

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

zakończony 30 czerwca 2020 roku

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE	3
1. Grupa Kapitałowa PGE.....	4
1.1. Charakterystyka działalności.....	4
2. Ryzyka działalności GK PGE.....	5
2.1. Czynniki ryzyka i działania mitygujące.....	6
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	9
3.1. Otoczenie makroekonomiczne.....	9
3.2. Otoczenie rynkowe.....	10
3.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.....	18
3.4. Otoczenie regulacyjne.....	19
4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE	29
4.1. Segmenty działalności GK PGE.....	29
4.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE.....	30
4.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	37
4.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	60
5. Pozostałe elementy Sprawozdania	65
5.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	65
5.2. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	67
5.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	67
6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	67
7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu.....	68
Słowniczek pojęć branżowych	69

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Okres zakończony	Okres zakończony	Zmiana %
		30 czerwca 2020 roku	30 czerwca 2019 roku	
Przychody ze sprzedaży	mln PLN	22 776	18 236	25%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mln PLN	271	2 446	-89%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mln PLN	2 805	4 395	-36%
Marża EBITDA	%	12%	24%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mln PLN	3 117	3 299	-6%
Marża EBITDA powtarzalna	%	14%	18%	
Zysk/Strata netto	mln PLN	-637	1 765	-
Nakłady inwestycyjne	mln PLN	2 504	2 557	-2%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mln PLN	5 309	3 193	66%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mln PLN	-3 449	-3 186	8%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mln PLN	-1 153	1	-

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień	Stan na dzień	Zmiana %
		30 czerwca 2020 roku	31 grudnia 2019 roku	
Kapitał obrotowy	mln PLN	1 157	767	51%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA*	x	1,75	1,60	

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

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		Stan na dzień	Stan na dzień	Zmiana %
		30 czerwca 2020 roku	30 czerwca 2019 roku	
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mln PLN	-434	-246	76%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mln PLN	-40	-36	11%
Rozwiązanie rezerwy na ryzyko zwrotu równowartości otrzymanych uprawnień do emisji CO ₂ w ZEDO	mln PLN	121	0	-
Rekompensaty KDT	mln PLN	41	-15	-
Dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO ₂	mln PLN	0	1 393	-
Razem	mln PLN	-312	1 096	-

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. Ponadto Grupa PGE jest największym wytwórcą ciepła w kraju.

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 wydobycie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych.

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



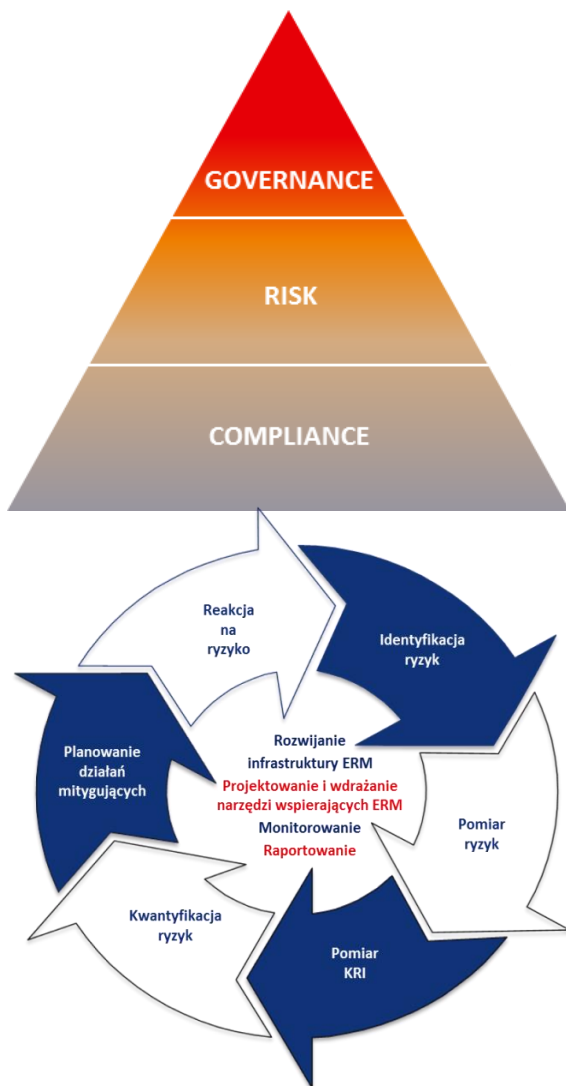
Przedmiotem działalności jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji, świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych, transportowych i carsharingowych. To także działalność spółek zależnych, powołanych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

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

2. Ryzyka 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 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. Ryzyka są oceniane i analizowane 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 najbliższe 12 miesięcy.

Poziom ryzyka	  	  	  	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
Perspektywa ryzyka w kolejnym okresie	 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	Marża brutto na energii elektrycznej z aktywów wytwórczych GK PGE i obrocie produktami powiązanymi – jej wysokość wynika z niepewności, co do przyszłych poziomów i zmienności cen rynkowych (cen energii elektrycznej oraz cen kluczowych produktów energetycznych - CO ₂ , paliw, w tym w szczególności węgla kamiennego, gazu i cen praw majątkowych).			Działania: <ul style="list-style-type: none"> Optimalizacja aktywów wytwórczych - określenie scenariuszy produkcyjnych dla zaktualizowanych parametrów rynkowych energii elektrycznej, CO₂ i paliw. 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 trendów w sektorze w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych. Pozyskiwanie nowych klientów - dywersyfikacja kanałów dotarcia do odbiorców końcowych oraz różnicowanie grup docelowych poprzez utrzymanie rozbudowanego portfolio produktowego i dopasowanie ofert do rynku. Utrzymywanie dotychczasowych klientów - zdywersyfikowany portfel ofert typu lojalnościowego oraz działania o charakterze pozyskaniowym, a także 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 związanej z kształtowaniem się wskaźników makroekonomicznych wpływających na zapotrzebowanie na energię elektryczną i towary energetyczne, w tym m.in. w kontekście wpływu pandemii COVID-19 i podejmowanych działań zaradczych.			
	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 i szkody w majątku – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych oraz ich ochroną przed czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, skutki zjawisk pogodowych, dewastacja).			Działania: <ul style="list-style-type: none"> ■ Aktywne realizacja strategii rozwoju i unowocześniania własnych mocy wytwórczych. ■ Dokonywanie bieżących remontów zgodnie z najwyższymi standardami sektorowymi. ■ Dywersyfikacja dotychczasowej struktury źródeł produkcyjnych z uwagi na technologie generacji energii. ■ Ubezpieczenie najważniejszych aktywów wytwórczych na wypadek awarii oraz powstania szkód w majątku. Składniki majątku ubezpieczone są w oparciu o analizę kosztów ubezpieczenia, dostępnych pojemności rynków ubezpieczeniowych na określone 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.
	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 czasu życia urządzeń i dyspozycyjności kluczowych składników majątku. ■ Przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku. ■ 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. ■ Monitorowanie zmian prawnych i zmian norm technicznych w zakresie produktów ubocznych. ■ Inwestycje w poprawę sprawności procesu spalania. ■ Stałe monitorowanie dostępności usług. ■ Tworzenie Planów Ciągłości Działania dla krytycznych systemów, opracowywanie i testowanie procedur awaryjnych. ■ Bieżący monitoring zmian w przepisach prawa. ■ Szkolenia w zakresie regulacji zapobiegających praniu pieniędzy oraz finansowaniu terroryzmu. ■ Wymóg zapoznania się z Dobrymi Praktykami Zakupowymi oraz z Kodeksem Postępowania dla Partnerów Biznesowych Spółek GK PGE. ■ Ścieżka akceptacji oraz regulacje wewnętrzne dotyczące procesu zakupowego. ■ Kontrola środowiska pracy. ■ Szkolenie pracowników w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy. ■ Informowanie o zagrożeniach, obostrzeniach i zasadach związanych z pandemią COVID-19 (dedykowana zakładka w Intranecie). ■ 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. ■ 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.
	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.			
	Produkty i usługi uboczne – związane z gospodarką odpadami produkcyjnymi.			
	Cyberbezpieczeństwo – rozumiane jako celowe zakłócenia prawidłowego funkcjonowania aktywów wytwórczych i dystrybucyjnych oraz systemów informatycznych funkcjonujących w GK PGE.			
	Zakupy – związane z efektywnością i prawidłowością realizacji procesu zakupowego.			
	Bezpieczeństwo pracowników – związane z zapewnieniem bezpiecznych warunków pracy.			
	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, mogącego doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych.			

Ryzyka regulacyjno – prawne związane z wypełnieniem wymogów zewnętrznego i wewnętrznego otoczenia prawnego	Zmiany prawne w systemach wsparcia – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu systemu wsparcia produkcji energii certyfikowanej.			Działania: <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.
	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.			
	Koncesje – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością.			
	Podatki – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu i interpretacji przepisów podatkowych.			
Ryzyka finansowe związane z prowadzoną gospodarką finansową	Kredytowe – związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstąpieniem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych).			Działania: <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. Poziom wykorzystania limitów jest regularnie monitorowany, prowadzony jest również bieżący monitoring płatności należności oraz stosuje się wczesną windykację. 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. Regulacje obowiązujące w GK PGE nie pozwalają, w zakresie transakcji pochodnych opartych o stopę procentową i walutę, na zawieranie transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu generowanie dodatkowych zysków wynikających ze zmian poziomu stóp procentowych i/lub zmiany kursów walutowych, jednocześnie narażając spółkę na ryzyko poniesienia ewentualnej straty z tego tytułu.
	Płynności finansowej – związane z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej.			
	Stopy procentowej – wynikające w szczególności z negatywnego wpływu zmian rynkowych stóp procentowych na przepływy pieniężne Grupy PGE generowane przez zmiennoprocentowe aktywa i zobowiązania finansowe.			
	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.			

