulacje określające w ramach sektora energetycznego sposób realizacji celów redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku					
	Dyrektywa EU ETS i akty wykonawcze oraz delegowane, decyzja ws. MSR	Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	19 marca 2018 roku opublikowano w Dzienniku Urzędowym UE Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z 14 marca 2018 roku zmieniającą dyrektywę 2003/87/WE (w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych) oraz decyzję (UE) 2015/1814, w związku z czym rewizja EU ETS oraz MSR (rezerwa stabilności rynkowej) weszła w życie 8 kwietnia 2018 roku. 19 grudnia 2018 roku przyjęto akt delegowany dotyczący zharmonizowanych zasad przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na podstawie art. 10a dyrektywy EU ETS, w tym ciepła sieciowego. 26 lutego 2019 roku przyjęto akt delegowany dotyczący Funduszu Innowacyjnego.	Data transpozycji większości postanowień dyrektywy do prawa krajowego – 9 października 2019 roku . Spodziewane przyjęcie aktu wykonawczego dot. funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego - przed końcem 2020 roku , przy czym pierwszy projekt aktu wykonawczego ma się pojawić w II połowie 2019 roku .	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i gazowych kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa emitujące CO ₂ . Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej. Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego od 2021 roku w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego.
Pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”					
	Dyrektywa RED II	Promowanie rozwoju energii ze źródeł odnawialnych w sektorach: elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportu, mające służyć osiągnięciu przez UE jako całość 32% udziału OZE w zużyciu energii w 2030 roku .	Dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku i weszła w życie 24 grudnia 2018 roku .	Obowiązek transponowania dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 30 czerwca 2021 roku .	Zwiększanie udziału OZE z zerowym kosztem zmiennym będzie powodowało zmianę profilu pracy jednostek konwencjonalnych. Wpływ na program inwestycyjny w segmencie wytwarzania (w tym OZE) oraz ciepłownictwa poprzez konieczność uwzględnienia rozwoju jednostek OZE. Wpływ na segment Obrót poprzez rozwój segmentu prosumenckiego, stanowiącego dla odbiorcy końcowego alternatywę dla zakupu energii.
	Dyrektywa EED	Promowanie poprawy efektywności energetycznej w zakresie zarówno energii pierwotnej, jak i energii finalnej, mające służyć osiągnięciu przez UE jako całość celu 32,5% poprawy efektywności energetycznej w 2030 roku .	Dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku i weszła w życie 24 grudnia 2018 roku .	Obowiązek transponowania dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 25 czerwca 2020 roku .	Wpływ na wszystkie segmenty, polegający na ograniczeniu wzrostu zużycia energii poprzez podejmowanie działań efektywnościowych. Wpływ na segment Obrót wynikający z obciążenia kosztami funkcjonowania systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej (białych certyfikatów).

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie Governance	Wprowadzenie ram dla realizacji celów energetyczno-klimatycznych UE poprzez ustanowienie systemu wyznaczania i monitorowania celów przez państwa członkowskie.	Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku , a przepisy Rozporządzenia, istotne dla sektora elektroenergetycznego, weszły w życie 10 stycznia 2019 roku .	<p>Projekt Zintegrowanego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu został przedłożony przez Polskę KE.</p> <p>KE zgłosiła uwagi do projektu planu 18 czerwca 2019 roku. KE postuluje m.in. zwiększenie zadeklarowanego wkładu do realizacji ogólnounijnego celu OZE na 2030 rok z obecnych 21% do 25%.</p> <p>Termin na zgłoszenie finalnej wersji tego planu – do 31 grudnia 2019 roku.</p>	<p>Wpływ Rozporządzenia analogiczny, jak dla Dyrektywy RED II i EED. Wynika to z faktu, że najistotniejsze przepisy Rozporządzenia wprowadzają mechanizmy mające zapewnić wykonanie celów UE z tych Dyrektyw, kolektywnie przez państwa członkowskie UE.</p> <p>Najistotniejszym obowiązkiem wynikającym z Rozporządzenia jest obowiązek opracowania i przedłożenia KE Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu – dokumentu o zakresie zbliżonym do polityki energetycznej. W Planie należy zadeklarować kwestie dotyczące m.in. ograniczenia emisyjności oraz krajowe wkłady do realizacji celów UE w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE wynikające odpowiednio: ze zmienionej dyrektywy EED oraz nowej dyrektywy RED II.</p>
	Rozporządzenie EMR	Stworzenie prawnych ram dla dalszej integracji wewnętrznego rynku energii elektrycznej.	Rozporządzenie zostało oficjalnie przyjęte przez Parlament Europejski 26 marca 2019 roku . Następnie 22 maja 2019 roku Rozporządzenie zostało formalnie przyjęte przez Radę. Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 14 czerwca 2019 roku , po czym po 20 dniach weszło w życie 4 lipca 2019 roku .	Większość przepisów Rozporządzenia będzie stosowana od 1 stycznia 2020 roku .	Kontrakty mocowe zawarte w GK PGE w aukcjach wygranych na rynku mocy w 2018 i 2019 roku będą korzystać z ochrony praw nabytych przez cały okres ich obowiązywania. Nowe jednostki, które przekraczają standard emisji 550 g CO ₂ /kWh (EPS 550) nie będą mogły otrzymywać płatności z rynku mocy od momentu wejścia w życie Rozporządzenia (4 lipca 2019 roku), poza tymi, które zawarły kontrakty do końca 2019 roku. Istniejące jednostki węglowe, które przekraczają standard emisji 550 g CO ₂ /kWh (EPS 550) oraz 350 kg CO ₂ /kW/rok nie będą mogły uzyskiwać płatności z rynku mocy od 1 lipca 2025 roku. Potrzeba uwzględnienia w przeprowadzanych ocenach wystarczalności mocy braku wsparcia dla istniejących jednostek wytwórczych po 2025 roku. Potencjalny spadek wolumenu i ceny energii sprzedawanej na rynku hurtowym przez krajowe jednostki. Dalsze skutki biznesowe będą wynikać również ze sposobu implementacji rozwiązań przyjętych w Rozporządzeniu, tam gdzie dają one swobodę działania władzom krajowym.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa EMD	Główne cele rewizji Dyrektywy EMD: <ul style="list-style-type: none"> Wzmocnienie pozycji konsumenta na rynku energii elektrycznej. Ochrona odbiorców wrażliwych. Nowe rozwiązania m.in. w zakresie punktów ładowania pojazdów elektrycznych, magazynowania energii oraz aktywizacji strony popytowej. 	Dyrektywa została oficjalnie przyjęta przez Parlament Europejski 26 marca 2019 roku. Następnie 22 maja 2019 roku Dyrektywa została formalnie przyjęta przez Radę. Dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 14 czerwca 2019 roku , po czym po 20 dniach weszła w życie 4 lipca 2019 roku .	Obowiązek transponowania Dyrektywy do krajowego porządku prawnego – do 31 grudnia 2020 roku .	Wpływ na segment Dystrybucja, w szczególności w zakresie ograniczenia działalności związanej z magazynowaniem energii i prowadzeniem punktów ładowania pojazdów elektrycznych oraz rozwojem usług elastyczności, a także realizacji obowiązków związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania. Wpływ na segment Obrót, głównie poprzez nałożenie dodatkowych obowiązków informacyjnych względem konsumentów, skrócenie czasu na zmianę sprzedawcy, brak opłat za zmianę sprzedawcy, rozwój umów z ceną dynamiczną.

Regulacje dotyczące Wieloletnich Ram Finansowych UE oraz finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego

	Wieloletnie Ramy Finansowe („WRF”) UE	Ustanowienie ram finansowych UE (przychody i wydatki) na lata 2021-2027.	<p>W marcu 2019 roku Parlament Europejski przyjął stanowisko w sprawie rozporządzenia dotyczącego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności, a w lutym 2019 roku stanowisko w sprawie rozporządzenia dotyczącego wspólnych zasad dla funduszy europejskich. Jednocześnie Rada w lutym 2019 roku przyjęła podejścia ogólne w sprawie obu wyżej wymienionych rozporządzeń.</p> <p>Kluczowe kwestie, które znalazły się w wyżej wymienionych stanowiskach Parlamentu Europejskiego i Rady to m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> Wykluczenie ze wsparcia w ramach tych funduszy: <ul style="list-style-type: none"> inwestycji na obniżenie emisyjności jednostek podlegających pod dyrektywę EU ETS, inwestycji w wytwarzanie, przetwarzanie, transport, dystrybucję, magazynowanie i spalanie paliw kopalnych, możliwości sfinansowania budowy i kosztów likwidacji elektrowni jądrowych. Brak możliwości uzyskania środków z tych funduszy na inwestycje w OZE w przypadku nie osiągnięcia krajowego celu OZE na 2020 rok. W momencie, gdy cel ten zostanie osiągnięty środki będą mogły zostać wykorzystane. 	<p>Trilogi odnośnie rozporządzenia dotyczącego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności oraz odnośnie rozporządzenia dotyczącego wspólnych zasad dla funduszy europejskich – II połowa 2019 roku.</p> <p>Prace w Radzie nad przyjęciem podejścia ogólnego w odniesieniu do kwestii finansowych dotyczących WRF – II połowa 2019/2020 rok.</p>	Wpływ regulacji na ograniczenie wysokości środków finansowych możliwych do pozyskania przez spółki GK PGE na inwestycje.
---	---------------------------------------	--	---	--	--

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Unijny Pakiet dot. finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego	Wdrożenie przepisów mających na celu ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.	<p>W lutym i marcu 2019 roku zakończyły się trilogi dotyczące rozporządzenia w sprawie obowiązków informacyjnych oraz rozporządzenia w sprawie wskaźników referencyjnych.</p> <p>W marcu 2019 roku Parlament Europejski przyjął stanowisko odnośnie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym.</p> <p>Kluczowe kwestie, które znalazły się w tym stanowisku:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Uznanie za zrównoważone pod względem środowiskowym działań dotyczących wygaszania antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych (bez wskazania ich źródła). ■ Wykluczenie z działań zrównoważonych pod względem środowiskowym działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej w wytwarzaniu energii ze stałych paliw kopalnych. ■ Wprowadzenie obowiązku ustanowienia przez KE wymogów technicznych w celu stwierdzenia przy jakich warunkach dana działalność może zostać uznana za zrównoważoną pod względem środowiskowym. Wymogi te mają zapewnić, iż następujące działania nie będą uznane za zrównoważone: <ul style="list-style-type: none"> ■ działania polegające na wytwarzaniu energii przy wykorzystaniu stałych paliw kopalnych, ■ działania polegające na wytwarzaniu energii, prowadzące do powstania nieodnawialnych odpadów. <p>W czerwcu 2019 roku Grupa Ekspertów Technicznych, w ramach wsparcia prac Komisji Europejskiej, opublikowała raport dotyczący technicznych kryteriów przesiewowych, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy dana działalność jest prowadzona w sposób zrównoważony pod względem środowiskowym. Zgodnie z propozycją Grupy Ekspertów Technicznych działalność ekonomiczna związana z źródłami wytwórczymi opartymi o gaz i o energię jądrową nie będzie uważana za zrównoważoną pod względem środowiskowym. Jednocześnie inwestycje w sieć przesyłową i dystrybucyjną do/z tych źródeł nie będą uważane za zrównoważone pod względem środowiskowym.</p>	<p>Wejście w życie rozporządzenia w sprawie obowiązków informacyjnych oraz rozporządzenia w sprawie wskaźników referencyjnych – II półrocze 2019 roku.</p> <p>Spodziewane przyjęcie podejścia ogólnego Rady w sprawie rozporządzenia dotyczącego kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym – II półrocze 2019 roku.</p> <p>Grupa Ekspertów Technicznych rozpoczęła publiczne konsultacje dotyczące raportu w sprawie technicznych kryteriów przesiewowych – PGE S.A. zgłosiła uwagi w wyznaczonym terminie tj. do połowy września 2019 roku.</p>	Możliwy wpływ regulacji na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje.

DODATKOWE INFORMACJE Z OBSZARU ZAGRANICZNEGO OTOCZENIA REGULACYJNEGO

ZASKARŻENIE DECYZJI KOMISJI EUROPEJSKIEJ W SPRAWIE NIEWNOSZENIA ZASTRZEŻEŃ DO POLSKIEGO RYNKU MOCY

Segmenty	Postępowanie	Cel skargi	Główne wydarzenia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Skarga na decyzję Komisji Europejskiej o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (SA. 46100), sygn. T-167/19					
	Postępowanie w sprawie Tempus Energy Germany i T Energy Sweden przeciwko Komisji Europejskiej (sygn. T-167/19)	Skarga ma na celu unieważnienie decyzji KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (SA. 46100)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 7 lutego 2018 roku KE wydała decyzję w sprawie niezgłoszenia zastrzeżeń, co do polskiego rynku mocy (sygn. SA 46100). Odtajniony tekst opublikowano na stronach internetowych Komisji Europejskiej 18 kwietnia 2018 roku, a decyzja opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 21 grudnia 2018 roku. ■ 15 listopada 2018 roku Sąd UE w wyroku w sprawie Tempus Energy i Tempus Energy Technology przeciwko Komisji Europejskiej (sprawa T-793/14) unieważnił decyzję pomocową C(2014) 5083 final z 23 lipca 2014 roku o niewnoszeniu zastrzeżeń wobec systemu pomocy związanego z rynkiem mocy w Zjednoczonym Królestwie. ■ 14 marca 2019 roku spółki Tempus Energy Germany oraz T Energy Sweden złożyły skargę na decyzję KE w sprawie polskiego rynku mocy (sprawa T-167/19). Skrót głównych zarzutów i argumentów przytoczonych w skardze został opublikowany w Dzienniku Urzędowym UE 6 maja 2019 roku. Z opublikowanego streszczenia wynika, że skarżący powołuje się m.in. na zarzut braku wszczęcia przez KE formalnego postępowania wyjaśniającego (drugiego etapu oceny mechanizmu mocowego) oraz rzekomo dyskryminacyjne traktowanie w ramach polskiego rynku mocy jednostek zarządzania popytem (DSR). 	Pełny czas trwania postępowania przed Sądem UE jest obecnie trudny do oszacowania – na bazie doświadczeń brytyjskich można wskazać, że może ono potrwać kilka lat. Wpływ na rozpoznanie skargi może mieć toczące się obecnie przed Trybunałem Sprawiedliwości postępowanie z odwołania w sprawie Tempus Energy i Tempus Energy Technology przeciwko KE (sygn. C-57/19 P).	Odpowiednio do wyników rozstrzygnięcia sporu, sprawa może wpłynąć na warunki wykonywania kontraktów mocowych.

4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

4.1. Segmenty działalności GK PGE

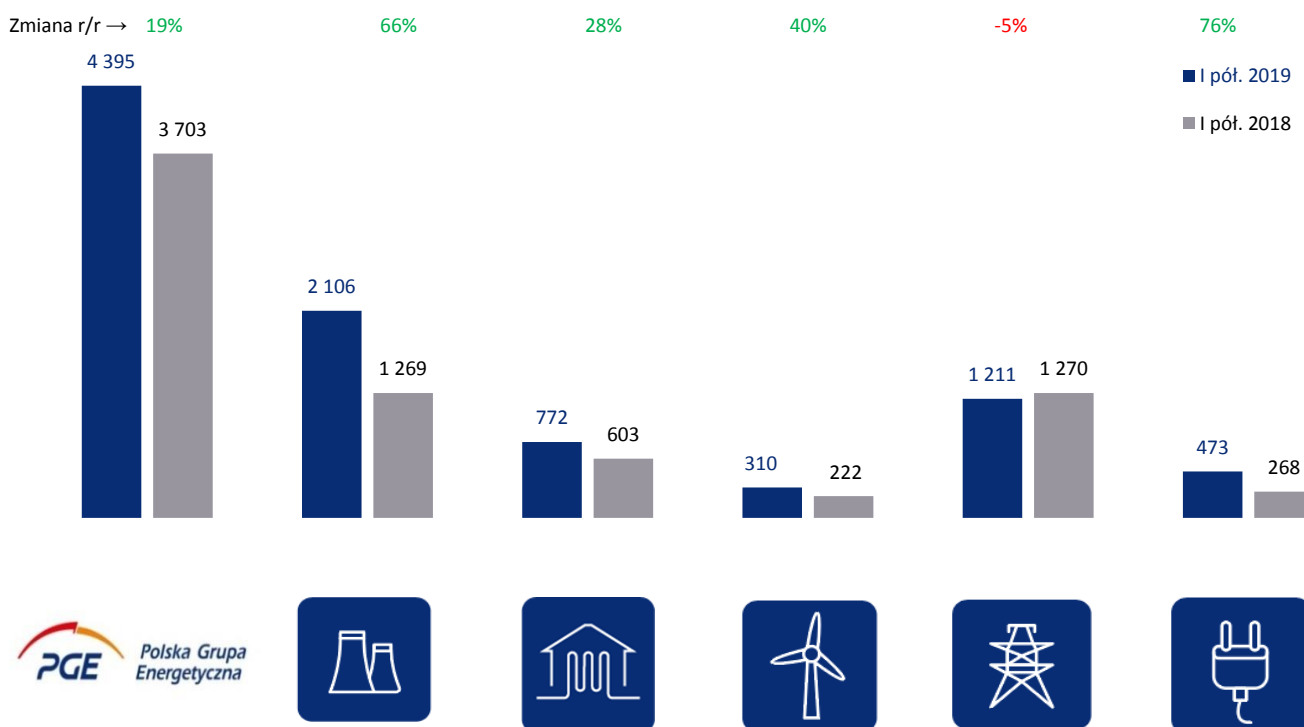
	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	5 elektrowni konwencjonalnych 2 elektrociepłownie 2 kopalnie węgla brunatnego	14 elektrociepłowni	14 farm wiatrowych 1 elektrownia fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	291 908 km linii dystrybucyjnych	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 23,71 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 4,52 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,28 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 18,13 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 21,34 TWh
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła 3,28 PJ	Produkcja ciepła 26,12 PJ			
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (ok. 90%) GK PGE jest również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła		GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkowym udziałem ok. 8% (wraz ze współspalaniem biomasy)	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Jeden z liderów w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

4.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

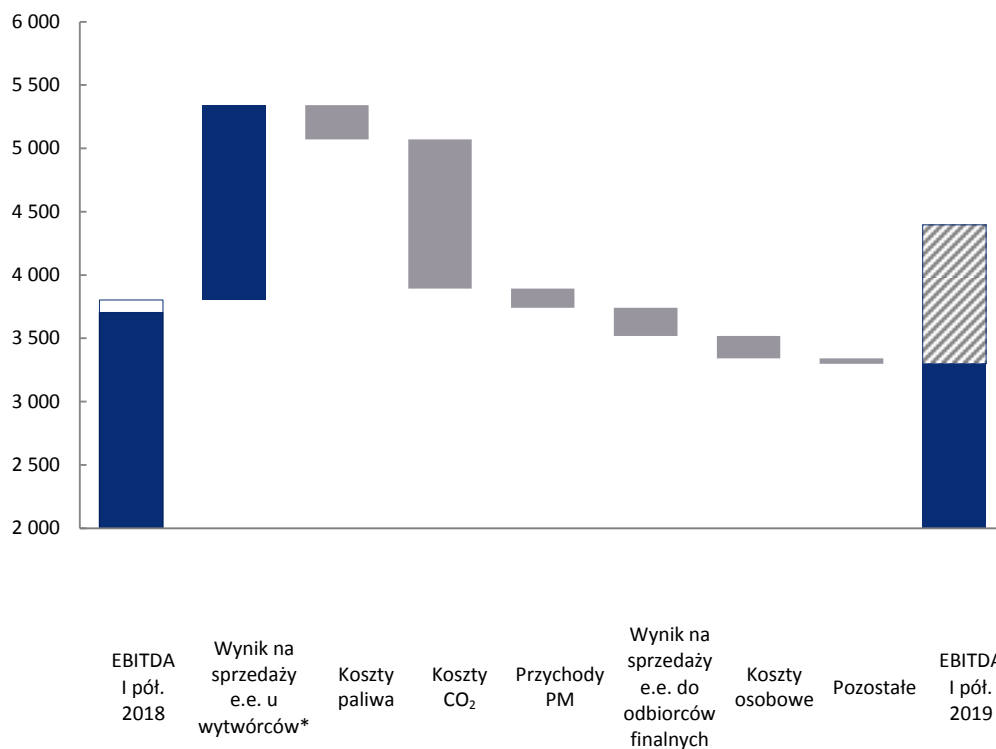
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. W przybliżeniu odzwierciedla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

Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku Grupy ma segment Energetyka Konwencjonalna oraz segment Dystrybucja partycypujące odpowiednio 48% i 28% w wyniku EBITDA GK. Segment Ciepłownictwo odpowiada za 18% EBITDA, segment Obrót 11% EBITDA, natomiast segment Energetyka Odnawialna wypracował 7% EBITDA.


EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)




Rysunek: Główne czynniki kształtujące powtarzalny wynik EBITDA GK PGE w ujęciu zarządczym (mln PLN).



	EBITDA I pół. 2018	Wynik na sprzedaży e.e. u wytwórców*	Koszty paliwa	Koszty CO ₂	Przychody PM	Wynik na sprzedaży e.e. do odbiorców finalnych	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I pół. 2019
Odchylenie		1 538	-269	-1 180	-151	-223	-176	-43	
EBITDA raportowana I pół. 2018	3 703								
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2018	-100								
EBITDA powtarzalna I pół. 2018	3 803	5 710	1 833	644	272	249	2 467		
EBITDA powtarzalna I pół. 2019		7 248	2 102	1 824	121	26	2 643		3 299
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019									1 096
EBITDA raportowana I pół. 2019									4 395

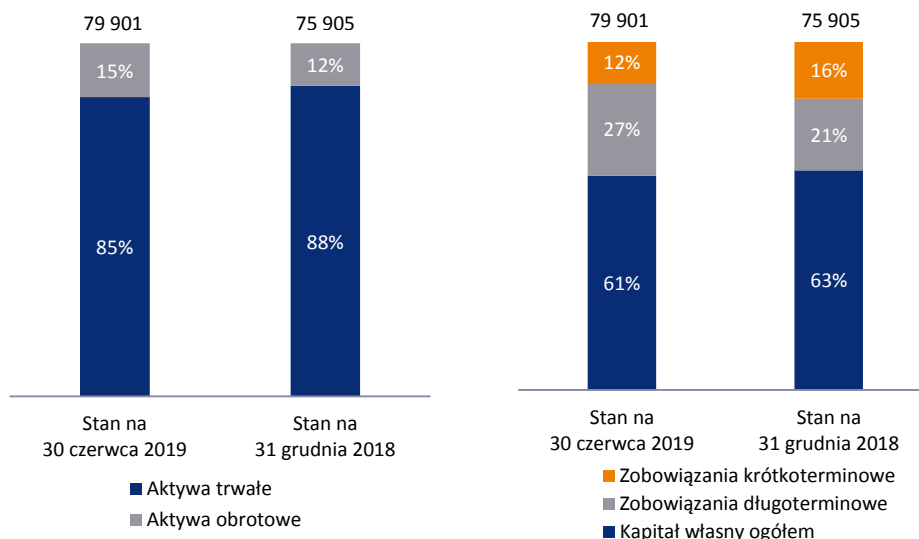
 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

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

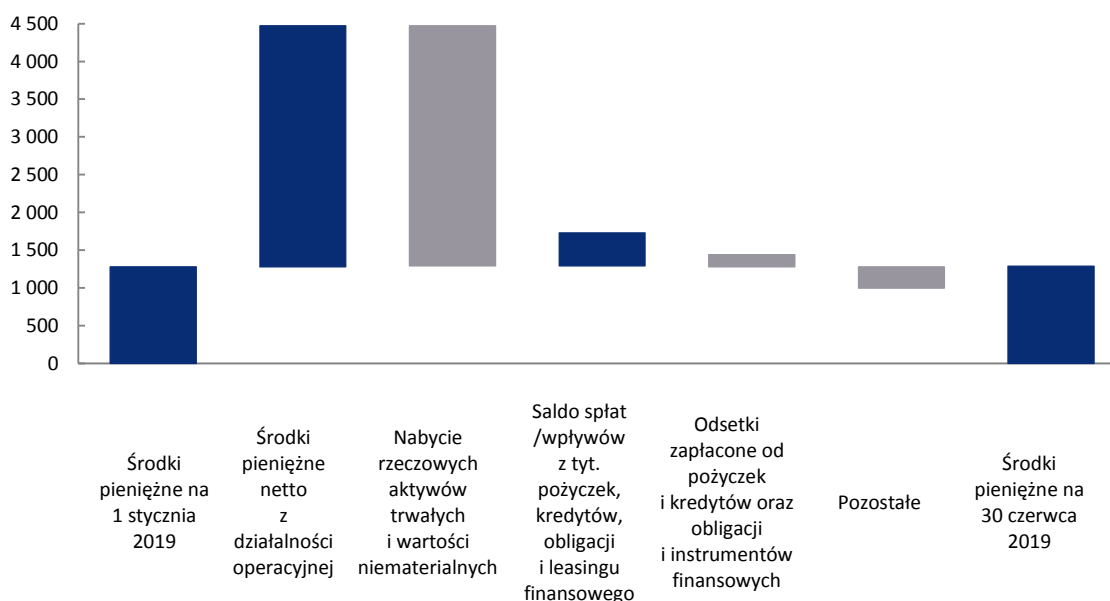
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mln PLN).



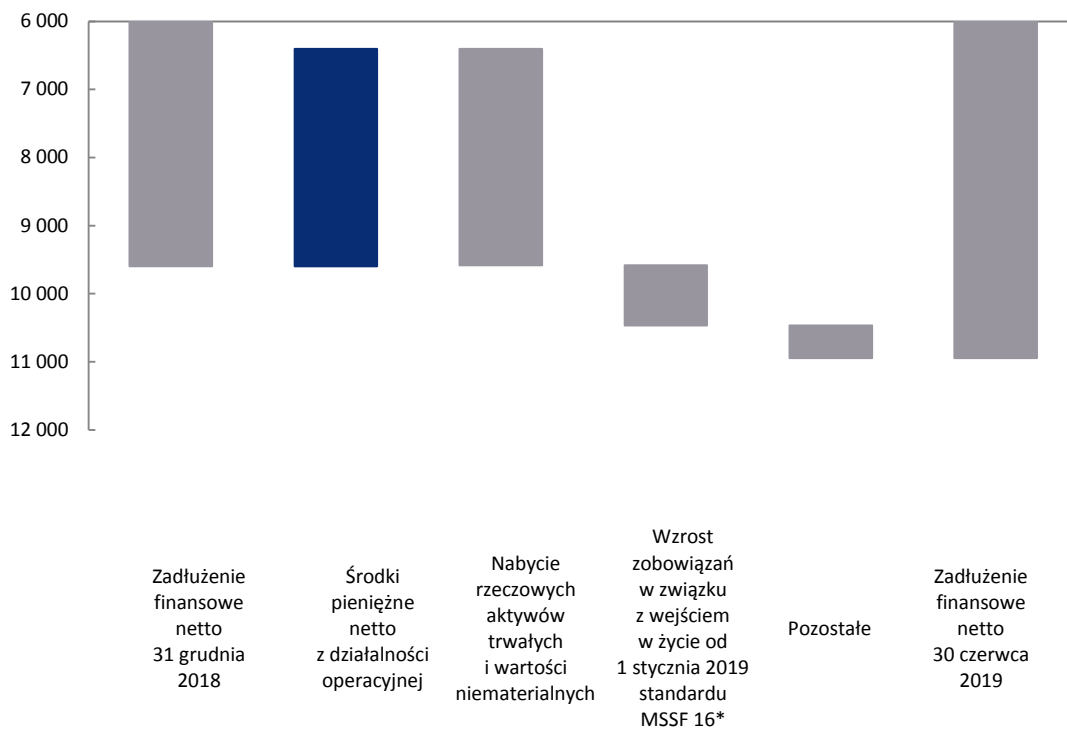
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Opis zmiany	Wartość (mln PLN)
Wpływ na poziom środków pieniężnych	3 193
Środki pieniężne	1 279
	-3 180
	439
	-163
	-281
Środki pieniężne	1 287

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Wpływ na poziom zadłużenia netto						
		-3 193	3 180	881	480	
Zadłużenie finansowe netto	9 600					10 948