3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

3.1. Otoczenie makroekonomiczne

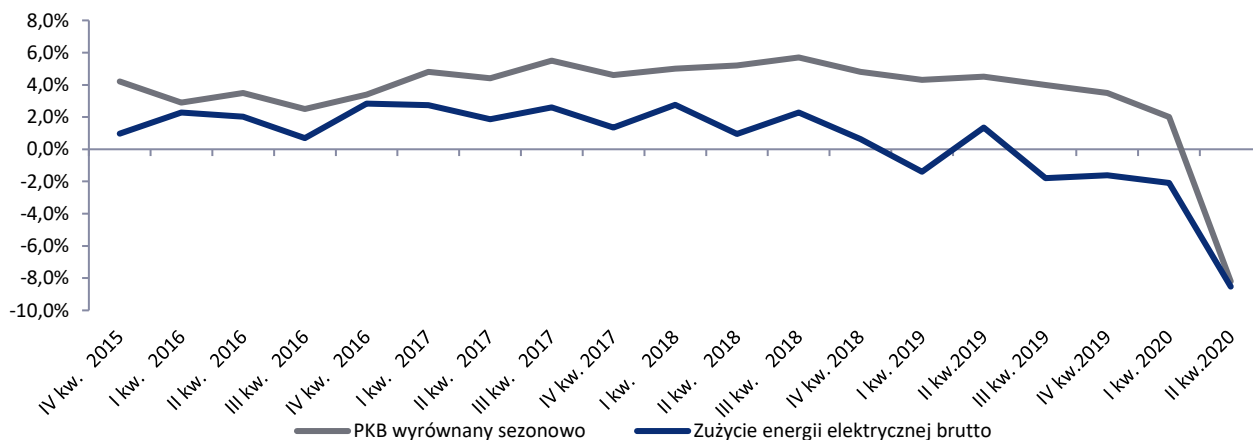
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe 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 2020 roku zdarzeniem jednorazowym, które znacząco wpłynęło na światową i krajową sytuację gospodarczą, a w konsekwencji również na rynek energii, było wystąpienie pandemii COVID-19. W dużym stopniu lock-down gospodarczy wpłynął na spadek zużycia energii elektrycznej brutto, w I półroczu 2020 roku o 5,2% r/r. Spadek zużycia energii elektrycznej w I półroczu 2020 roku był zdecydowanie wyższy niż w I półroczu 2019 roku, kiedy wynosił 0,7% r/r.

Tendencje gospodarcze w I półroczu 2020 roku pozostały pod wpływem ograniczeń związanych z pandemią i dotyczących przede wszystkim przemysłu i sektora usług. Częściowe zamknięcie gospodarki z powodu pandemii COVID-19 spowodowało utrzymanie się tendencji spadkowej PKB w I i II kwartale 2020 roku. Zgodnie z danymi GUS PKB Polski w II kwartale 2020 roku spadł o 8,2% r/r i o 8,9% w porównaniu z I kwartałem 2020 roku. Ekonomiści szacują, że łączny spadek PKB w I półroczu 2020 roku wyniósł 9,3%. Dalszy wpływ pandemii COVID-19 na PKB będzie zależał od czasu jej trwania oraz tempa powrotu do pełnego działania, zwłaszcza sektora usług i przemysłu.

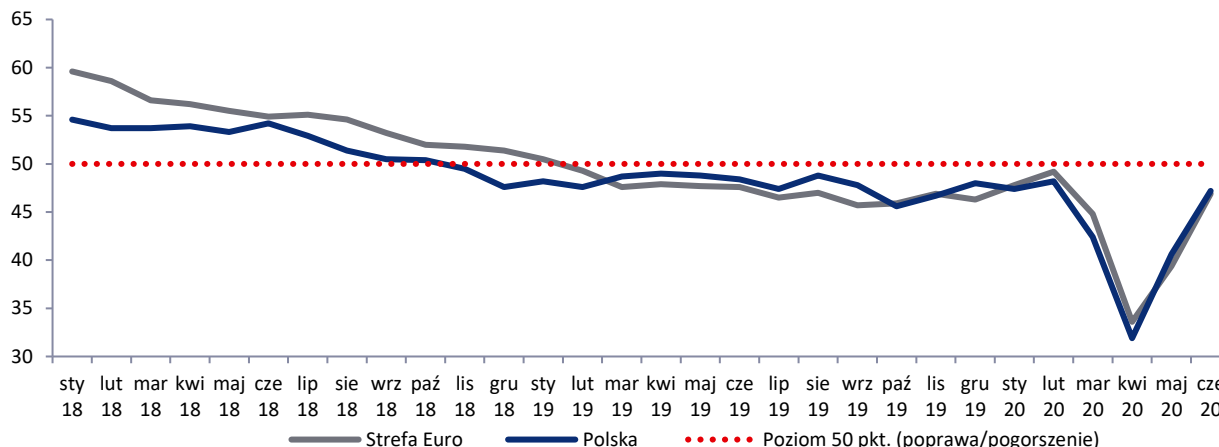
Rysunek: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo i krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) odzwierciedla wyzwania stojące przed gospodarką związane z pandemią COVID-19. PMI dla przemysłu w Polsce na początku I kwartału 2020 roku wskazywał na trend wzrostowy w 2020 roku. W styczniu 2020 roku wskaźnik wyniósł 47,4 pkt. i wzrósł do 48,2 pkt. w lutym 2020 roku. Koniec I kwartału 2020 roku przyniósł spadek wskaźnika PMI dla polskiego przemysłu, który w marcu 2020 roku wyniósł 42,4 pkt., odzwierciedlając obawy przemysłu związane z wpływem COVID-19. Tendencja spadkowa utrzymywała się jeszcze w kwietniu 2020 roku, kiedy wskaźnik osiągnął najniższy poziom w historii i wyniósł 31,9 pkt. Odwrócenie trendu nastąpiło w maju 2020 roku, kiedy wskaźnik PMI dla przemysłu w Polsce wzrósł do poziomu 40,6 pkt. Tendencja wzrostowa utrzymywała się do końca I półrocza 2020 roku i w czerwcu 2020 roku wskaźnik wyniósł 47,2 pkt. Średni PMI dla przemysłu w Polsce w I półroczu 2020 roku wyniósł 43,0 pkt., co oznacza spadek o 11,4% r/r. Wynik poniżej poziomu 50,0 pkt. oznacza jednocześnie, iż ankieterzy oczekują pogorszenia sytuacji sektora. Na polski przemysł wpływa kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w I półroczu 2020 roku osiągnął średnio 43,6 pkt., podczas gdy w ubiegłym roku wyniósł średnio 48,4 pkt (spadek o 9,9% r/r).

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 czerwcu 2020 roku produkcja sprzedana przemysłu była wyższa o 0,5% w porównaniu z czerwcem ubiegłego roku, kiedy to notowano spadek o 2,6% do analogicznego okresu roku poprzedniego, natomiast w porównaniu z majem 2020 roku wzrosła o 13,9%. W I półroczu 2020 roku produkcja sprzedana przemysłu była o 6,3% niższa w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku, kiedy notowano wzrost o 5,1%.

3.2. Otoczenie rynkowe

SITUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM („KSE”)

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

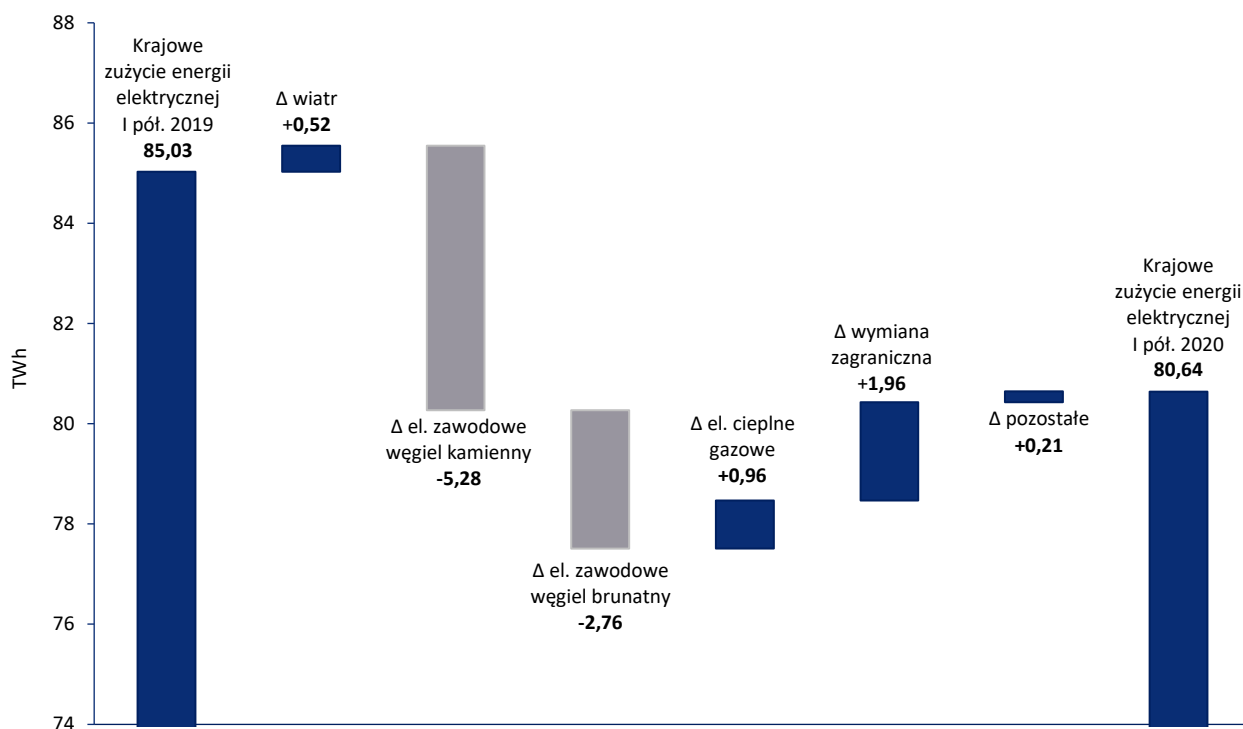
	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej	80 640	85 028	-5%
Elektrownie wiatrowe	7 859	7 343	7%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	33 835	39 110	-13%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	18 669	21 431	-13%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	6 633	5 673	17%
Saldo wymiany zagranicznej	6 547	4 592	43%
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne)	7 097	6 879	3%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

I półrocze 2020 roku

W I półroczu 2020 roku krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną obniżyło się o 4,4 TWh r/r. Na skutek silnej wietrzności, zwłaszcza w lutym 2020 roku, generacja wiatrowa wzrosła o 0,5 TWh r/r. Dodatkowo, jako efekt różnicy cen na połączeniach transgranicznych i zwiększonych w 2019 roku zdolności przesyłowych, import netto zwiększył się o ok. 2,0 TWh w porównaniu z rokiem poprzednim. W rezultacie, do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była mniejsza produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-5,3 TWh) i węglem brunatnym (-2,8 TWh).