*Por. nota 4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



**Energetyka
Konwencjonalna**



Ciepłownictwo



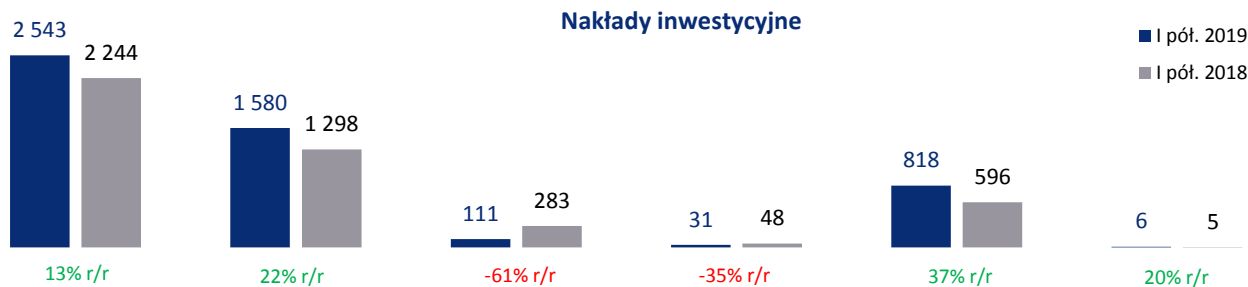
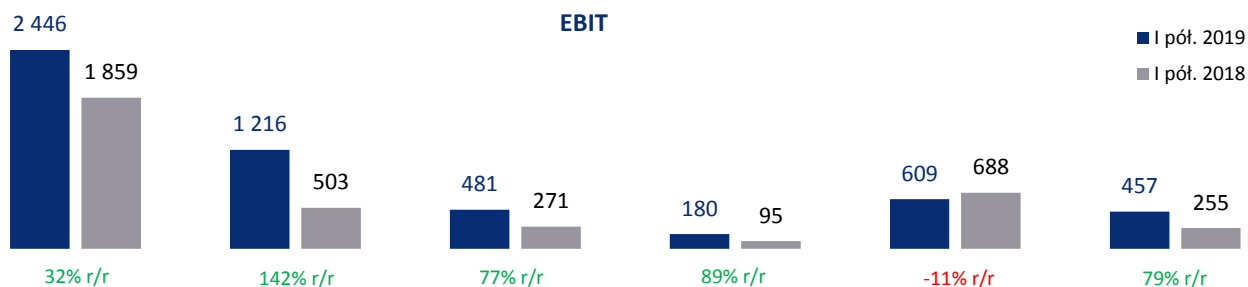
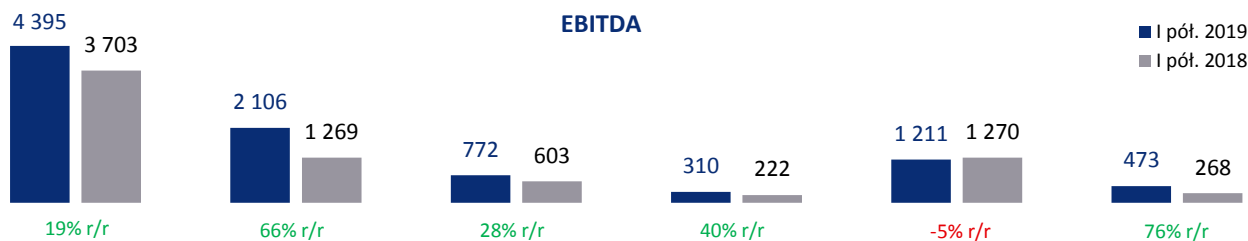
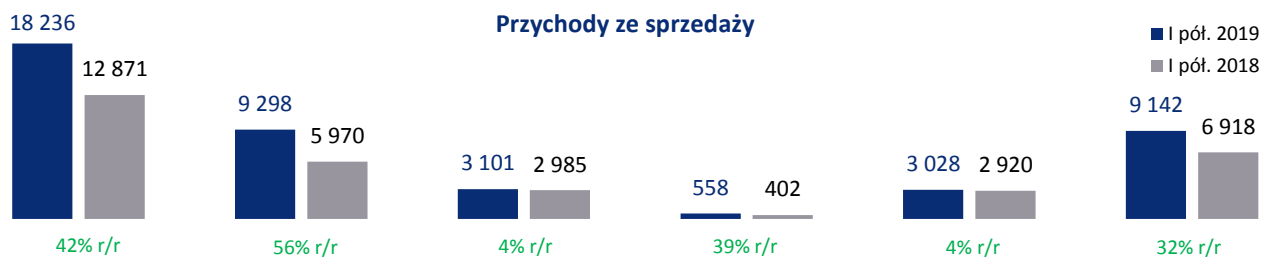
**Energetyka
Odnawialna**



Dystrybucja



Obrót



BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen	I półrocze 2019	I półrocze 2018	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, tym:	50,63	37,80	34%
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	21,89	20,73	6%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	28,74	17,07	68%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	23,40	7,12	229%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	29,50	32,92	-10%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	2,27	2,24	1%

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

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

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

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

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji energii elektrycznej	I półrocze 2019	I półrocze 2018	Zmiana %
Produkcja energii w TWh, z czego:	29,50	32,92	-10%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	17,01	19,25	-12%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	6,39	7,93	-19%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,02	0,05	-60%
Elektrociepłownie węglowe	2,41	2,44	-1%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,01	0%
Elektrociepłownie gazowe	2,26	2,24	1%
Elektrociepłownie biomasowe	0,13	0,08	63%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,02	0,00	-
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,33	0,20	65%
Elektrownie wodne	0,27	0,25	8%
Elektrownie wiatrowe	0,68	0,53	28%
<i>w tym produkcja z OZE</i>	1,13	0,92	23%

Główny wpływ na poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2019 roku w porównaniu do I półrocza 2018 roku miała niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 2,24 TWh) i elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 1,54 TWh). Powyższe jest głównie efektem niższego obciążenia oraz dłuższego czasu postoju bloków w rezerwie głównie ze względu na niższe zapotrzebowanie KSE oraz wyższą generację energii elektrycznej z wiatru i import energii. Dodatkowo niższa produkcja to efekt przeprowadzanych modernizacji bloków w Elektrowni Opole i Elektrowni Turów (por. pkt 4.2 niniejszego sprawozdania).

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jest następstwem niższego średniego obciążenia Elektrowni Bełchatów o 26 MW, tj. o 8% oraz Elektrowni Turów o 26 MW, tj. o 16%. Dodatkowo niższa produkcja jest efektem dłuższego czasu postoju bloków w remontach. Bloki 2-14 w Elektrowni Bełchatów pozostawały w remontach dłużej o 2 041 h (blok nr 2 pozostaje w modernizacji od 28 lutego 2019 roku), natomiast bloki w Elektrowni Turów pozostawały w remontach dłużej o 736 h (blok nr 1 pozostaje w modernizacji od maja 2018 roku, a blok nr 3 pozostaje w modernizacji od kwietnia 2019 roku).

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wynika głównie z niższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest efektem dłuższego o 5 320 h czasu postoju bloków 1-4 tej elektrowni w remontach (blok nr 1 pozostaje w modernizacji od 29 grudnia 2018 roku) oraz niższego średniego obciążenia bloków 1-4 o 33 MW, tj. o 13%. Powyższy efekt został częściowo zrekompensowany przez produkcję energii elektrycznej z bloku nr 5 w Elektrowni Opole (0,69 TWh)³. Niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra jest następstwem dłuższego o 4 850 h czasu postoju bloków tej elektrowni w rezerwie (w tym dłuższy o 2 537 h czas postoju w rezerwie bloków 1 i 2 wykorzystywanych przez PSE S.A. w ramach IRZ). Niższa produkcja w Elektrowni Rybnik spowodowana jest dłuższym o 4 607 h postojem bloków 3-8 tej elektrowni w rezerwie oraz niższym obciążeniem o 6 MW, co częściowo zostało skompensowane przez krótszy o 3 257 h czas postoju bloków 3-8 w remontach.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych i elektrociepłowniach gazowych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

Wyższa produkcja na farmach wiatrowych wynika z lepszej wietrzności w miesiącach: lutym, marcu i maju. Wykorzystanie mocy na farmach wiatrowych w I półroczu 2019 roku było średnio większe o 6 p.p.

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

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

Wzrost produkcji w elektrowniach wodnych wynika z korzystniejszych warunków hydrologicznych.

Produkcja z odpadów komunalnych to efekt uruchomienia Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii (ITPOE) w Rzeszowie w III kwartale 2018 roku.

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I półrocze 2019	I półrocze 2018	Zmiana %
Produkcja ciepła w PJ, z czego:	29,40	29,87	-2%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,51	1,50	1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,50	0,42	19%
Elektrociepłownie węglowe	21,22	21,69	-2%
Elektrociepłownie gazowe	5,24	5,22	0%
Elektrociepłownie biomasowe	0,76	0,93	-18%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,06	0,00	-
Elektrociepłownie pozostałe	0,11	0,11	0%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła w 2019 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. W porównaniu z 2018 rokiem średnie temperatury były wyższe o 0,6 °C, co przełożyło się na niższą o 2% czyli 0,47 PJ produkcję ciepła przez elektrociepłownie i elektrownie.

Sprzedż ciepła

W I półroczu 2019 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 28,47 PJ i był niższy o 0,43 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi o 0,6 °C r/r.

³ Powyższe zestawienie uwzględnia produkcję bloków nr 5 i 6 Elektrowni Opole od momentu rozpoczęcia ruchu próbnego, to jest od 1 maja 2019 roku dla bloku nr 5. Produkcja z bloku nr 6 nie jest prezentowana (ruch próbny od 30 sierpnia 2019 roku).

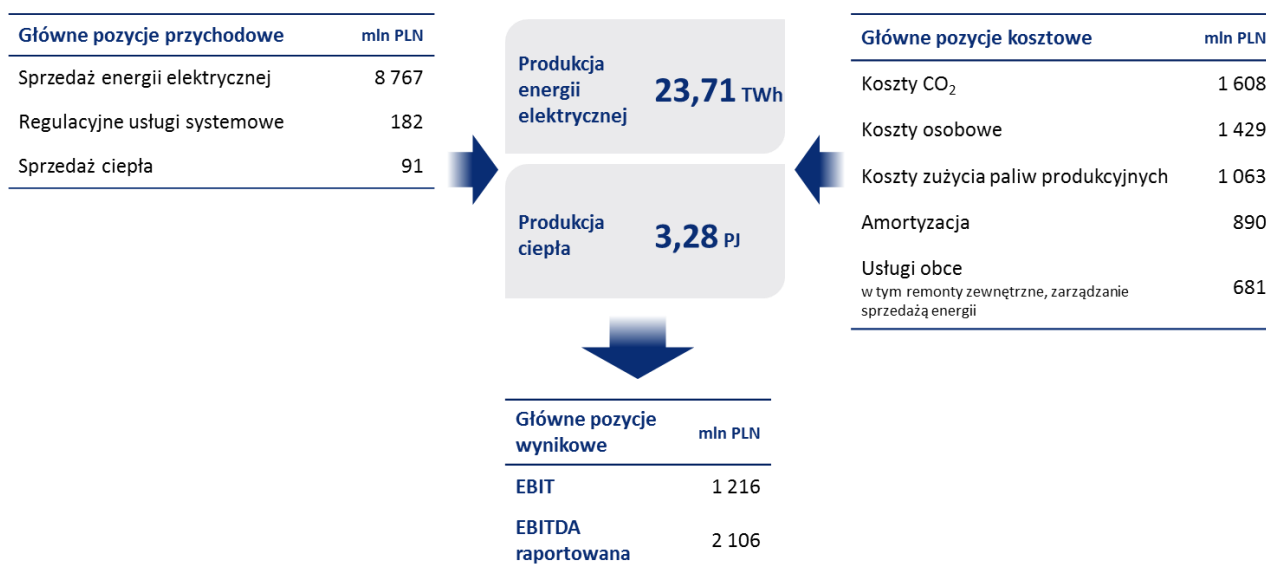
4.3. Charakterystyka segmentów działalności

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Opis segmentu i model jego działalności

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

Energetyka Konwencjonalna



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

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

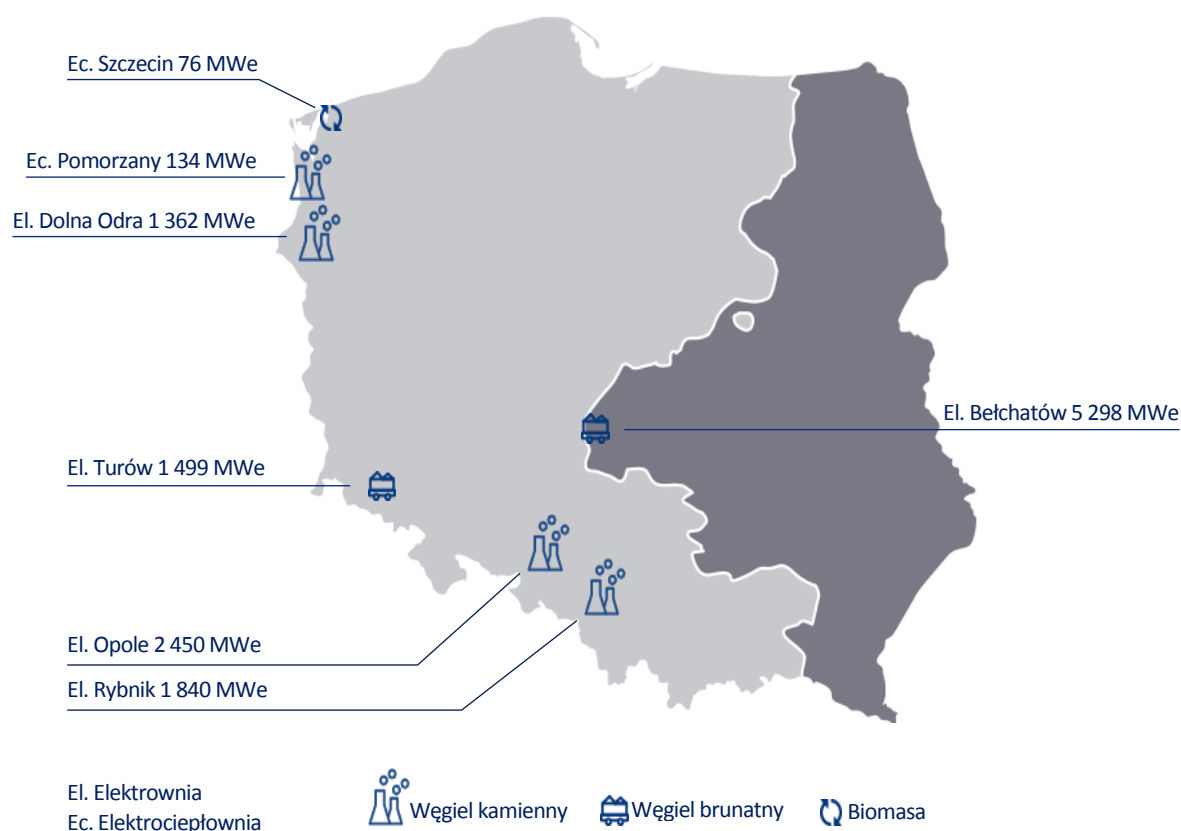
Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego zarówno w elektrowniach systemowych oraz EC Szczecin oraz EC Pomorzany, będących częścią Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

AKTYWA

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

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 88%⁴ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 33%⁵ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym i biomasie.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Konwencjonalna.

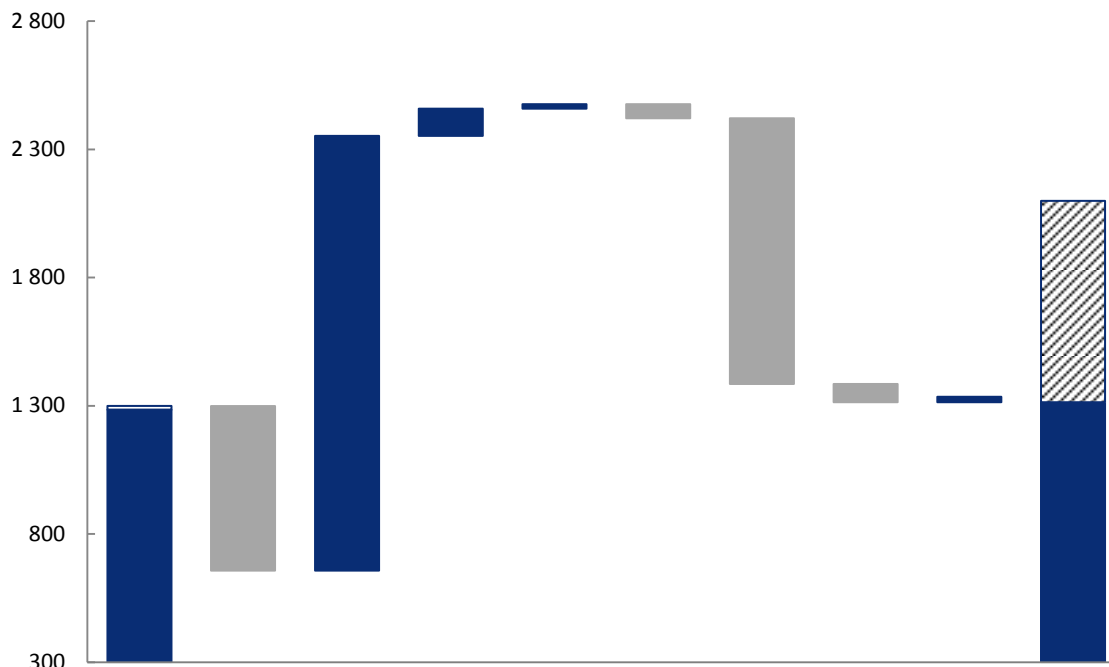


⁴ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.


⁵ Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.


KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2018	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Wynik na opt. portfela e.e.	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I pół. 2019
Odchylenie		-642	1 696	105	18	-54	-1 036	-71	21	
EBITDA raportowana I pół. 2018	1 269									
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2018	-15									
EBITDA powtarzalna I pół. 2018	1 284	4 679	84	164	1 009	572	1 340			
EBITDA powtarzalna I pół. 2019		5 733	189	182	1 063	1 608	1 411			1 321
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019										785
EBITDA raportowana I pół. 2019										2 106

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

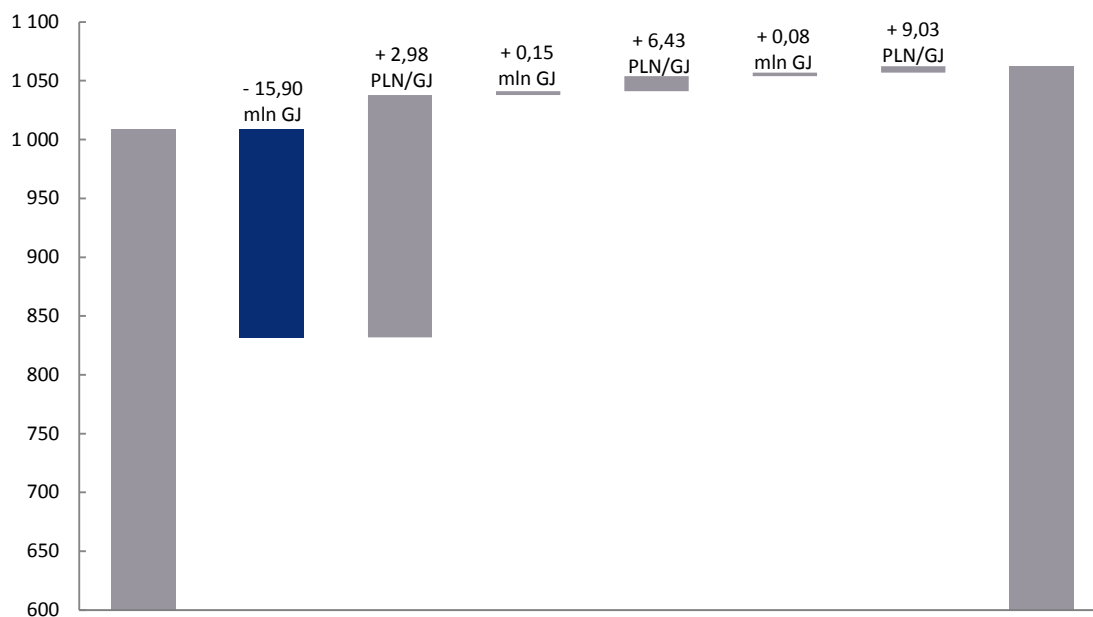
Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna r/r były:

- **Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w PGE GiEK o 3,7 TWh ze względu na niższe wykorzystanie jednostek wytwórczych przez PSE S.A. za sprawą niższego zapotrzebowania w KSE oraz wyższej generacji wiatrowej (por. pkt 4.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wyższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej** z powodu wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 7,4 TWh (+127 mln PLN), przy niższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną o 1,6 PLN/MWh (-20 mln PLN).
- **Wyższe przychody z RUS**, głównie wyższe przychody z tyt. Operacyjnej Rezerwy Mocy („ORM”) w Elektrowni Rybnik, ze względu na wyższy wolumen mocy dyspozycyjnej (postój bloków 1 i 2 w I kwartale 2018 roku).
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek wyższych cen węgla kamiennego na rynkach krajowym i międzynarodowym, co przełożyło się bezpośrednio na wyższe ceny umowne. Powyższy efekt został ograniczony

z powodu niższej produkcji energii elektrycznej na tym paliwie. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.

- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz niższego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂. Powyższy efekt został pomniejszony w wyniku niższej emisji CO₂ jako rezultat niższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.

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

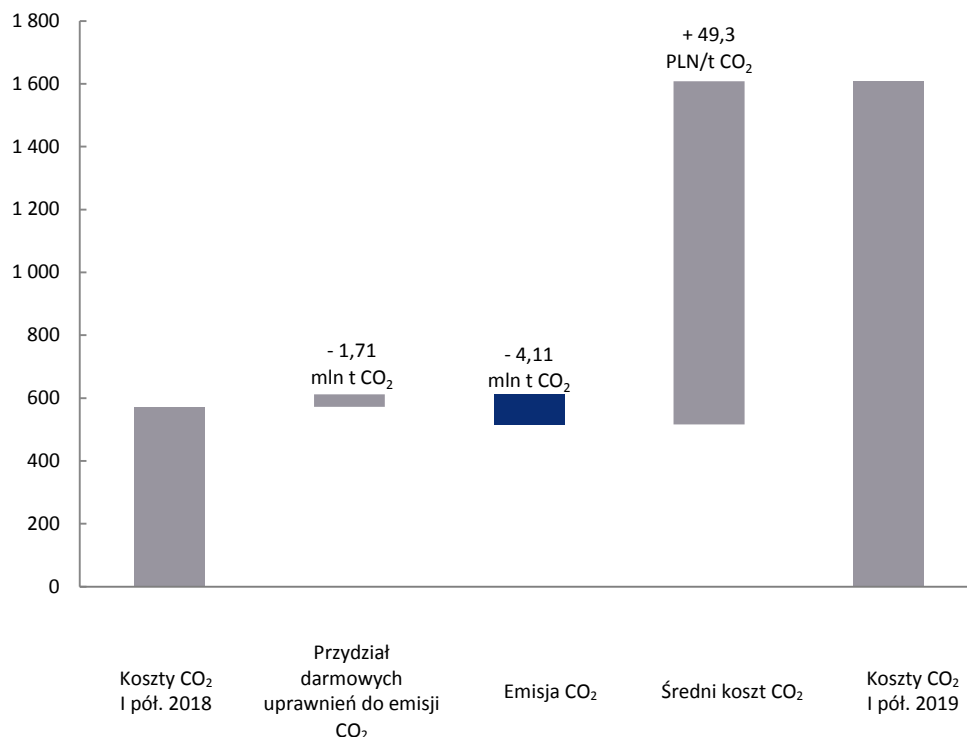


	Koszty paliw I pół. 2018	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw I pół. 2019
Odchylenie		-177	206	3	13	3	6	
Koszty paliw I pół. 2018	1 009	946		38		25		
Koszty paliw I pół. 2019		975		54		34		1 063

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

Rodzaj paliwa	I półrocze 2019		I półrocze 2018	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	3 158	975	3 927	946
Biomasa	213	54	190	38
Olej opałowy lekki i ciężki	752	34	673	25
RAZEM		1 063		1 009

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



Odchylenie	40	-96	1 092
Koszty CO ₂ I pół. 2018	572		
Koszty CO ₂ I pół. 2019			1 608

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

mln PLN	I półrocze 2019	I półrocze 2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 336	1 043	28%
▪ Rozwojowe	787	597	32%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	549	446	23%
Pozostałe	31	24	29%
Elektrownia Rybnik	32	64	-50%
RAZEM	1 399	1 131	24%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	181	167	8%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1 580	1 298	22%

KLUCZOWE WYDARZENIA W I PÓŁROCZU 2019 ROKU W SEGMENTIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Kluczowe inwestycje rozwojowe:

- 15 stycznia 2019 roku została przeprowadzona pierwsza synchronizacja generatora bloku nr 5 w Elektrowni Opole z KSE.
- 7 lutego 2019 roku blok 5 w Elektrowni Opole osiągnął moc 931 MWe.
- 29 marca 2019 roku zawarto Aneks nr 9 do kontraktu na budowę bloku nr 7 w Elektrowni Turów.
- 19 kwietnia 2019 roku rozpalono kocioł bloku nr 6 w Elektrowni Opole.
- 14 maja 2019 roku została przeprowadzona pierwsza synchronizacja generatora bloku nr 6 w Elektrowni Opole z KSE.
- 31 maja 2019 roku blok nr 5 w Elektrowni Opole został przekazany do eksploatacji.
- 12 czerwca 2019 roku opublikowane zostało ogłoszenie o zamówieniu w postępowaniu publicznym na wybór Generalnego Wykonawcy budowy dwóch bloków gazowo-parowych w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra.

Kluczowe inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem emisji do środowiska:

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

KLUCZOWE PROJEKTY REALIZOWANE W I PÓŁROCZU 2019 ROKU

Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w I półroczu 2019 roku (netto bez kosztów finansowania)	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Przewidywany termin zakończenia inwestycji	Status
Budowa nowych bloków w Elektrowni Opole							
Budowa dwóch bloków energetycznych o mocy 900 MW każdy	10,94 mld PLN	9,66 mld PLN	473 mln PLN	Węgiel kamienny/ 45,5%	Konsorcjum firm: Rafako, Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa przy współpracy GE, jako zarządzającego realizacją projektu w imieniu konsorcjum	blok 5 – 15 czerwca 2019 roku blok 6 – 30 września 2019 roku	31 maja 2019 roku blok 5 został przekazany do komercyjnej eksploatacji. Przejęcie bloku nr 5 do eksploatacji odbyło się tym samym przed terminem wyznaczonym na 15 czerwca 2019 roku, uwzględnionym w aneksie do umowy. Blok 6 jest na etapie ruchu regulacyjnego, podczas którego dokonuje się optymalizacji pracy poszczególnych instalacji i układów technologicznych oraz testów przy różnych obciążeniach bloku. Ogólne zaawansowanie prac w projekcie na koniec czerwca 2019 roku wynosiło ok. 99%.
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów							
Budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW	4,26 mld PLN	2,75 mld PLN	163 mln PLN	Węgiel brunatny/ 43,1%	Konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas	październik 2020 roku	Na terenie budowy kontynuowano prace montażowe. Trwa montaż rurociągów procesowych. Na chłodni kominowej zamontowano tłumiki hałasu. Trwają prace montażowe na układzie nawęglania bloku. W kwietniu 2019 roku otrzymano zatwierdzoną przez PSE S.A. dokumentację dla przyłączenia nowego bloku w Elektrowni Turów. Na koniec czerwca 2019 roku ogólne zaawansowanie prac w projekcie wynosiło ok. 90%. 29 marca 2019 roku zawarto Aneks nr 9 do Kontraktu na budowę bloku, który rozszerza zakres rzeczowy zadania, zwiększa wartość głównego kontraktu oraz wydłuża termin realizacji bloku o 6 miesięcy, tj. do października 2020 roku. Wartość aneksu wynosi ok. 108 mln PLN. Zwiększenie wartości kontraktu oraz przesunięcie terminu realizacji wynika z potrzeby dostosowań technologicznych i zwiększonego zakresu prac.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

Opis segmentu i model jego działalności

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



*Zawiera sprzedaż ciepła, mocy zamówionej i dystrybucję ciepła.

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

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

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

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

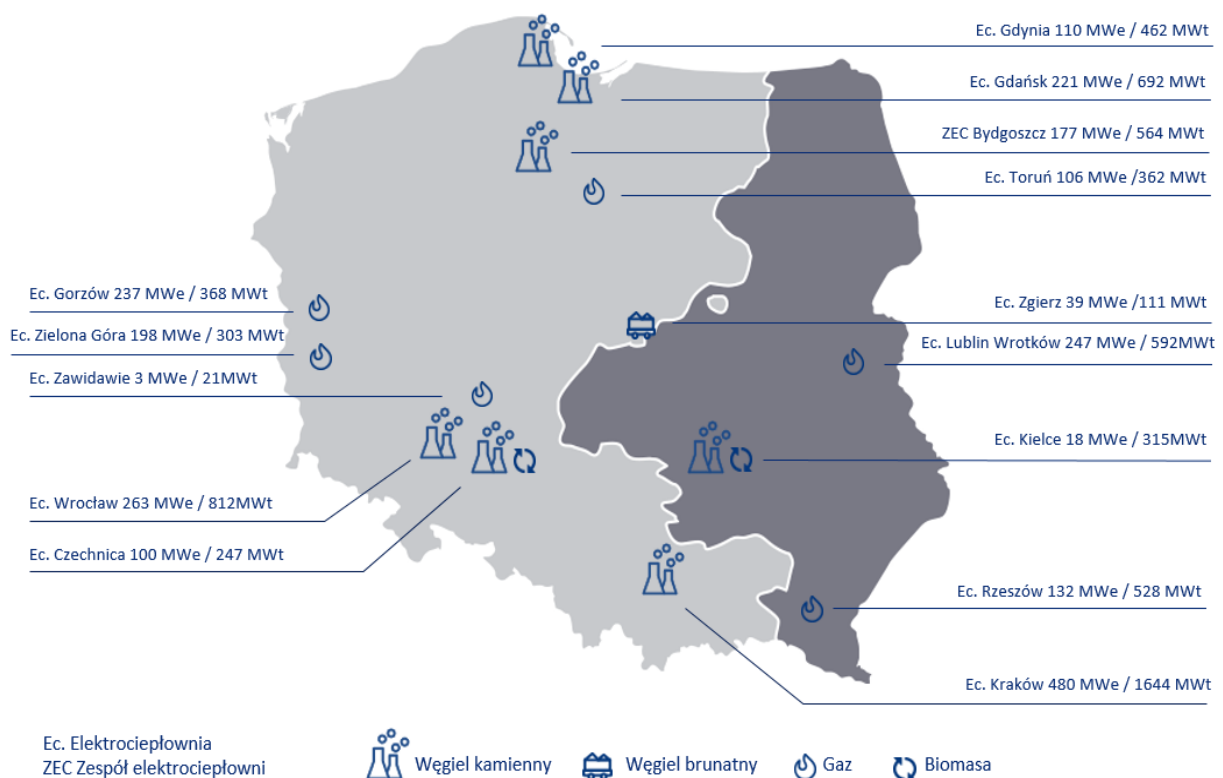
kogeneracji. Mechanizm wsparcia w postaci certyfikatów funkcjonuje także dla źródeł wytwórczych opalanych biomasą. Ten rodzaj produkcji jest dodatkowo wynagradzany poprzez przyznawanie świadectw pochodzenia w postaci tzw. zielonych certyfikatów, których sprzedaż stanowi dodatkowy przychód, w ramach segmentu uzyskiwany jedynie z bloku biomasowego w Kielcach.

AKTYWA

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

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo.