Rysunek: Bilans energii w KSE – I półrocze 2020 roku (TWh).



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

Rynek Dnia Następnego

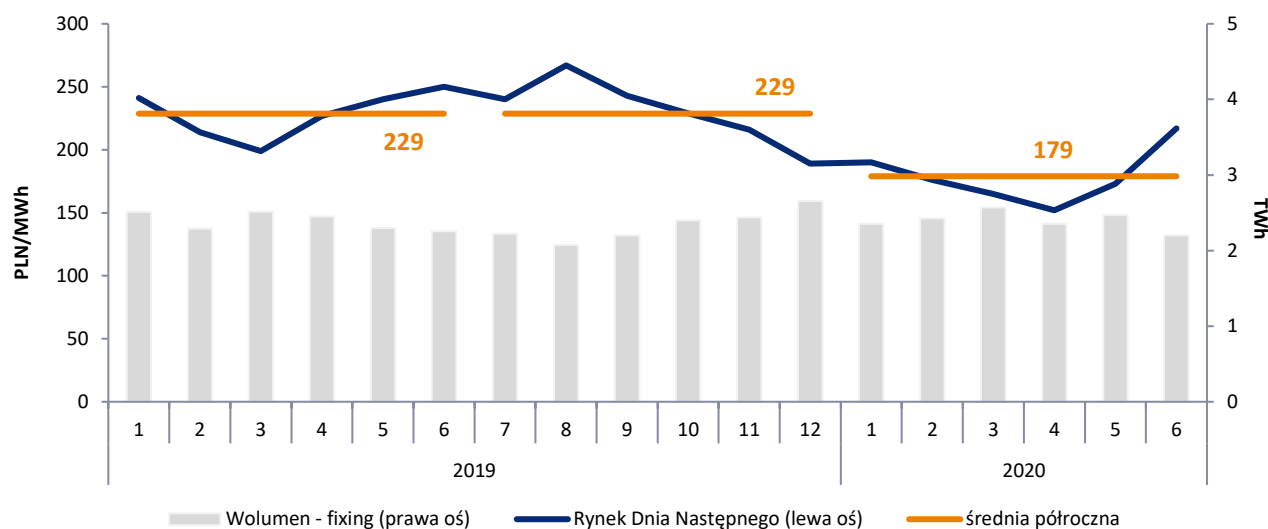
Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	179	229	-22%
RDN – wolumen obrotu	TWh	14,4	14,3	1%

Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	21,71	23,60	-8%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	12,00	11,93	1%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	7,9	7,3	8%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	10%	9%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	8%	5%	

W I półroczu 2020 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego („RDN”) wyniosła 179 PLN/MWh i była o 22% niższa od średniej ceny (229 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Spadek cen energii był wypadkową dwóch zdarzeń – niższego zapotrzebowania na energię elektryczną, wynikającego z ogólnego spadku energochłonności polskiej gospodarki i wybuchu pandemii COVID-19 oraz pokrycia zapotrzebowania generacją z tańszych źródeł. W porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku zaobserwowano spadek zapotrzebowania na energię elektryczną o 4,4 TWh, wyższe o ok. 2,0 TWh saldo wymiany transgranicznej oraz wyższy o 0,5 TWh poziom generacji ze źródeł wiatrowych KSE.

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2019–2020 (TGE).*



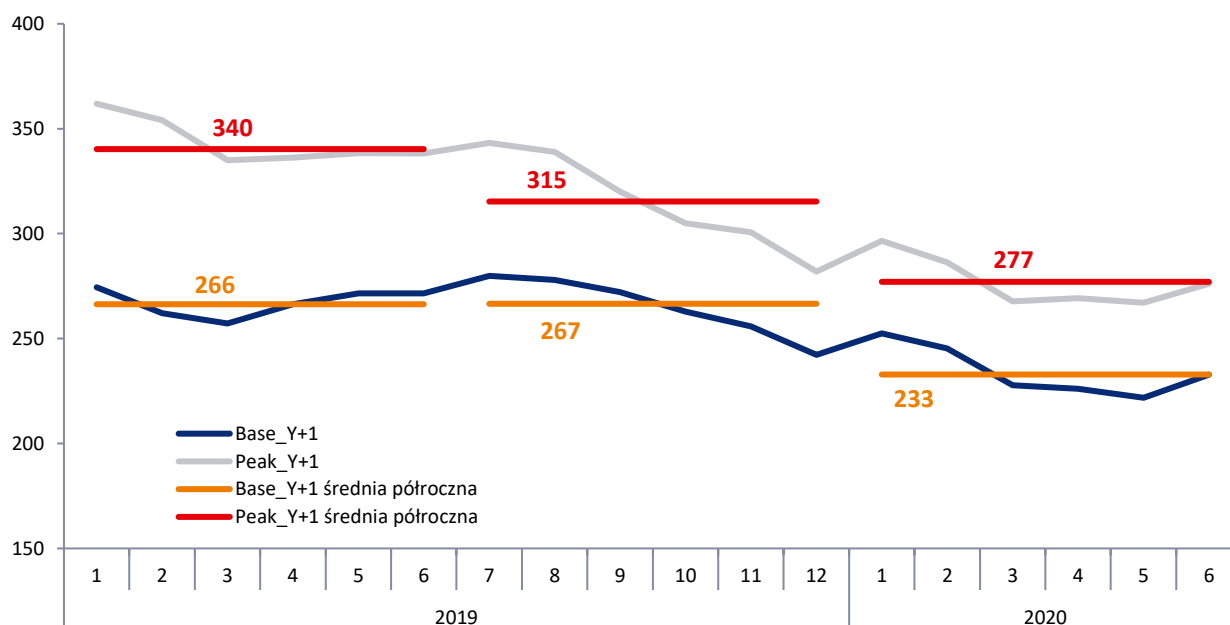
*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing).

Rynek Transakcji Terminowych

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	233	266	-12%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	69,77	49,37	41%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	277	340	-19%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	6,45	5,66	14%

Ceny energii na rynku terminowym kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na rynku dnia następnego opisane w poprzednim paragrafie. Obserwowany spadek cen produktu bazowego r/r dla całego roku związany jest z włączeniem podaży tańszej energii z zagranicy na rynek krajowy, a od połowy marca 2020 roku również z oczekiwanym spadkiem zapotrzebowania wywołanym pandemią. Spadek cen w kontraktach PEAK5_Y+1 świadczy o spłaszczeniu się krzywej podaży oraz o mniej optymistycznych prognozach zapotrzebowania uwzględniających relatywnie wysoki udział importu netto.

Rysunek: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2019–2020 (TGE).*

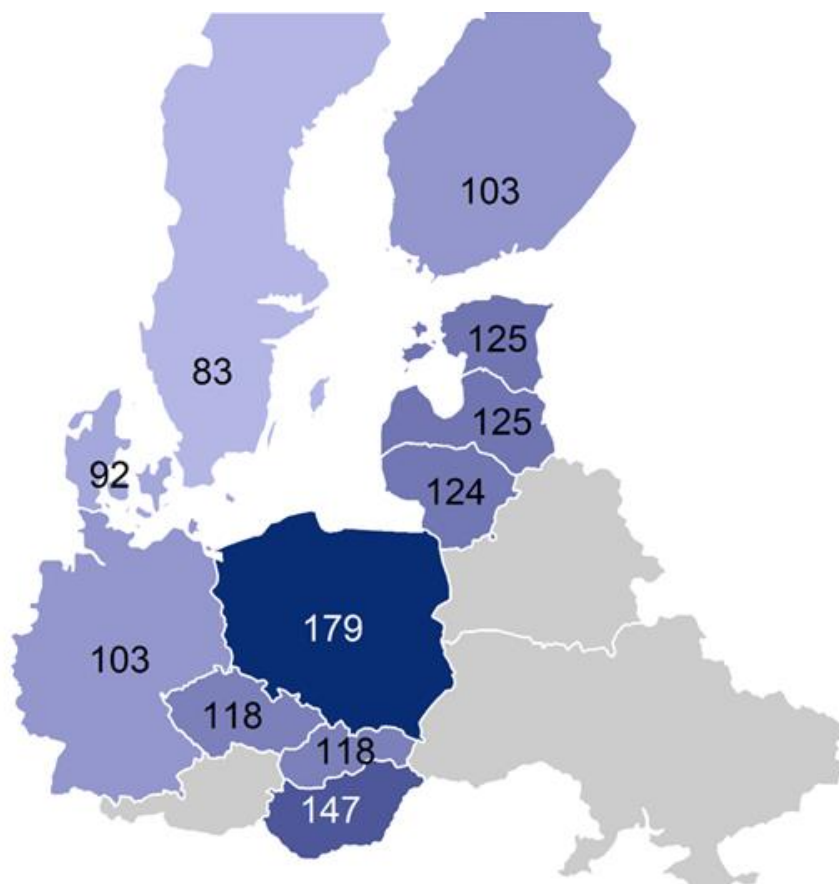


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następný (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