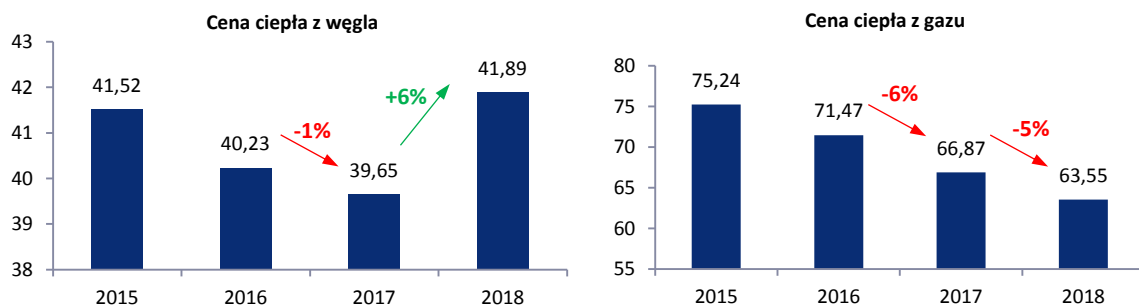


TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

Opis taryfowania w segmencie

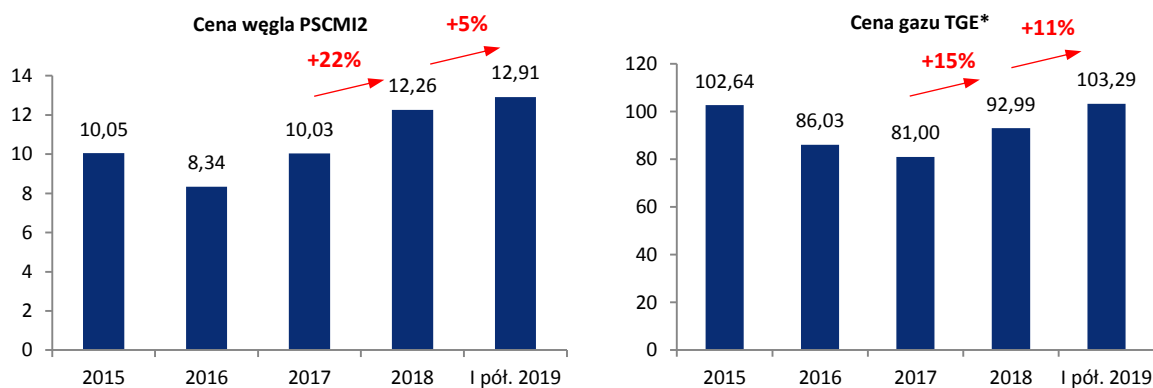
Wobec tego, iż przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez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

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



Źródło: URE.

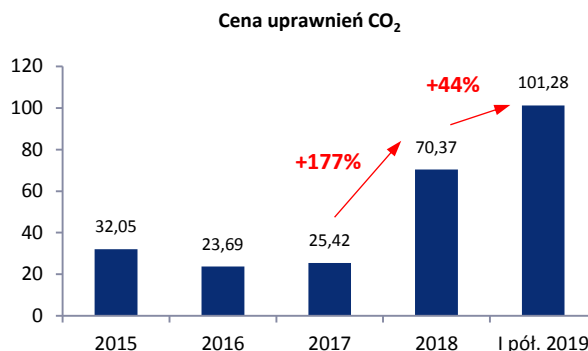
Rysunek: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) i gazu (PLN/MWh).



Źródło: ARP, TGE.

* Średnia ważona z kontraktów terminowych, RDN i RDB zawartych na dany okres na TGE.

Rysunek: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂ (PLN/t).



Źródło: ICE.

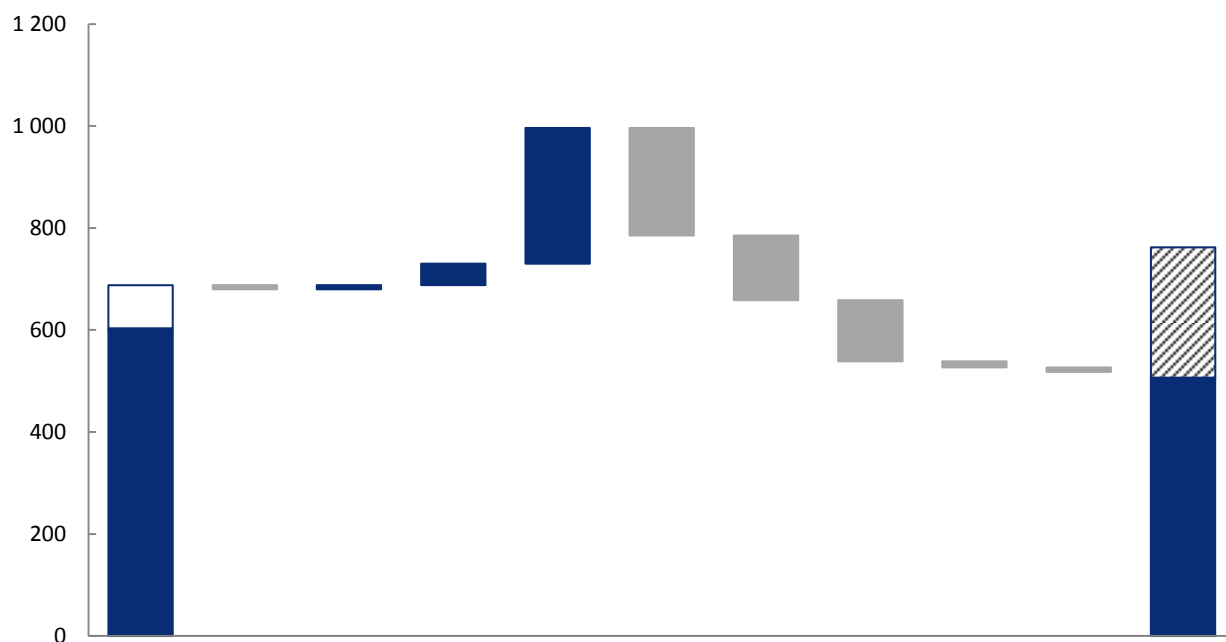
O ile referencyjna cena ciepła z węgla wzrosła w 2018 roku o 6% (także jest bazą dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2019 roku), to średnie rynkowe ceny węgla wzrosły o 22%, a uprawnień do emisji CO₂ o 177%. Koszty dla elektrociepłowni, w środowisku rosnących cen, są realnie nawet na wyższym poziomie – w I półroczu 2019 roku ceny węgla kamiennego były wyższe o dalsze 5%, a uprawnień do emisji CO₂ o kolejne 44%. Oprócz opóźnienia czasowego w przenoszeniu kosztów istotne znaczenie ma fakt, że koszt CO₂ jest przenoszony jedynie częściowo w cenie jednostek referencyjnych. Jest to związane z tym, że jedynie ok. 45% jednostek ciepłowniczych w Polsce należy do systemu ETS (moc powyżej 20 MW), a więc jest zobowiązanych do umarzania uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Cena referencyjna przenosi także jedynie ok. 45% rzeczywistych kosztów zużycia CO₂ w średniej cenie sprzedaży ciepła.

Ponadto w 2018 roku oraz I półroczu 2019 roku odnotowany był wzrost cen gazu ziemnego, przy czym relatywnie wysoka średnia cena dla I półroczu 2019 roku związana była przede wszystkim z odbiorem gazu zakontraktowanego w okresach wcześniejszych. Średnia cena na rynku spot kształtowała się bowiem na poziomie niespełna 84 PLN/MWh, pod koniec I półroczu 2019 roku spadając nawet poniżej 40 PLN/MWh.

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

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2018	Produkcja ciepła – ilość*	Produkcja ciepła – cena*	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Przychody PM	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I pół. 2019
Odchylenie		-8	8	42	266	-211	-127	-120	-12	-9	
EBITDA raportowana I pół. 2018	603										
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2018	-85										
EBITDA powtarzalna I pół. 2018	688	1 037		818		223	898	93	258		
EBITDA powtarzalna I pół. 2019		1 037		1 126		12	1 025	213	270		517
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019											255
EBITDA raportowana I pół. 2019											772

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

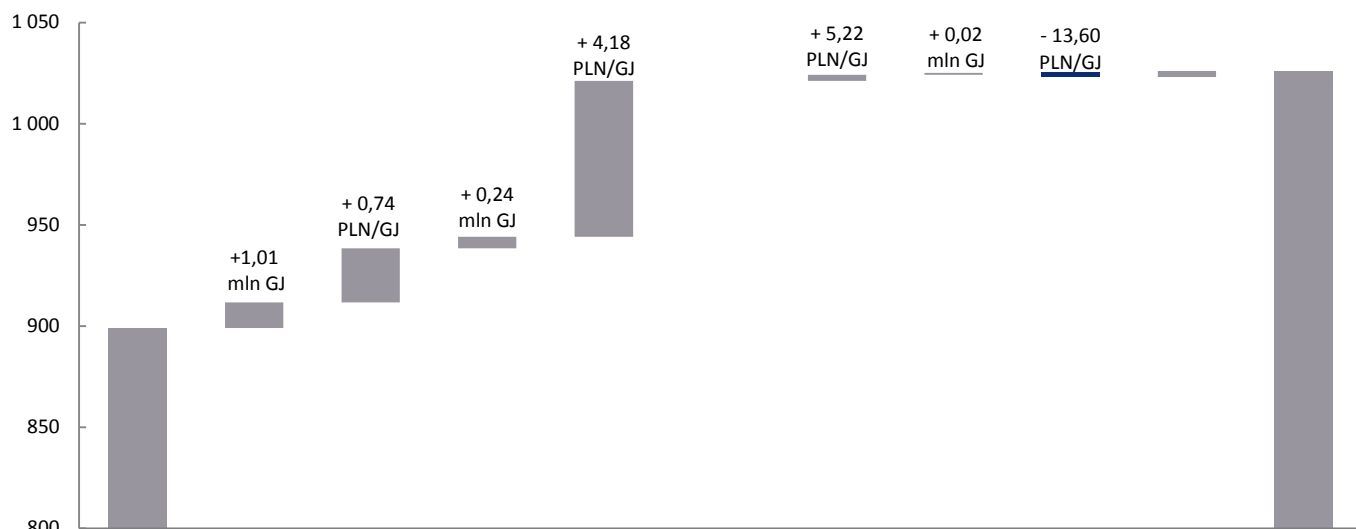
*Zawiera sprzedaż ciepła, mocy zamówionej i dystrybucję ciepła.

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła** to efekt wyższych temperatur zewnętrznych. Średnie temperatury były wyższe o 0,6 °C, co przełożyło się na niższą o 0,20 PJ sprzedaż ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** związany jest z opublikowaniem przez URE nowych тариф na wytwarzanie ciepła dla siedmiu elektrociepłowni oraz nowych тариф na dystrybucję ciepła dla jednostek w Toruniu, Zielonej Górze i Gorzowie, gdzie cena wzrosła o ok. 1,4% r/r.
- **Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej** o 0,2 TWh ze względu na wyższe wykorzystanie kogeneracyjnych jednostek wytwórczych w stosunku do źródeł szczytowych oraz działanie urządzeń kogeneracyjnych w pseudokondensacji.
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Niższe przychody ze sprzedaży PM** jako wynik zakończenia wsparcia dla produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w 2019 roku.
- **Wyższe koszty zużycia paliw** spowodowane są wzrostem cen podstawowych paliw: węgla kamiennego, gazu oraz biomasy.
- **Wyższe koszty CO₂** są skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz niższego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.

- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie wynik konsolidacji oraz zmiany struktury nowego segmentu.
- **Wyższy poziom w pozycji pozostałe** wynika głównie z pozytywnego wpływu rekompensat KDT.

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

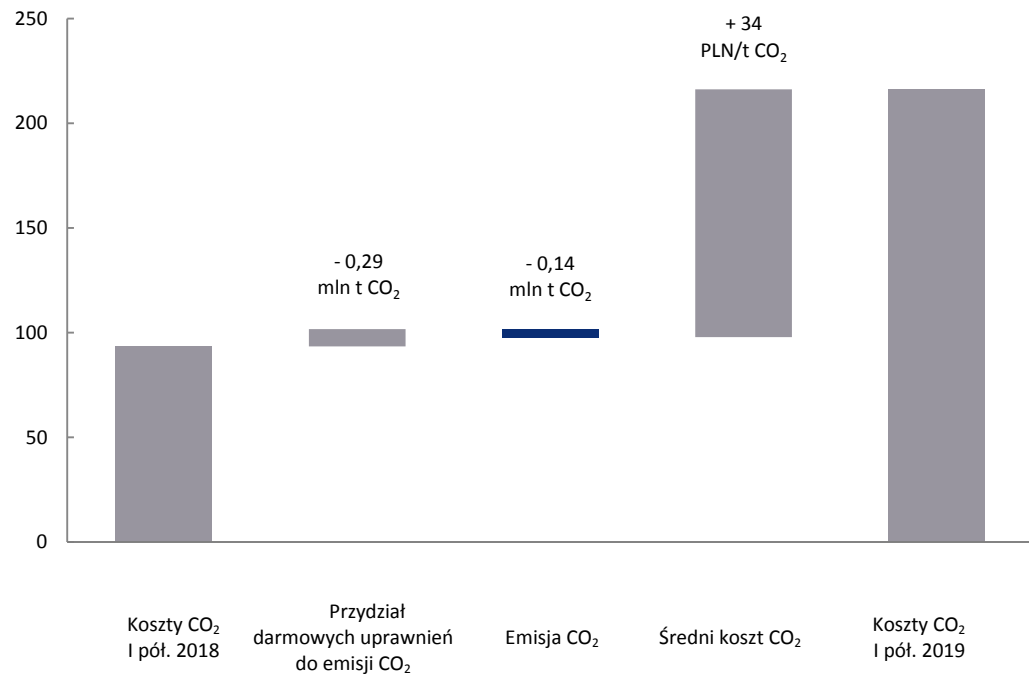


	Koszty paliw I pół. 2018	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Pozostałe surowce	Koszty paliw I pół. 2019
Odchylenie		13	27	6	76	0	3	1	-2	3	
Koszty paliw I pół. 2018	898	442		427		13		10		6	
Koszty paliw I pół. 2019		482		509		16		9		9	1 025

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2019		I półrocze 2018	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 598	482	1 516	442
Gaz (tys. m ³)	600 798	509	602 944	427
Biomasa	71	16	70	13
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	105	18	93	16
RAZEM		1 025		898

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



Odchylenie	8	-4	116
Koszty CO ₂ I pół. 2018	93		
Koszty CO ₂ I pół. 2019			213

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

mln PLN	I półrocze 2019	I półrocze 2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	98	271	-64%
▪ Rozwojowe	12	122	-90%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	86	149	-42%
Pozostałe	13	12	8%
RAZEM	111	283	-61%

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

KLUCZOWE WYDARZENIA W I PÓŁROCZU 2019 ROKU W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