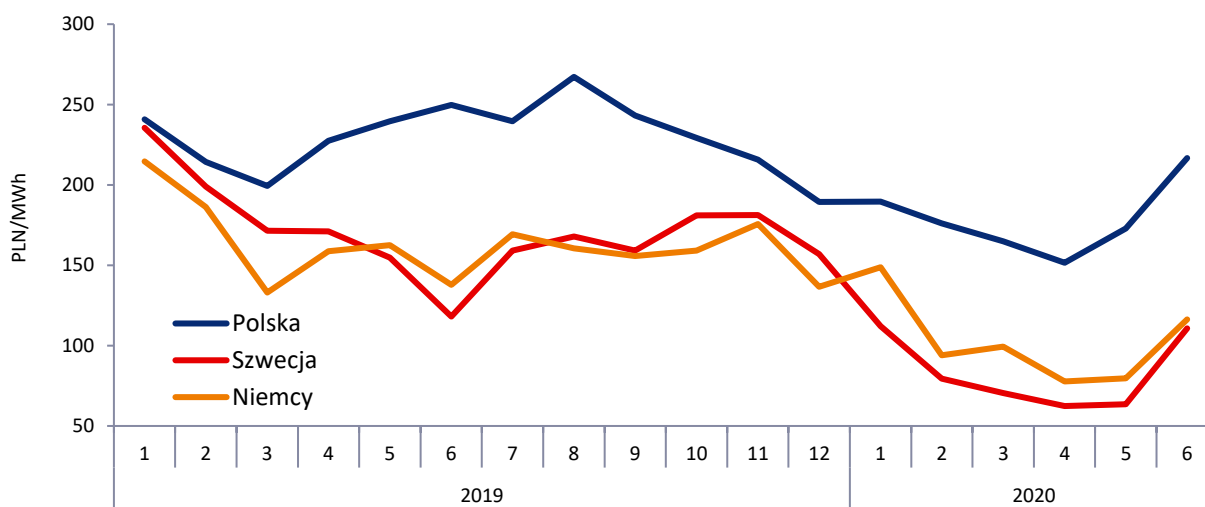
Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,40 PLN).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

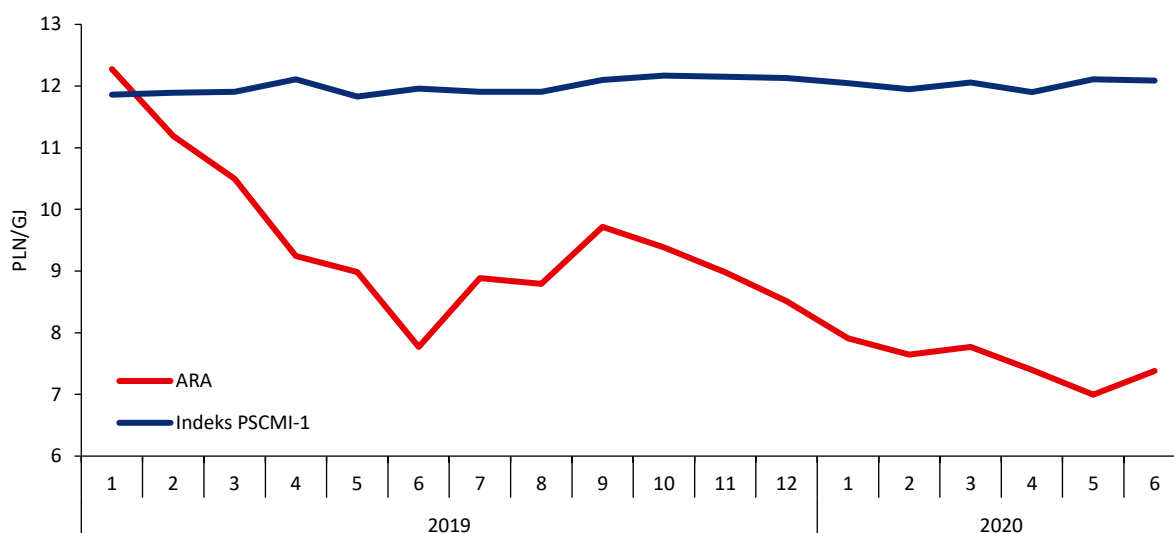
Rysunek: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I półroczu 2020 roku spadek cen r/r na rynkach ościennych kształtował się w przedziale 56-92 PLN/MWh (tj. ok. 30-53%), podczas gdy w Polsce średni poziom cen był wyższy o 50 PLN/MWh r/r (ok. 22%). Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika w dużej mierze z różnic w realizowanych cenach węgla w kraju i za granicą oraz mixu wytwórczego. Cena węgla kamiennego w portach ARA spadła o 25% r/r, podczas gdy krajowy indeks cen miałow energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 1%. Zwiększone w II połowie 2019 roku zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych spowodowały import wyższego wolumenu taniej energii, czego efektem jest obserwowana korelacja hurtowych cen energii w Polsce i za granicą. Odwrócenie trendu spadkowego w II kwartale 2020 roku wynika głównie ze wzrostów cen uprawnień do emisji CO₂ w tym czasie.

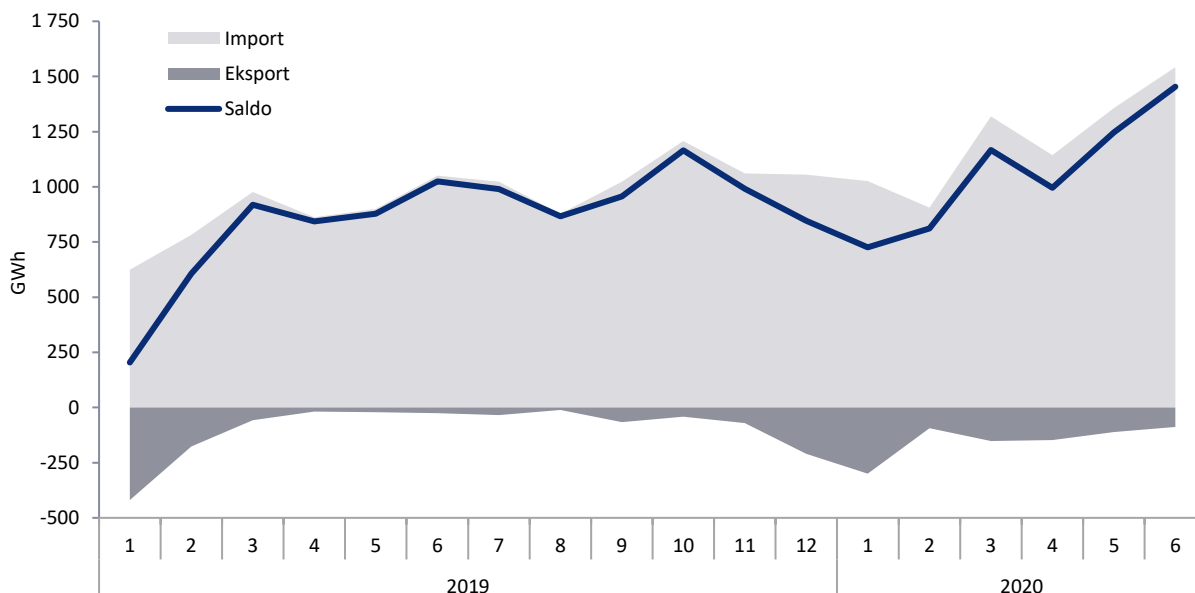
Rysunek: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1¹.



Źródło: ARP, Bloomberg (API21MON OECM Index), opracowanie własne.

Wymiana handlowa

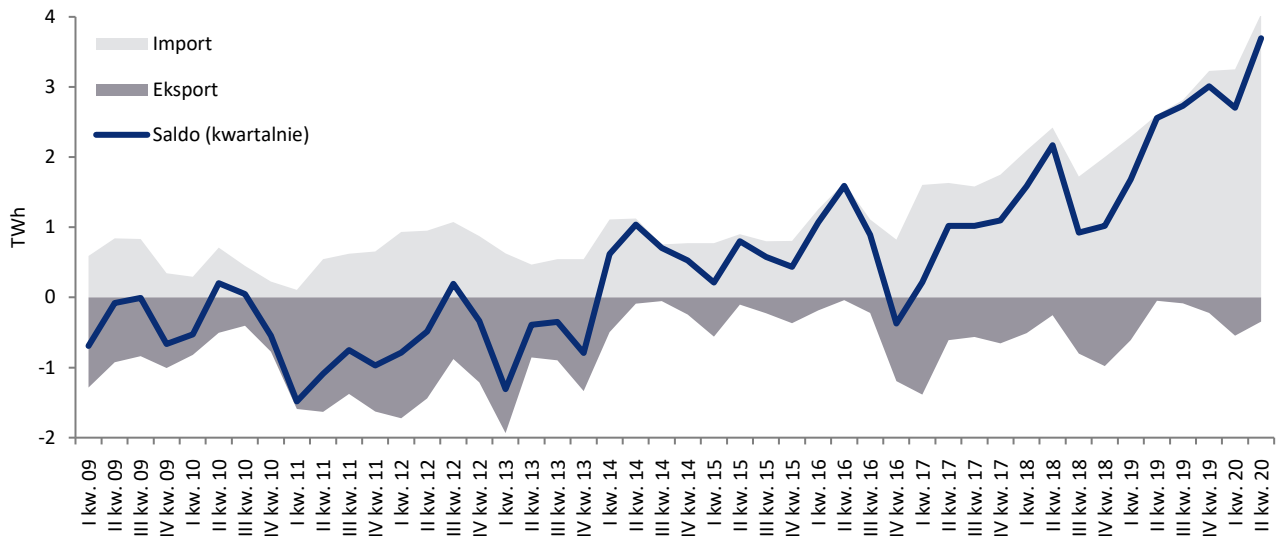
Rysunek: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2019-2020.



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

¹ Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI-1 różnią się metodologią, m.in.: indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI-1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/t vs. kaloryczność PSCMI- 1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.

Rysunek: Kwartalne handlowe wolumenty importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2009 - 2020.

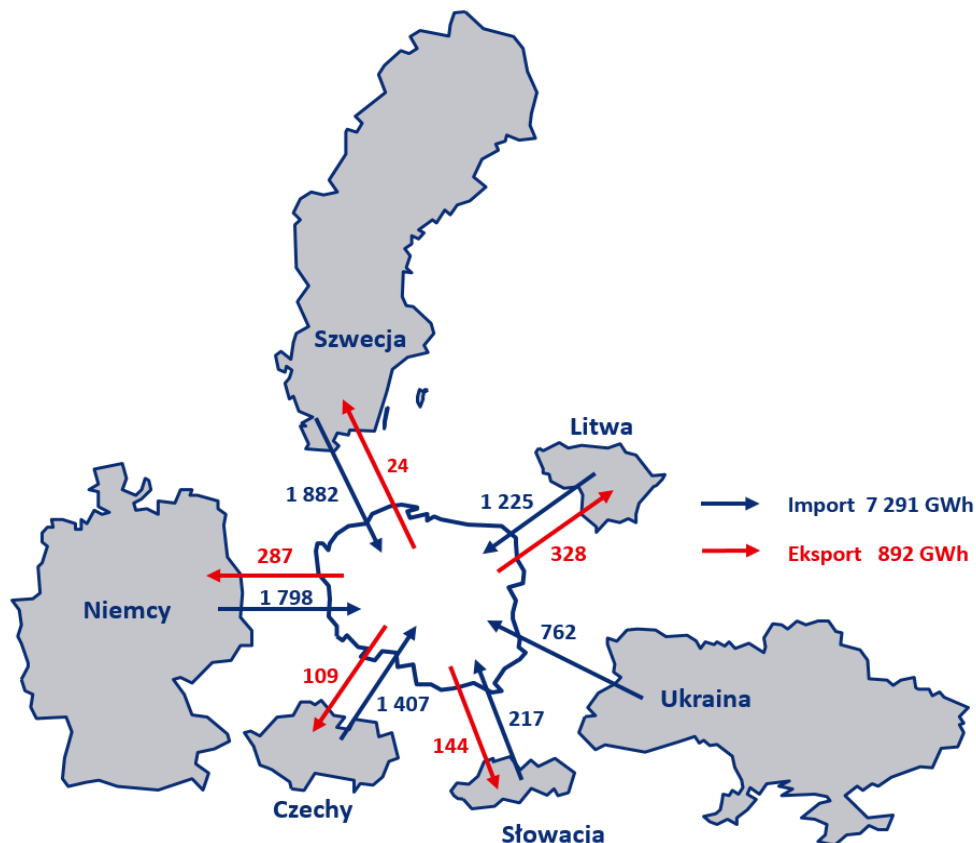


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W II kwartale 2020 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 3,7 TWh (import 4,0 TWh, eksport 0,4 TWh) i było wyższe r/r o 1,1 TWh (tj. o ok. 45% r/r). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (1,2 TWh), Szwecji (1,0 TWh) i Czech (0,9 TWh).

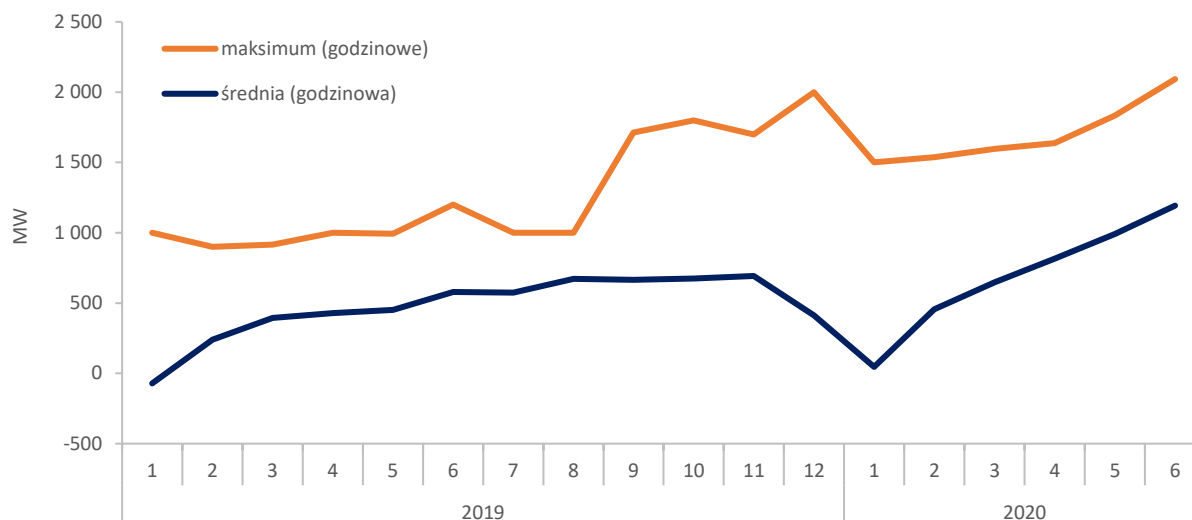
W I półroczu 2020 roku saldo wymiany handlowej wyniosło 6,4 TWh (import 7,3 TWh, eksport 0,9 TWh) i było wyższe r/r o 2,2 TWh (tj. o ok. 51% r/r). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (1,9 TWh), Niemiec (1,8 TWh) i Czech (1,4 TWh).

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w I półroczu 2020 roku (GWh).



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

Rysunek: Saldo wymiany równoległej²: średni vs. maksymalny godzinowy przepływ w poszczególnych miesiącach.

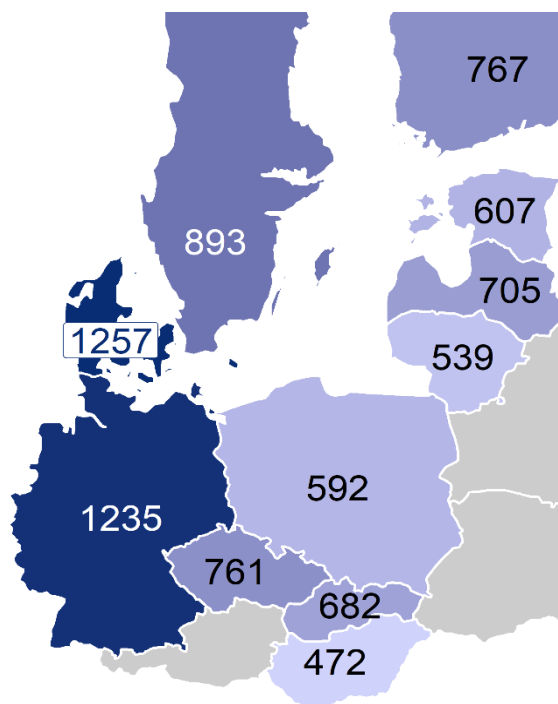


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

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 2019 roku³ dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 37% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 41%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2019 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).

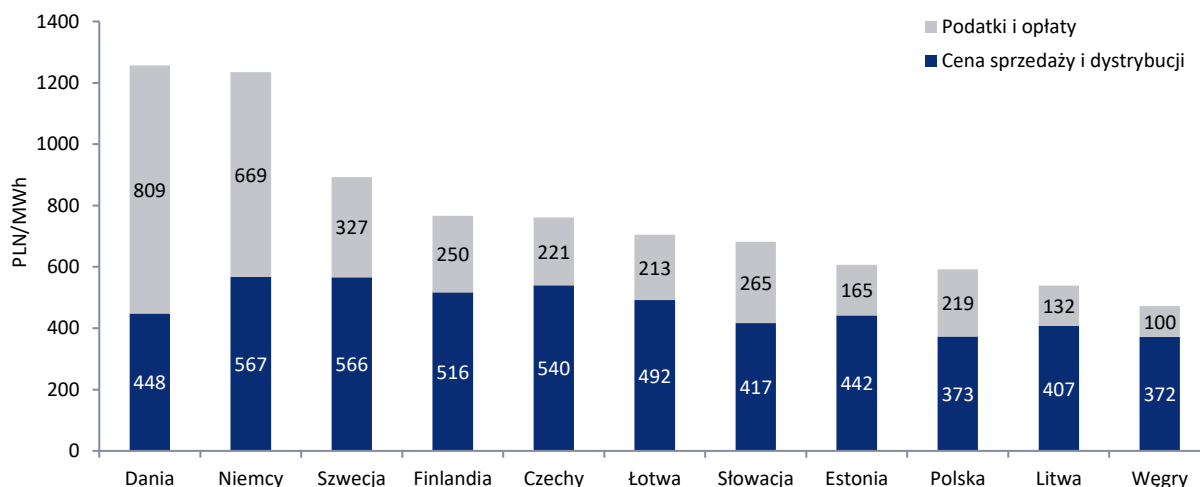


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

² Wymiana równoległa – wymiana pomiędzy zsynchronizowanymi systemami na granicach z Niemcami, Czechami i Słowacją.

³ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych. Ostatnia dostępna aktualizacja dotyczy II półroczu 2019 roku.

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2019 roku⁴ (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,30 PLN).