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

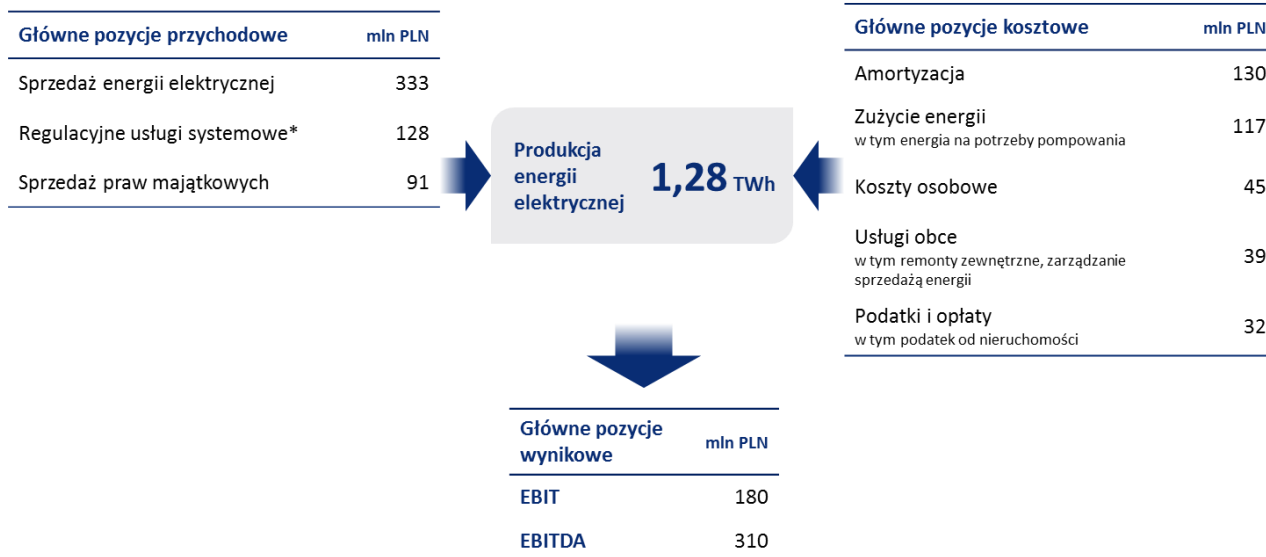
- Uzyskano decyzję Marszałka Województwa Podkarpackiego zmieniającą decyzję Pozwolenia zintegrowanego dla kotłów WR25 w zakresie obniżenia mocy kotła WR25 K2 z 35 MW do 29 MW w paliwie w Elektrociepłowni Rzeszów.
- Uzyskano decyzję Marszałka Województwa Pomorskiego zmieniającą decyzję Pozwolenia zintegrowanego dla Elektrociepłowni Gdańskiej z odstępstwem od granicznych wielkości emisyjnych z Konkluzji BAT w zakresie SO_x i NO_x dla kotłowni szczytowej oraz NO_x dla kotłów blokowych.
- Uzyskano decyzję Marszałka Województwa Pomorskiego zmieniającą decyzję Pozwolenia zintegrowanego dla Elektrociepłowni Gdyni z odstępstwem od granicznych wielkości emisyjnych z Konkluzji BAT w zakresie NO_x dla kotłów blokowych.
- Uzyskano decyzję Marszałka Województwa Małopolskiego zmieniającą decyzję Pozwolenia zintegrowanego dla EC Kraków w zakresie ustalenia warunków wprowadzania wód chłodniczych i ścieków z IMOS do rzeki Wisły.
- Kontynuowano postępowania przetargowe na wybór wykonawców, w zakresie dostosowania obiektów EC do Konkluzji BAT.
- Kontynuowano prace w zakresie wyboru wykonawcy budowy nowego bloku gazowo-parowego EC Czechnica (projekt dla spółki Kogeneracja S.A.).

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA

Opis segmentu i model jego działalności

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

Energetyka Odnawialna



* Ujęcie zarządcze.

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

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

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

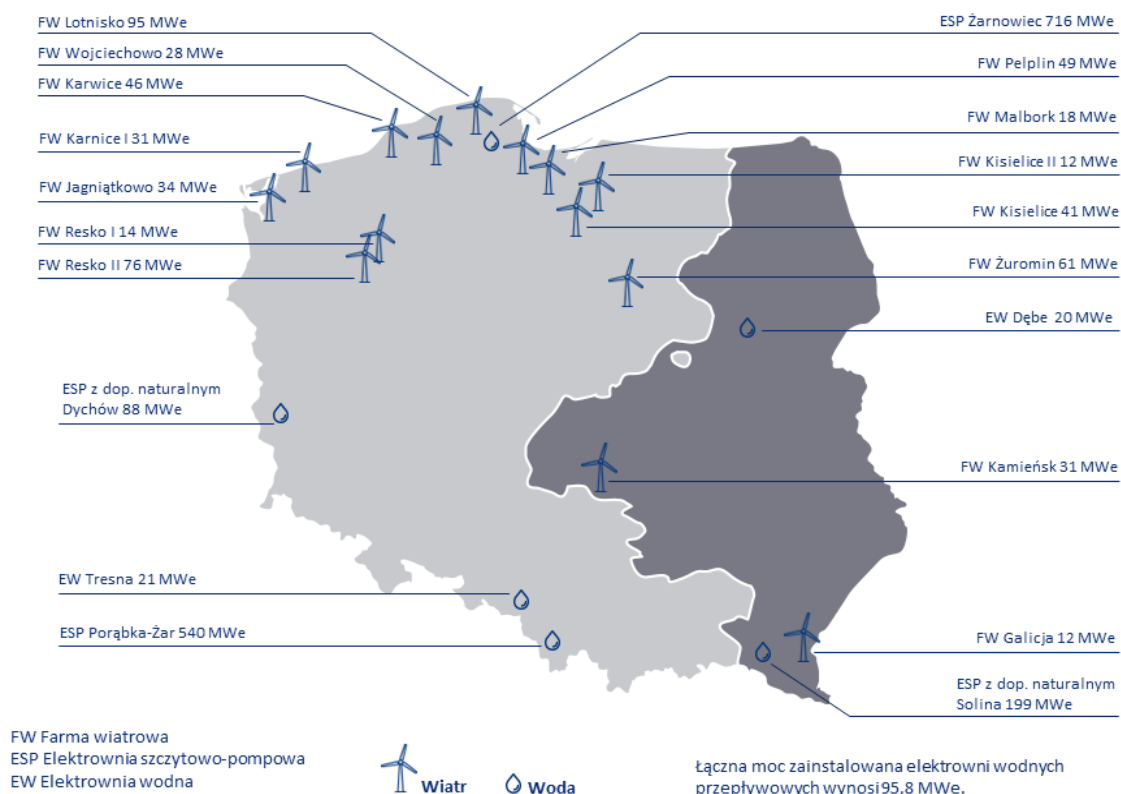
Aktywa

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

Na aktywa segmentu składa się:

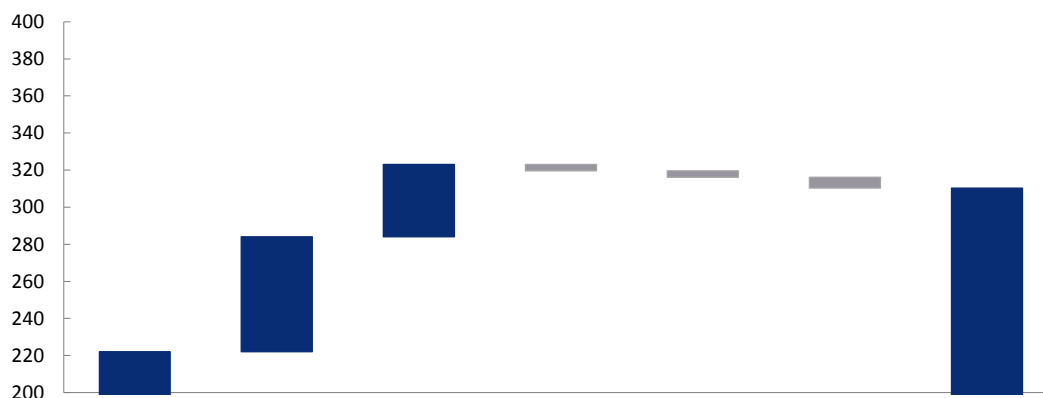
- 14 farm wiatrowych,
- 1 elektrownia fotowoltaiczna,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2018	Przychody e.e.	Przychody PM	Przychody RUS*	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I pół. 2019
Odchylenie		62	39	-3	-3	-7	
EBITDA I pół. 2018	222	145	52	131	42		
EBITDA I pół. 2019		207	91	128	45		310

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

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikający z: wyższej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 33 PLN/MWh r/r, co dało wzrost przychodów o ok. 32 mln PLN; wyższego wolumenu produkcji o 152 GWh, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 27 mln PLN; systemu wsparcia FIT/FIP dla 9 małych elektrowni wodnych w miejsce praw majątkowych, który funkcjonuje dla ww. obiektów od stycznia 2019 roku, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 3 mln PLN r/r.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych** głównie z tytułu: wyższych cen, co dało wzrost przychodów o ok. 27 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży PM, co bezpośrednio przełożyło się na wzrost przychodów o 12 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** wynikają głównie z niższej stawki o 1,0 PLN/MW wyznaczonej zgodnie z warunkami obowiązującej umowy.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynikający ze: wzrostu zatrudnienia spowodowany przechodzeniem na serwis własny dla farm wiatrowych; powstaniem nowej spółki PGE Baltica sp. z o.o., która zajmuje się rozwojem energetyki morskiej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

mIn PLN	I półrocze 2019	I półrocze 2018	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	30	47	-36%
▪ Rozwojowe	7	13	-46%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	23	34	-32%
Pozostałe	1	1	-
RAZEM	31	48	-35%

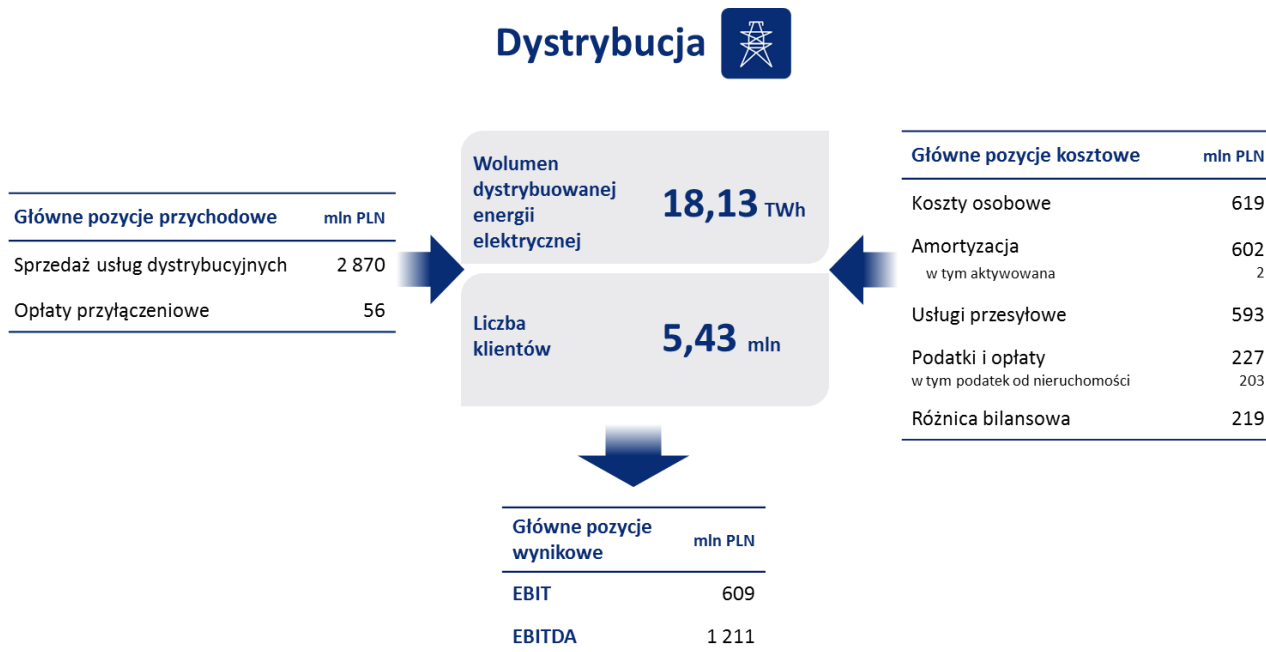
KLUCZOWE WYDARZENIA W I PÓŁROCZU 2019 ROKU W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

- 4 stycznia 2019 roku została zawarta umowa na zaprojektowanie i budowę linii kablowej 110 kV relacji GPZ Kamień Pomorski - RS Rybice – GPZ Skrobotowo wraz z rozdzielnią sieciową RS Rybice oraz rozbudową GPZ Skrobotowo na potrzeby wyprowadzenia mocy z FW Rybice, FW Starza i FW Karnice II o łącznej mocy 88 MW.
- W lutym 2019 roku rozpoczęto prace budowlane związane z realizacją budowy FW Rybice, FW Starza i FW Karnice II o łącznej mocy 88 MW w zakresie dróg dojazdowych wszystkich farm oraz linii WN.
- W maju 2019 roku ogłoszone zostały publiczne postępowania przetargowe dla strategicznych zadań inwestycyjnych realizowanych w ramach Programu kompleksowej modernizacji Elektrowni szczytowo pompowej Porąbka – Żar.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCCJA

Opis segmentu i model jego działalności

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



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

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu Dystrybucja jest **wynagrodzenie z tyt. zwrotu z zainwestowanego przez spółkę kapitału**. Oparty jest on o tzw. wartość regulacyjną aktywów („WRA”), tworzoną w oparciu o realizowane inwestycje oraz uwzględnienie amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do obliczenia zwrotu kapitału, przy wykorzystaniu średnioważonego kosztu kapitału, który jest publikowany przez Prezesa URE zgodnie z ustaloną formułą i przy uwzględnieniu, jako stopy wolnej od ryzyka, średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu w okresie 18 miesięcy poprzedzających złożony wniosek taryfowy. Ponadto w regulacji jakościowej na lata 2018-2025 Prezes URE zobowiązał spółkę do osiągnięcia do końca 2025 roku wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw, czas realizacji przyłączenia oraz czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

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

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

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

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



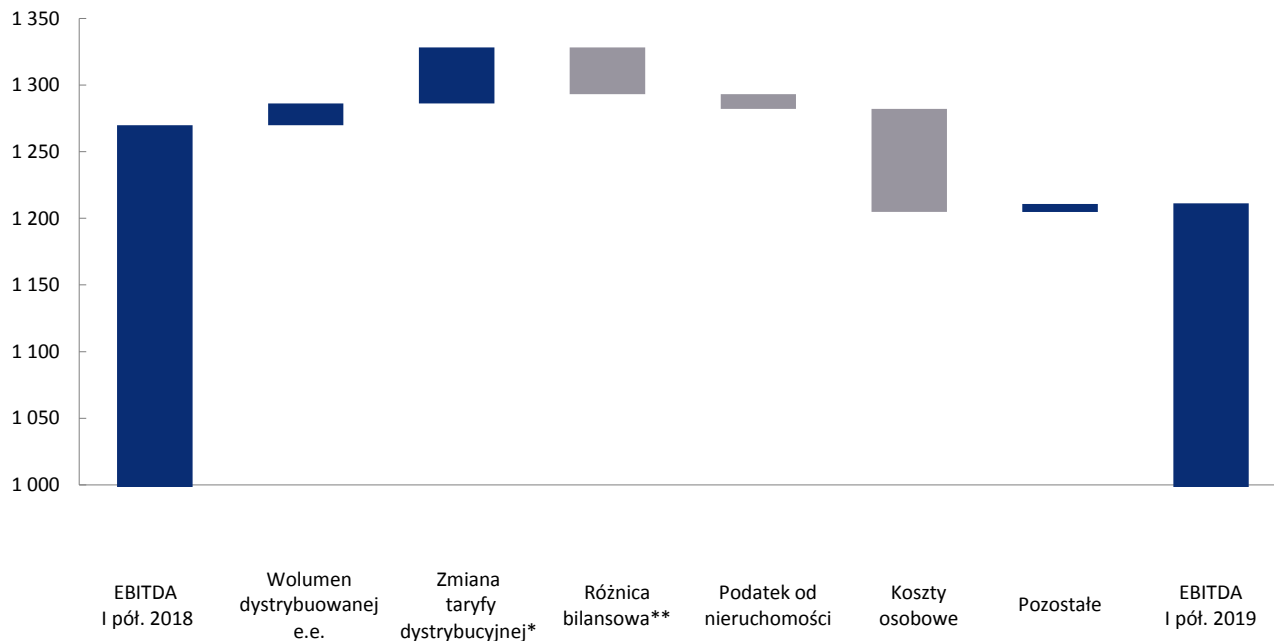
Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów w I półroczu 2019 i 2018 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I półrocze 2019	I półrocze 2018	I półrocze 2019	I półrocze 2018
Grupa taryfowa A	2,74	2,79	109	109
Grupa taryfowa B	7,10	6,90	11 890	11 546
Grupa taryfowa C+R	3,48	3,50	483 069	480 935
Grupa taryfowa G	4,81	4,80	4 937 432	4 882 720
RAZEM	18,13	17,99	5 432 500	5 375 310