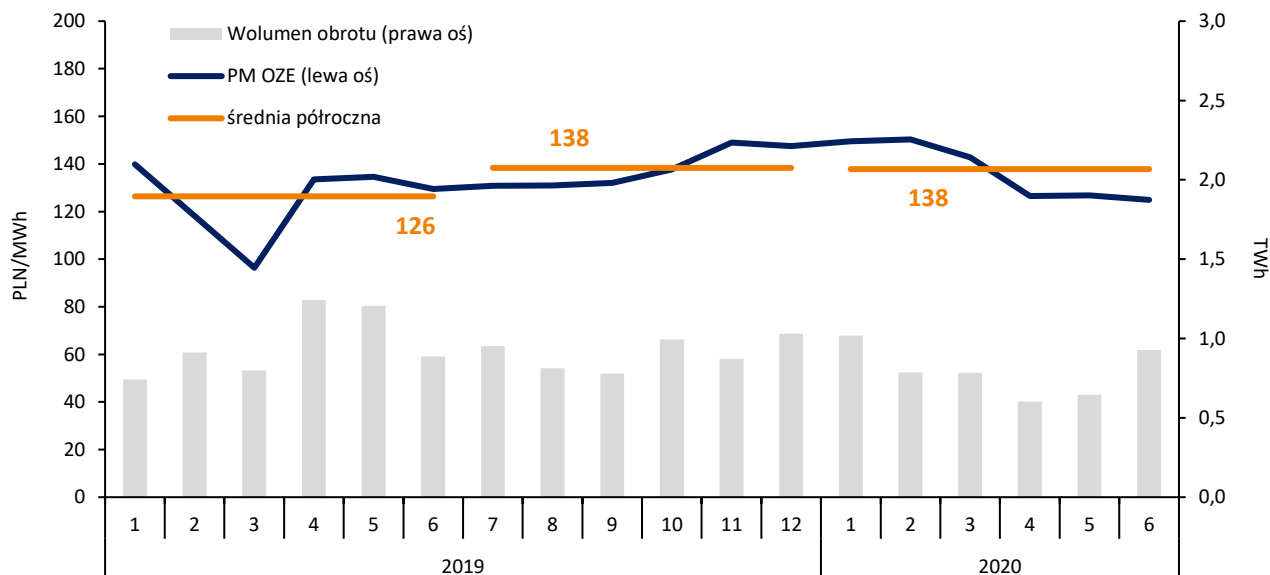


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Ceny praw majątkowych

W I półroczu 2020 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEOzea) osiągnęła poziom 138 PLN/MWh i była o 9% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów zwiększył się z 18,5% w 2019 roku do 19,5% w 2020 roku – w rezultacie wzrósł popyt na świadectwa pochodzenia. Z drugiej strony generacja wiatrowa w KSE w I półroczu 2020 roku była o 7% wyższa r/r. Dodatkowo na notowania certyfikatów wpływa świadomość ograniczenia ich podaży 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.

Rysunek: Średnie miesięczne ceny zielonych praw majątkowych (TGEOzea).



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

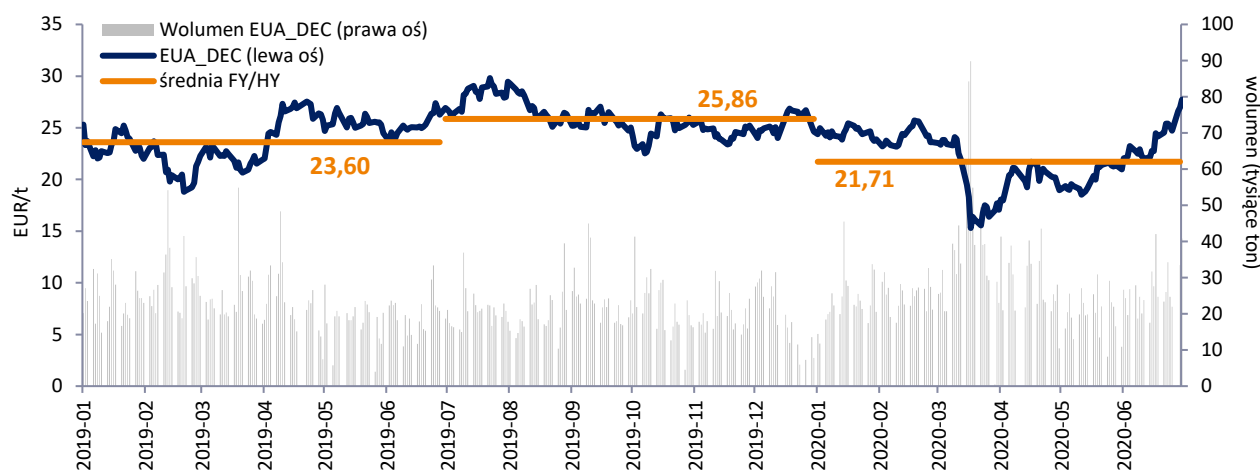
⁴ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych. Ostatnia dostępna aktualizacja dotyczy II półroczu 2019 roku.

3.3. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

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

Po wzrostach w 2018 roku ceny uprawnień do emisji CO₂ ustabilizowały się i przeszły w trend boczny trwający aż do połowy marca 2020 roku, kiedy doszło do gwałtownego załamania wywołanego wybuchem pandemii. Od tamtego czasu obserwowano odbudowę poziomu cen. W I półroczu 2020 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 20 wyniosła 21,71 EUR/t i była niższa o 8% od średniej ceny (23,60 EUR/t) instrumentu EUA DEC 19 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

PRYZDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENI DO EMISJI NA LATA 2013 – 2020

Przydziały na produkcję ciepła za 2020 rok oraz na produkcję energii za 2019 rok wpłynęły na konta instalacji PGE, natomiast przydziały dla wytwórców energii elektrycznej na 2020 rok Grupa otrzymała do końca kwietnia 2021 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

W kwietniu 2020 roku na konto instalacji PGE wpłynęło 12 mln ton uprawnień do emisji CO₂ w związku z produkcją energii w 2019 roku. Wartość ta nie jest wykazywana w poniższym zestawieniu, które dotyczy produkcji w 2020 roku.

Jednocześnie w kwietniu 2020 roku zakończył się proces umarzania uprawnień wynikający z emisji CO₂ za 2019 rok.

Tabela: Emisja CO₂ w 2020 roku w podziale na emisję związaną z produkcją energii elektrycznej oraz energii cieplnej w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2020 rok (tony).



Produkt	Emisja CO ₂ w I półroczu 2020 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2020 rok
Energia elektryczna	26 574 074	-
Energia cieplna	2 731 068	1 034 097
RAZEM	29 305 142	1 034 097


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



3.4. Otoczenie regulacyjne

KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE


Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej zaprezentowane zostało zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, do których doszło w I półroczu 2020 roku, które mogą mieć wpływ na działalność PGE w kolejnych latach.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o rekompensatach z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 roku.	<p>Projekt zakłada:</p> <ul style="list-style-type: none"> Wprowadzenie rekompensat z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej w 2020 roku w stosunku do poziomu cen z 2019 roku. Rekompensata przysługiwałaby odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych, których dochód do opodatkowania nie przekroczył w 2019 roku pierwszego progu podatkowego i którzy w 2020 roku zużyją co najmniej 63 kWh energii elektrycznej. Wypłata rekompensat nastąpiłaby na wniosek odbiorcy przez przedsiębiorstwa obrotu w 2021 roku poprzez korektę faktur o odpowiednie kwoty. Ustawa przewiduje 4 progi kwotowe rekompensat w zależności od wielkości zużycia energii. Koszty wypłaty rekompensat (kwoty równej sumie wypłaconych odbiorcom końcowym rekompensat) mają zostać sfinansowane środkami ze sprzedaży 25 mln uprawnień do emisji CO₂, które stanowią część krajowej puli aukcyjnej w ramach nowego okresu rozliczeniowego EU ETS (unijny system handlu emisjami), rozpoczynającego się od 1 stycznia 2021 roku. Przedsiębiorstwa obrotu otrzymają zwrot kosztów, na wniosek złożony do Zarządcy Rozliczeń S.A. Dla wniosków dotyczących więcej niż 4 mln punktów poboru zwrot miałby nastąpić w ciągu 6 miesięcy od dnia złożenia wniosku. 	Projekt ustawy został opublikowany 24 lutego 2020 roku na stronach Rządowego Centrum Legislacji.	Trwają konsultacje publiczne. Po zakończeniu konsultacji projekt zostanie skierowany do Stałego Komitetu Rady Ministrów.	Projekt w największym stopniu wpływa na funkcjonowanie segmentu Obrót. Nakłada na przedsiębiorstwa obrotu dodatkowe obowiązki, takie jak: powiadamianie odbiorców o prawie do rekompensaty, przyjmowanie wniosków i ich weryfikacja, wypłata rekompensaty oraz czynności kontrolne w uzgodnieniu z właściwym naczelnikiem urzędu skarbowego. Projekt przewiduje, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej kwalifikują odbiorców końcowych do jednej z czterech grup uprawnionych do rekompensaty, której wysokość uzależniona ma być od wielkości zużycia energii elektrycznej w danym punkcie poboru.
	Poselski projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw.	<p>Projekt zakłada likwidację Funduszu Niskoemisyjnego Transportu („FNT”) i przekazanie środków zebranych na rachunku FNT do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który ma być odpowiedzialny za wspieranie zadań, które wcześniej miał wspierać FNT (produkcja biopaliw, rozwój transportu zasilanego paliwami alternatywnymi).</p> <p>Ponadto, ustawa zmienia ustawę z 8 grudnia 2017 roku o rynku mocy w ten sposób, że termin rozpoczęcia pobierania opłaty mocowej został ustalony na 1 stycznia 2021 roku.</p>	Ustawa została uchwalona przez Sejm 24 lipca 2020 roku i skierowana do Senatu.		Projekt, poprzez nowelizację ustawy z 8 grudnia 2017 roku o rynku mocy i zmianę terminu pobierania opłaty mocowej wpływa na działalność segmentu Obrót oraz Dystrybucja w zakresie, w jakim podmioty te są zaangażowane w pobieranie opłaty mocowej.


	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy - prawo energetyczne.</p>	<p>Nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne zawiera szereg zmian m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> kompleksowe uregulowanie kwestii magazynowania energii, wprowadzenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu, powołanie operatora informacji rynku energii, którego rolą będzie utworzenie i rozwój centralnego systemu informacji o rynku. 	<p>W listopadzie 2018 roku zakończono konsultacje publiczne projektu ustawy. Kolejny zmodyfikowany projekt z 19 czerwca 2020 roku został skierowany na Stały Komitet Rady Ministrów.</p>	<p>Planowane jest przyjęcie przez Radę Ministrów w II półroczu 2020 roku.</p>	<p>Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segmenty Obrót i Dystrybucja.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o rynku mocy.</p>	<p>Intencją projektodawcy jest dostosowanie ustawy o rynku mocy do przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz usprawnienie mechanizmu mocowego, biorąc pod uwagę doświadczenia płynące z organizacji dotychczasowych aukcji mocy oraz procesów im towarzyszących (wydanie rozporządzeń i regulaminu, określanie parametrów aukcji, procesów certyfikacji).</p>	<p>Projekt ustawy został opublikowany 28 lipca 2020 roku na stronach Rządowego Centrum Legislacji i skierowany do konsultacji publicznych, uzgodnień i opiniowania.</p>	<p>Projekt po przygotowaniu raportu z konsultacji publicznych powinien zostać skierowany na Stały Komitet Rady Ministrów.</p>	<p>Nowelizacja ma kluczowe znaczenie dla Grupy PGE posiadającej istotny udział w rynku mocy.</p>
	<p>Projekt ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.</p>	<p>Projekt ustawy zakłada umożliwienie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Morskie farmy wiatrowe są istotne dla realizacji zobowiązań międzynarodowych w zakresie energetyki odnawialnej w horyzoncie długoterminowym. Stworzenie regulacji prawnych, które będą stymulować rozwój tego sektora jest kluczowe do ich osiągnięcia. Projekt zakłada:</p> <ul style="list-style-type: none"> system wsparcia dla technologii offshore, dopasowany do jej uwarunkowań technicznych i ekonomicznych polegający na przyznaniu tzw. prawa do pokrycia ujemnego salda, które będzie obliczone na podstawie LCOE instalacji (jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej) offshore. modyfikacje postępowań administracyjnych związanych z procesem inwestycyjnym, uwzględniające specyfikę inwestycji polegającej na budowie morskich farm wiatrowych. 	<p>Zmodyfikowany po konsultacjach publicznych projekt został skierowany 7 lipca 2020 roku do uzgodnień międzyresortowych i opiniowania.</p>	<p>W kolejnym etapie projekt zostanie skierowany do Stałego Komitetu Rady Ministrów.</p>	<p>Projekt ma kluczowe znaczenie dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i tym samym dla spółki PGE Baltica, która jest odpowiedzialna za realizację Programu Offshore w Grupie Kapitałowej PGE i koordynuje przygotowania do budowy trzech farm wiatrowych.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projekt przewiduje w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none"> zniesienie obowiązku koncesyjnego dla instalacji poniżej 1MW, wydłużenie o 5 lat obowiązywania systemu wsparcia w formie opustu, FIT, FIP i aukcyjnego (możliwość wejścia do systemu, przy zachowaniu maksymalnie 15-letniego okresu wsparcia), 	<p>Projekt ustawy został opublikowany 5 sierpnia 2020 roku na stronie Rządowego Centrum Legislacji. Konsultacje publiczne zostały zakończone. Przyjęcie ustawy planowane jest do końca 2020 roku.</p>	<p>Projekt ustawy dotyczy głównie segmentu OZE, wydłużając okres, w którym nowe projekty OZE mogą ubiegać się o wsparcie. Ułatwia również planowanie rozwoju tego segmentu, dzięki obowiązkowi publikowania przez Ministra Klimatu</p>	



		<ul style="list-style-type: none"> ■ wprowadzenie obowiązku publikowania przez Ministra Klimatu z wyprzedzeniem wolumenów energii z OZE do objęcia wsparciem w perspektywie kolejnych 4 lat, ■ podniesienie progu mocowego dla PV, powyżej którego wymagane jest uwzględnienie instalacji i stref ochronnych wokół nich w planie zagospodarowania przestrzennego. 		<p>harmonogramu i wolumenów mocy OZE, które w kolejnych 4 latach mogą ubiegać się o wsparcie.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projekt ma stanowić transpozycję dyrektywy 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 („Dyrektywa 2018/410”), która to dyrektywa powołuje tzw. Fundusz Modernizacyjny, który miałby funkcjonować w latach 2021-2030 i miałby finansować zarówno modernizację dużych obiektów energetycznych, ale także inwestycji o mniejszej skali (termomodernizacja budynków jednorodzinnych, modernizacja źródeł i sieci ciepłowniczych, rozwój niskoemisyjnej energetyki rozproszonej). Projekt ustawy nie przesądza jakie inwestycje będą finansowane, jednakże zakłada, że funkcję krajowego operatora Funduszu Modernizacyjnego będzie pełnił Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). W konsekwencji, finansowanie inwestycji ze środków Funduszu będzie odbywało się w ramach przyjętych programów priorytetowych NFOŚiGW.</p>	<p>Projekt ustawy został opublikowany 14 lipca 2020 roku na stronie Rządowego Centrum Legislacji. Trwają konsultacje publiczne.</p>	<p>W zależności od ostatecznego kształtu regulacji, może ona stanowić szanse ubiegania się o finansowanie dla inwestycji GK PGE.</p>
	<p>Rozporządzenie Ministra Klimatu w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 roku oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 roku.</p>	<p>Zgodnie z projektem, zaproponowane wartości cen referencyjnych, za wyjątkiem tych odnoszących się do instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię z wiatru na lądzie, a także instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW oraz o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, które zostały obniżone, są tożsame z wartościami cen referencyjnych przyjętych na 2019 rok.</p> <p>Cena referencyjna w przypadku instalacji:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię z wiatru na lądzie, wynosi 	<p>Rozporządzenie Ministra Klimatu wydane 24 kwietnia 2020 roku, weszło w życie 19 maja 2020 roku.</p>	<p>Rozporządzenie wprowadza zmiany w cenach dla instalacji wiatrowych i słonecznych, czyli technologii, które cieszyły się największą popularnością w przeprowadzonych dotąd aukcjach i które powinny zagospodarować większość budżetu tegorocznych aukcji. Rozporządzenie może mieć wpływ na ceny energii produkowanej przez instalacje wytwarzające energię z wiatru oraz fotowoltaiczne należące do GK PGE, które wezmą udział w aukcjach w 2020 roku.</p>

		<p>250 PLN/MWh (cena w 2019 roku wynosiła 285 PLN/MWh),</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi 360 PLN/MWh (cena w 2019 roku wynosiła 385 PLN/MWh), ■ o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi 340 PLN/MWh (cena w 2019 roku wynosiła 365 PLN/MWh). 		
	<p>Rozporządzenie Ministra Klimatu z 7 kwietnia 2020 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.</p>	<p>Zmiana rozporządzenia dotyczy, między innymi:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ dostosowania metody kosztowej kształtowania taryfy na wytwarzanie ciepła w jednostkach kogeneracji do nowego mechanizmu wsparcia dla kogeneracji, ■ usprawnienia i automatyzacji korekty taryf w przypadku zaistnienia nieprzewidzianej, istotnej zmiany czynników zewnętrznych – w przypadku metody kosztowej, ■ uelastycznienia procesu zmiany taryfy sporządzonej metodą uproszczoną w przypadku publikacji nowych cen referencyjnych przez Prezesa URE lub zmiany koncesji, ■ wprowadzenia mechanizmu umożliwiającego jednorazowe przeniesienie w taryfie poniesionych w 2018 roku kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂, które nie zostały dotychczas pokryte w taryfach kalkulowanych metodą uproszczoną. 	<p>Rozporządzenie weszło w życie 8 maja 2020 roku.</p>	<p>Rozporządzenie ma pozytywny wpływ na segment Ciepłownictwo, a w szczególności na wytwarzanie energii w kogeneracji. Pozwala na zwiększenie przychodów z tej działalności i uelastycznia proces zatwierdzania taryf.</p>
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu w sprawie parametrów aukcji głównej dla 2025 roku dostaw oraz parametrów aukcji dodatkowych dla 2022 roku dostaw.</p>	<p>Projekt rozporządzenia proponuje następujące parametry aukcji głównej na 2025 rok dostaw:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ zapotrzebowanie na moc określone jest na 2 526 MW, ■ cena wejścia na rynek nowej jednostki w aukcji głównej ma wynieść 361 PLN/kW, ■ współczynnik zwiększający cenę został zaproponowany na 1,3, ■ parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc w aukcji głównej - 84,37%, ■ parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej - 52,07%, ■ cena maksymalna określona dla cenobiorcy -179 PLN/kW, ■ maksymalna liczba rund aukcji głównej – 12, ■ jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych netto odniesiony do mocy osiągalnej netto, uprawniający do oferowania obowiązków mocowych w aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na 2025 rok na nie więcej niż: 15 okresów dostaw przez nową jednostkę rynku 	<p>Projekt rozporządzenia został 21 lipca 2020 roku skierowany do konsultacji publicznych, opiniowania i uzgodnień.</p> <p>Projekt po przygotowaniu raportu z konsultacji publicznych powinien zostać skierowany na Stały Komitet Rady Ministrów.</p>	<p>Rozporządzenie ma określać kluczowe parametry aukcji głównych i dodatkowych w rynku mocy. Determinuje warunki, na jakich w rynku mocy będą mogły uczestniczyć jednostki wytwórcze i jednostki redukcji zapotrzebowania, a także magazyny energii.</p>

		mocy wytwórczą, wynosi 2 400 PLN/kW; 5 okresów dostaw przez nową i modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą albo jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania, wynosi 400 PLN/kW.			
		Projekt rozporządzenia określa parametry dla aukcji dodatkowych dla 2022 roku dostaw.			
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy ma na celu transpozycję dyrektywy EIA w zakresie art. 11 ust. 1 i 3, tj. regulacji dotyczących dostępu społeczeństwa do wymiaru sprawiedliwości w dziedzinie środowiska poprzez przyznanie organizacjom ekologicznym nowych uprawnień rzutujących na możliwość wykorzystania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięć znacząco oddziałujących na środowisko oraz uzyskiwania dalszych decyzji inwestycyjnych w procesie inwestycyjno-budowlanym.	Zmodyfikowany (względem projektu poddanego uzgodnieniom międzyresortowym 24 stycznia 2020 roku) projekt ustawy został opublikowany 19 maja 2020 roku na stronie Rządowego Centrum Legislacji i został poddany konsultacjom publicznym.	Planowane jest skierowanie projektu ustawy do akceptacji Rady Ministrów.	Ustawa wpływa na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE realizujące inwestycje infrastrukturalne.


ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Europejski Zielony Ład					
	<p>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej (Europejskie prawo o klimacie).</p>	<p>Wprowadzenie dla UE prawnie wiążącego celu neutralności klimatycznej do 2050 roku, określenie celu redukcji emisji na 2030 rok w formie przedziału 50-55% redukcji względem 1990 roku.</p>	<p>4 marca 2020 roku przedstawiony został wniosek legislacyjny. Do głównych proponowanych przez KE rozwiązań należą:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ wprowadzenie prawnie wiążącego celu neutralności klimatycznej do 2050 roku, ▪ do września 2020 roku KE przedstawi ocenę zwiększenia celu redukcji emisji z obecnych 40% w 2030 roku względem 1990 roku do 50-55% w 2030 roku względem tego samego roku bazowego, ▪ do 30 czerwca 2021 roku KE przedstawi stosowne wnioski legislacyjne m.in. w sprawie rewizji dyrektywy ETS oraz legislacji powiązanej, w tym dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej oraz dyrektywy w sprawie opodatkowania energii (ETD). <p>4 maja 2020 roku Jytte Guteland – poseł sprawozdawca z ramienia wiodącej komisji ENVI w PE przedstawiła propozycję swojego raportu, w ramach którego proponuje m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ cel redukcyjny na 2030 rok podniesiony do 65%. KE ma do 20 czerwca 2021 roku ocenić jakie zmiany należałoby wprowadzić w całej legislacji UE, aby umożliwić jego realizację. Cel pośredni na 2040 rok miałby wynieść 80-85%, ▪ cel neutralności klimatycznej ma być osiągnięty przez wszystkie państwa członkowskie UE indywidualnie najpóźniej do 2050 roku. Po 2050 roku pochłanianie CO₂ ma być większe niż emisje we wszystkich krajach; ▪ wprowadzenie budżetu CO₂ dla całej UE i rozbić go na poszczególne sektory gospodarki. 	<p>Do października 2020 roku zakładane jest przyjęcie stanowiska negocjacyjnego Parlamentu Europejskiego. Wypracowanie stanowiska Rady nastąpi w trakcie Prezydencji Niemieckiej (trwającej od lipca 2020 roku). Uzgodnienie treści projektu rozporządzenia powinno zakończyć się do końca 2020 roku.</p>	<p>Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne.</p> <p>Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS) i akty wykonawcze oraz delegowane, Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (decyzja MSR).	Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	<p>W przedstawionym 4 marca 2020 roku przez KE wniosku legislacyjnym dotyczącym Europejskiego prawa o klimacie zapowiedziano m.in. że:</p> <ul style="list-style-type: none"> do września 2020 roku KE dokona przeglądu unijnego celu klimatycznego na 2030 rok, w świetle celu neutralności klimatycznej i zbada opcje wprowadzenia nowego celu na 2030 rok na poziomie 50 - 55% redukcji emisji w porównaniu z poziomem z 1990 roku, do 30 czerwca 2021 roku KE oceni, w jaki sposób należałoby zmienić unijne akty prawne, wdrażające cel Unii na 2030 rok, aby umożliwić osiągnięcie redukcji emisji na poziomie 50 – 55% w porównaniu z 1990 rokiem oraz osiągnąć cel neutralności klimatycznej. <p>Oznacza to, że KE zakłada na przestrzeni najbliższego roku opracowanie kolejnej rewizji dyrektywy ETS i potencjalnie decyzji MSR.</p> <p>Decyzją KE z 25 marca 2020 roku przekazano zarządzanie dochodami Funduszu Innowacyjnego Europejskiemu Bankowi Inwestycyjnemu.</p> <p>Na podstawie decyzji z 2 lipca 2020 roku, KE ogłosiła pierwszy nabór projektów do Funduszu Innowacyjnego. 10 lipca 2020 roku w Dzienniku Urzędowym UE opublikowano Rozporządzenie wykonawcze Komisji 2020/1001 ustanawiające szczegółowe zasady funkcjonowania funduszu modernizacyjnego.</p>	Kompleksowy plan zwiększenia celu klimatycznego UE na 2030 rok do 50 - 55% ma zostać przedstawiony we wrześniu 2020 roku , natomiast wnioski dotyczące kolejnej rewizji europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych m.in. dyrektywy ETS oraz potencjalnie decyzji MSR mają zostać przedstawione w czerwcu 2021 roku .	<p>Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne.</p> <p>Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej.</p> <p>Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego od 2021 roku w ramach funduszu modernizacyjnego.</p> <p>Kolejna rewizja dyrektywy ETS i decyzji MSR spowoduje dalszy wzrost cen uprawnień do emisji.</p>
Regulacje rynkowe					
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (rozporządzenie EMR).	Stworzenie prawnych ram dla dalszej integracji wewnętrznego rynku energii elektrycznej.	<p>4 maja 2020 roku Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E) przekazała Europejskiej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) projekty metodyk określających:</p> <ul style="list-style-type: none"> sposób przeprowadzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim (ERAA), sposób liczenia kosztu kapitałowego nowej jednostki (CONE), normy niezawodności oraz wartości niedostarczonej energii (VoLL). <p>Konsultacje dot. ww. projektów metodyk trwały do 27 maja 2020 roku.</p> <p>3 lipca 2020 roku ENTSO-E przedłożył ACER:</p>	Zgodnie z przepisami rozporządzenia EMR Agencja ACER powinna zatwierdzić lub wprowadzić zmiany do metodyk liczenia ERAA oraz liczenia CONE, normy niezawodności oraz VoLL.	<p>Istniejące jednostki, które przekraczają standard emisji 550 g CO₂/kWh (EPS 550) oraz emitują 350 kg CO₂/kW/rok (CB 350) nie będą mogły uzyskać płatności z rynku mocy od 1 lipca 2025 roku.</p> <p>Potencjalny spadek wolumenu i ceny energii sprzedawanej na rynku hurtowym przez krajowe jednostki ze względu na zwiększony import, stopniowe zastępowanie istniejących jednostek wytwórczych przez nowe, spełniające standardy emisyjne.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ metodę wyliczania maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych na potrzeby transgranicznego udziału mocy zagranicznych w mechanizmach mocowych, ▪ metodę podziału przychodów OSP, ▪ wspólne zasady przeprowadzania kontroli dostępności, ▪ wspólne zasady dot. płatności z tytułu niedostępności, ▪ warunki prowadzenia rejestru zainteresowanych dostawców zdolności wytwórczych, ▪ wspólne zasady identyfikowania zdolności wytwórczych kwalifikujących się do udziału w mechanizmie mocowym. <p>Metodyka określająca wspólne zasady odnoszące się do partycypacji mocy zagranicznych w mechanizmach mocowych była przedmiotem konsultacji publicznych prowadzonych przez ACER, trwających do 9 sierpnia 2020 roku.</p>		


Regulacje dotyczące perspektywy finansowej 2021-2027 oraz finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego

	<p>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST).</p>	<p>Zapewnienie ram finansowych dla transformacji regionów w kierunku realizacji neutralności klimatycznej na poziomie całej UE.</p>	<p>14 stycznia 2020 roku KE przedstawiła propozycję rozporządzenia ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. Celem Funduszu ma być wsparcie dla obszarów stojących przed znaczącymi wyzwaniami społeczno-ekonomicznymi, wynikającymi z procesu transformacji do gospodarki neutralnej klimatycznie do 2050 roku.</p> <p>28 maja 2020 roku KE przedstawiła propozycję zmian do rozporządzenia ustanawiającego FST. Zmiany te przewidywały zwiększenie budżetu FST do 40 mld EUR, z czego 10 mld EUR miało pochodzić z Wieloletnich Ram Finansowych na lata 2021-2027 (WRF 2021-2027), a 30 mld EUR z instrumentu Next Generation EU. Polska miałaby według tej propozycji otrzymać 8 mld EUR z FST.</p> <p>24 czerwca 2020 roku Rada przyjęła wstępny mandat na negocjacje z PE i KE, niewiele różniący się od majowej propozycji KE. Kwestie związane z wysokością budżetu FST zostały wyjęte z zakresu tego mandatu negocjacyjnego, aż do ich ustalenia przez Radę Europejską.</p> <p>6 lipca 2020 roku komisja REGI PE (Komisja Rozwoju Regionalnego) przyjęła wstępne stanowisko PE odnośnie rozporządzenia ustanawiającego FST.</p>	<p>Proces legislacyjny dotyczący rozporządzenia ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji z udziałem Rady i Parlamentu Europejskiego ma zostać zakończony w trakcie Prezydencji Niemieckiej do końca 2020 roku.</p>	<p>Wpływ regulacji dotyczącej Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji na dostępność środków finansowych do pozyskania przez spółki GK PGE.</p> <p>Potencjalnie możliwe dofinansowanie działań i inwestycji realizowanych na terenach regionów węglowych kwalifikujących się do uzyskania wsparcia z FST.</p>
---	---	---	---	---	--

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
			<p>W dniach 17-21 lipca 2020 roku odbyło się nadzwyczajne posiedzenie Rady Europejskiej, podczas którego uzgodniono, m.in. iż:</p> <ul style="list-style-type: none"> wielkość FST ma wynieść 17,5 mld EUR, z czego 7,5 mld EUR będzie pochodzić z WRF 2021-2027, a 10 