*Z doszacowaniem sprzedaży.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	16	42	-35	-11	-77	6	
EBITDA I pół. 2018	1 270	2 121	184	192	542		
EBITDA I pół. 2019		2 179	219	203	619		1 211

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

** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

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

- **Wzrost stawki stałej w Taryfie 2019** w porównaniu do taryfy poprzedniego roku, który przełożył się na wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych.
- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii** o 138 GWh wynikający między innymi z większej liczby odbiorców wg punktu poboru energii (o ok. 57 tys.) r/r oraz ze wzrostu aktywności gospodarczej na obszarze działania PGE Dystrybucja S.A., głównie odbiorców z grup B.
- **Wyższe koszty energii na pokrycie różnicy bilansowej**, głównie w wyniku wzrostu cen na rynku hurtowym.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem: wartości majątku sieciowego w wyniku realizacji inwestycji; stawek podatkowych dotyczących gruntów i budynków.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z wyższym poziomem zatrudnienia oraz wzrostem płac wskutek podpisanych porozumień ze stroną społeczną.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

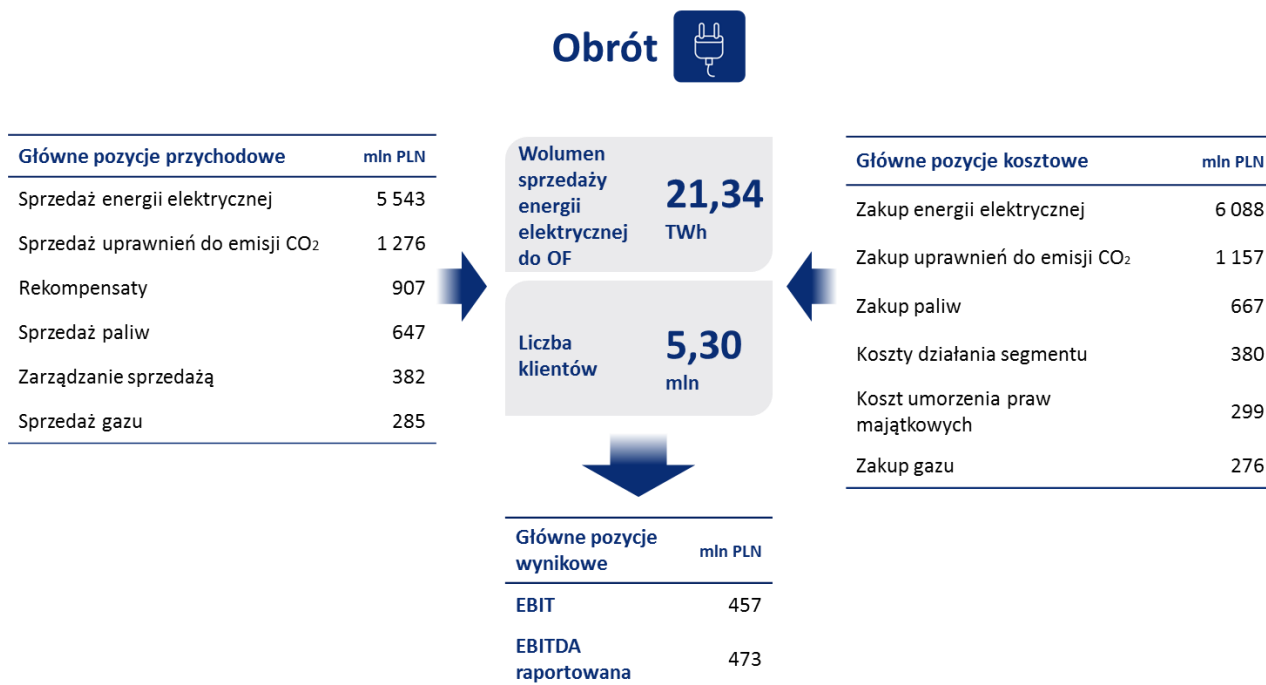
mln PLN	I półrocze 2019	I półrocze 2018	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	352	268	31%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	431	304	42%
Pozostałe	35	24	46%
RAZEM	818	596	37%

W I półroczu 2019 roku największe nakłady w kwocie 334 mln PLN poniesione zostały na przyłączenie nowych odbiorców.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – OBRÓT

Opis segmentu i model jego działalności

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



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

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

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

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

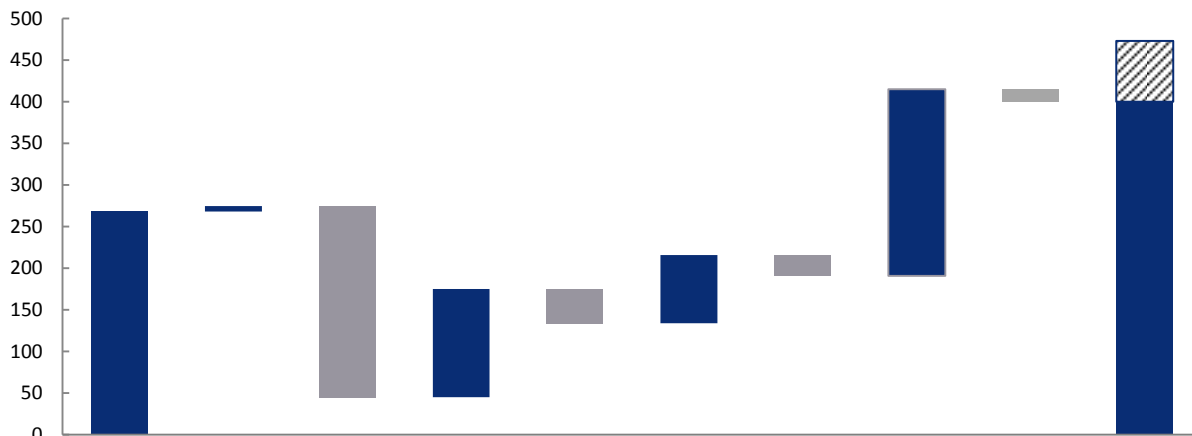
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w I półroczu 2019 i 2018 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I półrocze 2019	I półrocze 2018	I półrocze 2019	I półrocze 2018
Grupa taryfowa A	4,77	5,03	163	149
Grupa taryfowa B	7,73	6,52	12 653	11 223
Grupa taryfowa C+R	3,82	3,33	453 970	432 456
Grupa taryfowa G	5,02	4,78	4 835 987	4 758 238
RAZEM	21,34	19,66	5 302 773	5 202 066


*PGE Obrót S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2018	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Wynik na sprzedaży węgla	Wycena instrumentów finansowych	Koszty osobowe	Saldo rezerw na umowy rodzące obciążenia	Pozostałe	EBITDA I pół. 2019
Odchylenie		7	-230	130	-41	82	-25	224	-15	
EBITDA powtarzalna I pół. 2018	268	249	265	48	-36	148	0			
EBITDA powtarzalna I pół. 2019		26	395	7	46	173	224			400
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019										73
EBITDA raportowana I pół. 2019										473

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

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

- **Niższy wynik na energii elektrycznej** o 223 mln PLN związany głównie z uzyskaniem niższej marży jednostkowej na sprzedaży energii elektrycznej wskutek: wzrostu cen na rynku hurtowym, w szczególności rynku spot, po których częściowo odbywało się bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną wynikające ze sprzedaży do odbiorców finalnych; obniżenia cen dla odbiorców finalnych w związku z ustawą o cenach prądu w 2019 roku; ujęcia spodziewanego zwrotu utraconych przychodów w postaci rekompensat w związku z ustawą o cenach prądu w 2019 roku.
- **Wzrost przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE** wynikający głównie ze zwiększenia przychodów z tyt. umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi (+131 mln PLN), co jest konsekwencją wyższych cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej objętej zarządzaniem oraz objęciem umową ZHZW nowych aktywów.
- **Niższy wynik na sprzedaży węgla** głównie w wyniku realizacji niższej jednostkowej marży handlowej.
- **Wycena instrumentów finansowych** tj. kontraktów typu forward związanych z handlem uprawnieniami do emisji CO₂.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń oraz wzrostem etatyzacji, głównie wskutek zmian organizacyjnych wewnątrz GK PGE.
- **Saldo rezerw na umowy rodzące obciążenia głównie w związku z ustawą o cenach prądu w 2019 roku.** Na koniec I półrocza 2019 roku dokonano rekalkulacji rezerwy w spółkach sprzedaży detalicznej w skutek czego rozwiązano rezerwę na kwotę 261 mln PLN i zawiązano rezerwę na kwotę 37 mln PLN.

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

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

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

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

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

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

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

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

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

PRYZNANIE DODATKOWYCH UPRAWNIEŃ DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA DLA INSTALACJI GRUPY PGE

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

W wyniku rozliczenia nakładów inwestycyjnych dokonanych w Grupie PGE, aktywa wytwórcze nabyte od grupy EDF w 2017 roku otrzymały w kwietniu 2019 roku dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO₂ za lata 2013-2017 w wysokości ok. 11 mln ton uprawnień (por. nota 25.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego). Skutki wyceny dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ odnoszone są w wynik operacyjny.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

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

ODSTĄPIENIE OD PROCESU NABYCIA WSZYSTKICH UDZIAŁÓW W PGE EJ1

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

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

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

NABYCIE AKCJI SPÓŁKI 4MOBILITY PRZEZ PGE NOWA ENERGIA

24 kwietnia 2019 roku PGE Nowa Energia sp. z o.o. („Nowa Energia”) zawarła umowę nabycia 51,47% akcji spółki 4Mobility S.A. („4Mobility”). 4Mobility to trzecia firma na polskim rynku usług carsharingowych pod względem liczby pojazdów udostępnianych klientom. Swoje usługi oferuje w Warszawie i w Poznaniu. Informacje dotyczące nabycia akcji spółki 4Mobility zostały omówione w pkt. 5.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

EMISJA OBLIGACJI O ŁĄCZNEJ WARTOŚCI 1,4 MLD PLN

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

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

ODDANIE DO EKSPLOATACJI BLOKU ENERGETYCZNEGO NR 5 W ELEKTROWNI OPOLE

30 maja 2019 roku PGE GIEK S.A. uzyskała koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej dla bloku energetycznego nr 5 w Elektrowni Opole oraz 31 maja 2019 roku wydała Świadczenie Zakończenia Realizacji i przejęła do użytkowania i eksploatacji ww. jednostkę wytwórczą.

Blok nr 5 jest częścią umowy na budowę bloków energetycznych nr 5 i 6 w Elektrowni Opole, realizowanej przez Generalnego Wykonawcę (konsorcjum firm Polimex-Mostostal S.A., Mostostal Warszawa S.A. i Rafako S.A.) oraz GE Power, które jest generalnym projektantem oraz pełni funkcję pełnomocnika konsorcjum zarządzającego realizacją projektu.

PODPISANIE UMOWY INWESTYCYJNEJ DOTYCZĄCEJ FIZAN EKO-INWESTYCJE

30 lipca 2019 roku PGE S.A., PGE Energia Ciepła S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz PGE Energia Odnawialna S.A. zawarły umowę inwestycyjną z Towarzystwem Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A. („TFI Energia”), które planuje utworzyć fundusz inwestycyjny zamknięty aktywów niepublicznych pod nazwą „Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych Eko-Inwestycje”. Szczegółowe informacje zostały omówione w nocie 25.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

USTAWA O ZMIANIE USTAWY O PODATKU AKCYZOWYM ORAZ NIEKTÓRYCH USTAW

28 grudnia 2018 roku została uchwalona ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw („Ustawa o cenach prądu”). Ustawa ta ma na celu ustabilizowanie cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorcy końcowego w 2019 roku. Ustawa została dwukrotnie znowelizowana: ustawą 21 lutego 2019 roku oraz ustawą z 13 czerwca 2019 roku. Ponadto 19 lipca 2019 roku została uchwalona ustawa o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych, która wpływa na Ustawę. Szczegółowe informacje oraz skutki Ustawy zostały omówione w nocie 25.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

Skład osobowy Zarządu

Na 30 czerwca 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonował w następującym składzie:

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

Skład osobowy Rady Nadzorczej

Na 30 czerwca 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Grzegorz Kuczyński	Sekretarz Rady Nadzorczej – członek niezależny
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Jerzy Sawicki	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

Na 30 czerwca 2019 roku oraz na dzień publikacji niniejszego sprawozdania komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następujących składach:

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

DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

Partnerstwo biznesowe

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

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

Aktualny zakres Programu prowadzonego przez PGE EJ 1 zakłada przeprowadzenie prac badań lokalizacyjnych i środowiskowych w dwóch potencjalnych lokalizacjach Lubiatowo – Kopalino, Żarnowiec oraz wykonanie Raportu Oceny Oddziaływania na Środowisko oraz Raportu Lokalizacyjnego.

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

Akceptacja społeczna

Jednocześnie Grupa PGE, dbając o akceptację społeczną dla projektu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, prowadzi działania, których głównym celem jest utrzymanie wysokiego poziomu poparcia społecznego w planowanych lokalizacjach elektrowni jądrowej oraz dostarczenie wiedzy na temat energetyki jądrowej. W I półroczu 2019 roku kontynuowano działania w ramach Programu Wsparcia Rozwoju Gmin Lokalizacyjnych służącego umacnianiu partnerskich relacji ze społecznością lokalną oraz władzami gmin lokalizacyjnych poprzez wspieranie inicjatyw istotnych dla mieszkańców i rozwoju regionu.

Perspektywy realizacji projektu i możliwości finansowania

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

Odszkodowania od WorleyParsons

WorleyParsons wystąpił z pozwem o zapłatę kwoty 59 mln PLN tytułem należnego w ocenie powoda wynagrodzenia oraz zwrotu kwoty, zdaniem powoda nienależnie pobranej przez PGE EJ1 z gwarancji bankowej, a następnie rozszerzył powództwo do kwoty 104 mln PLN (tj. o kwotę 45 mln PLN). 31 marca 2018 roku spółka złożyła odpowiedź na rozszerzone powództwo WorleyParsons. Grupa nie uznaje zgłoszonych w stosunku do niej roszczeń, a ewentualne ich zasądzenie przez sąd uważa za mało prawdopodobne.

KWESTIE PRAWNE

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

Informacje dotyczące pozwów o stwierdzenie nieważności uchwał Walnych Zgromadzeń PGE S.A. zostały omówione w nocie 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

POSTĘPOWANIA TOCZĄCE SIĘ PRZED SĄDEM, ORGANEM WŁAŚCIWYM DLA POSTĘPOWANIA ARBITRAŻOWEGO LUB ORGANEM ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi dla postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

Informacje dotyczące roszczeń w zakresie umów sprzedaży praw majątkowych zawartych z Energa-Obrót S.A. zostały omówione w nocie 22.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wypowiedzenie umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A.

Informacje dotyczące wypowiedzenia umów sprzedaży praw majątkowych przez Enea S.A. zostały omówione w nocie 22.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

W ramach Grupy na 30 czerwca 2019 roku PGE S.A. oraz jednostki zależne nie udzieliły poręczeń kredytów ani gwarancji innemu podmiotowi lub jednostce zależnej, gdzie wartość poręczeń lub gwarancji stanowi równowartość co najmniej 10 % kapitałów własnych Spółki.

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

Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych zostały opisane w pkt. 5.1 niniejszego sprawozdania oraz w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

TRANSAKcje Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązаныmi zostały zamieszczone w nocie 24 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5. Pozostałe elementy Sprawozdania

5.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

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

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała działalność	ElectroMobility Poland S.A. („ElectroMobility”) - objęcie przez PGE S.A. podwyższonej wartości posiadanych akcji w kapitale zakładowym ElectroMobility	4 października 2018 roku 7 stycznia 2019 roku podwyższenie kapitału zakładowego ElectroMobility zostało zarejestrowane w KRS	4 października 2018 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 40 000 000 PLN do kwoty 70 000 000 PLN, poprzez podwyższenie wartości nominalnej dotychczasowych akcji. PGE S.A. objęła w zamian za wkład pieniężny podwyższoną wartość nominalną 2 500 akcji, których łączna wartość nominalna zwiększyła się z kwoty 7 500 000 PLN do kwoty 17 500 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 000 PLN. W wyniku podwyższenia kapitału udział PGE S.A. w kapitale zakładowym ElectroMobility nie uległ zmianie (udział ten wynosi 25%).
Ciepłownictwo	Pracownicze Towarzystwo Emerytalne „Nowy Świat” S.A. z siedzibą w Warszawie („PTE Nowy Świat”) - nabycie akcji przez PGE Energia Ciepła S.A. (w wyniku warunkowej umowy sprzedaży akcji)	18 lutego 2019 roku 25 czerwca 2019 roku (przeniesienie prawa własności akcji)	18 lutego 2019 roku pomiędzy PGE EC jako kupującym oraz PGE S.A. jako sprzedawcą zawarta została umowa sprzedaży 1 sztuki akcji imiennej PTE Nowy Świat, o łącznej wartości nominalnej 10 PLN, stanowiącej 0,002% udziału w kapitale zakładowym. 25 czerwca 2019 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności akcji na PGE EC (udzielenie zezwolenia KNF na nabycie akcji PTE Nowy Świat). Nabycie akcji spowodowało, że PGE EC stała się akcjonariuszem PTE Nowy Świat i jednocześnie PGE S.A. utraciła status akcjonariusza tej spółki.
Pozostała działalność	4Mobility S.A. z siedzibą w Warszawie - objęcie przez PGE Nowa Energia sp. z o.o. akcji w podwyższonym kapitale zakładowym 4Mobility	24 kwietnia 2019 roku 8 maja 2019 roku podwyższenie kapitału zakładowego 4Mobility zostało zarejestrowane w KRS	24 kwietnia 2019 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie 4Mobility podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego o kwotę 187 500 PLN do kwoty 364 316 PLN, poprzez emisję nowych akcji na okaziciela. 24 kwietnia 2019 roku PGE Nowa Energia zawarła umowę objęcia wszystkich nowych akcji na okaziciela, tj. łącznie 1 875 000 akcji w podwyższonym kapitale zakładowym 4Mobility o łącznej wartości nominalnej 187 500 PLN w zamian za wkład pieniężny. Objęte akcje stanowią 51,47% udziału w podwyższonym kapitale zakładowym spółki.
Ciepłownictwo	PGE Gaz Toruń sp. z o.o. („PGE Gaz Toruń”) – nabycie udziałów przez PGE Energia Ciepła S.A. (w wyniku przyjęcia oferty nabycia udziałów)	14 czerwca 2019 roku	15 maja 2019 roku Fundusz Inwestycji Infrastrukturalnych – Kapitałowy Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych z siedzibą w Warszawie (wspólnik spółki PGE Gaz Toruń), reprezentowany przez Polski Fundusz Rozwoju S.A. z siedzibą w Warszawie, złożył oświadczenie o przyjęciu oferty złożonej przez PGE EC dotyczącej nabycia 662 udziałów Spółki PGE Gaz Toruń, stanowiących 49,96% udziału w kapitale zakładowym. 14 czerwca 2019 roku, tj. z dniem uiszczenia ceny nabycia udziałów, na PGE EC przeniesione zostało prawo własności powyższych udziałów PGE Gaz Toruń i jednocześnie PGE EC stała się jedynym współnikiem spółki PGE Gaz Toruń posiadając 100% udziałów w jej kapitale zakładowym.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Konwencjonalna	PGE GiEK S.A. - spółka dzielona PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca	18 października 2018 roku 2 stycznia 2019 roku podział spółek został zarejestrowany w KRS	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE GiEK i PGE EC podjęły uchwały w sprawie podziału PGE GiEK (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na PGE EC (spółka przejmująca) części majątku PGE GiEK w postaci 6 oddziałów PGE GiEK (Oddziały), tj.: (1) Oddział Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz, (2) Oddział Elektrociepłownia Gorzów, (3) Oddział Elektrociepłownia Zgierz, (4) Oddział Elektrociepłownia Lublin Wrotków, (5) Oddział Elektrociepłownia Kielce i (6) Oddział Elektrociepłownia Rzeszów. Oddziały stanowią zorganizowane części przedsiębiorstwa, funkcjonalnie związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, dystrybucją ciepła i energii elektrycznej. Przeniesienie Oddziałów do PGE EC odbyło się poprzez obniżenie kapitału zakładowego PGE GiEK o kwotę 406 847 180 PLN oraz podwyższenie kapitału zakładowego PGE EC o kwotę 763 432 450 PLN, poprzez odpowiednio umorzenie 40 684 718 akcji PGE GiEK o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja oraz utworzenie nowych 76 343 245 akcji imiennych PGE EC o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja. PGE S.A. jako jedyny wspólnik PGE GiEK objęła wszystkie nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym PGE EC w zamian za umorzone udziały PGE GiEK.

5.2. Publikacja prognoz wyników finansowych

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

5.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNACZNE PAKIETY AKCJI

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

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

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

Akcje jednostki dominującej będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, osoby zarządzające i nadzorujące Spółkę na dzień przekazania niniejszego raportu oraz na dzień publikacji raportu za I kwartał 2019 roku nie posiadały akcji PGE S.A.

6. 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

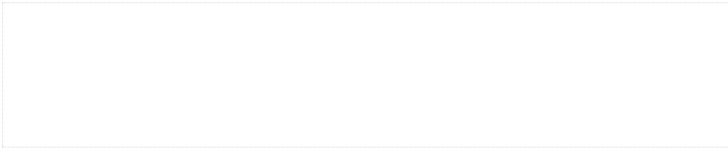
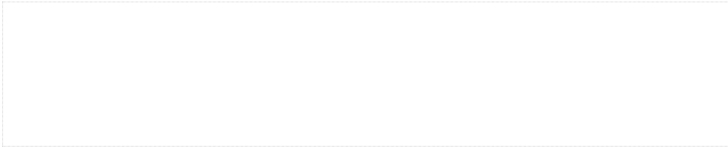
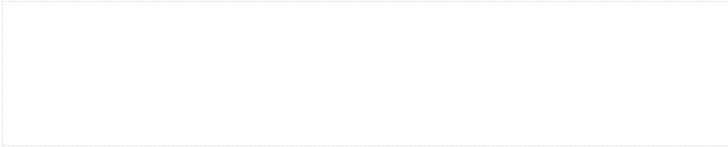
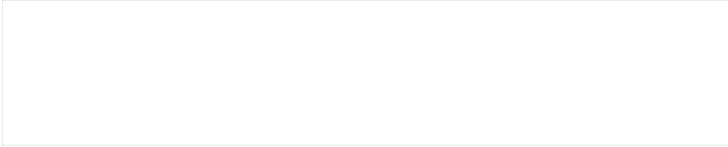
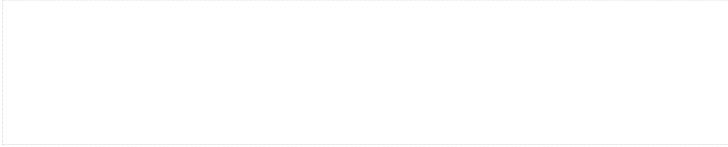
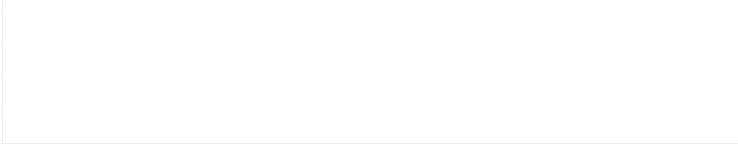
Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oświadcza, że podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych, dokonujący przeglądu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania został wybrany zgodnie z przepisami prawa. Podmiot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

7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 24 września 2019 roku.

Warszawa, 24 września 2019 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

Prezes Zarządu	Henryk Baranowski	
Wiceprezes Zarządu	Wojciech Kowalczyk	
Wiceprezes Zarządu	Marek Pastuszko	
Wiceprezes Zarządu	Paweł Śliwa	
Wiceprezes Zarządu	Ryszard Wasilek	
Wiceprezes Zarządu	Emil Wojtowicz	

Słowniczek pojęć branżowych

AKPiA	Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne techniki
Biomasa	stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
BREF	Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT
Dobre Praktyki	dokument „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęty uchwałą Rady Giełdy z dnia 13 października 2015 roku i obowiązujący od dnia 1 stycznia 2016 roku
Dystrybucja	transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	specjalny typ elektrowni wodnych pozwalający na magazynowanie energii elektrycznej. Wykorzystywany jest do tego górny zbiornik wodny, do którego pompowana jest woda ze zbiornika dolnego, przy wykorzystaniu energii elektrycznej (zwykle nadmiarowej w systemie). Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla krajowego systemu elektroenergetycznego. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ze zbiornika górnego jest spuszczana przez turbinę. W ten sposób produkowana jest energia elektryczna.
Elektrownie zawodowe ciepłne	kategoria stosowana przez PSE w miesięcznych raportach z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego – obejmuje elektrownie i elektrociepłownie
Energia czarna	umowna nazwa energii wytwarzanej w wyniku spalania węgla kamiennego lub brunatnego
Energia czerwona	umowna nazwa energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem
Energia zielona	umowna nazwa energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii
Energia żółta	umowna nazwa energii wytwarzanej w elektrowniach gazowych oraz gazowo-parowych
ESCO	Energy Saving Company
EUA	European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO ₂ , jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63—87)
EW	Elektrownia Wodna
Fundusz CVC	Corporate Venture Capital; w modelu CVC spółki portfelowe, poza wsparciem finansowym, otrzymują możliwość weryfikacji swojego pomysłu w korporacji
FIT/FIP	Feed-in-Tariff (FIT) i Feed-in-Premium (FIP): system dopłat do ceny rynkowej energii elektrycznej dokonywany przez Zarządcę Rozliczeń
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = ok. 278 kWh
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość odpadów produkcyjnych
GPZ	Główny Punkt Zasilania - rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
IED	dyrektywa ws. emisji przemysłowych
Inflacja HICP	Harmonised Index of Consumer Prices - zharmonizowany indeks cen konsumpcyjnych wprowadzony przez Komisję Europejską. Zgodnie z traktatem z Maastricht, wskaźnik HICP jest podstawą do oceny wzrostu cen w krajach Unii.

IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji
IRZ	Usługa Interwencyjnej Rezerwy Zimnej, polegająca na utrzymaniu w gotowości bloku do produkcji energii. Energia produkowana jest na polecenie PSE S.A.
ITPOE	Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A. (IRiESP)
KDT	kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
KRI	Key Risk Indicator – kluczowe miary ryzyk
Klaster energii	cywilnoprawne porozumienie w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy o samorządzie powiatowym) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy o samorządzie gminnym; klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii
Kogeneracja	równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
Nm ³	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	tlenki azotu

Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 2 lipca 2014 do dnia 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została spółka PSE S.A.
Opłata kogeneracyjna	element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
Pasmo	podstawa, baza (base, baseload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
PJ	petadžul, 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
PV	fotowoltaiczny
Regulacyjne Usługi Systemowe (RUS)	usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych
Regulator	Prezes URE wypełniający zadania przypisane mu w prawie energetycznym. Zajmuje się m.in. wydawaniem koncesji przedsiębiorstwom energetycznym oraz zatwierdzaniem taryf dla energii, wyznaczaniem operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Rynek bilansujący (RB)	techniczna platforma równoważenia popytu i podaży na rynku energii elektrycznej. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw), a rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
Rynek SPOT	rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index – wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania przerwy (długiej, bardzo długiej oraz katastrofalnej), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIDI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIDI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index – wskaźnik przeciętnej (średniej) systemowej częstości (liczby) przerw (długich, bardzo długich oraz katastrofalnych), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIFI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych. Dotyczy wyłączeń w sieci niskiego (nN), średniego (SN) i wysokiego napięcia (WN), przy czym wskaźnik SAIFI w taryfie jakościowej nie zawiera wyłączeń na nN.
SCR	selektywna redukcja katalityczna – technologia oczyszczania spalin
Sieć najwyższych napięć (NN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SNCR	selektywna redukcja niekatalityczna – technologia oczyszczania spalin
Start-up	przedsiębiorstwo na wczesnym etapie rozwoju, stworzone z myślą o budowaniu nowych produktów lub usług i działające w warunkach dużej niepewności. Najczęściej wskazywanymi cechami start-upów są: krótka historia działalności (do 10 lat), innowacyjność, możliwość rozbudowy przedsięwzięcia, wyższe niż w przypadku „tradycyjnych” przedsięwzięć ryzyko, ale również potencjalnie wyższy zwrot z inwestycji.
Szczyt	szczyt (peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej w kogeneracji z gazem)
Taryfa	zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
Technologie ICT	pojęcie obejmujące techniki przetwarzania, gromadzenia lub przesyłania informacji w formie elektronicznej
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
TPA	Third Party Access, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej

TWh	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
Wskaźnik dyspozycyjności	(czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu
Wskaźnik wykorzystana mocy zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 V = 1J/1C = (1 kg \times m^2) / (A \times s^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 kg \times m^2 \times s^{-3}$
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m ³ do masy wydobytego węgla w tonach
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii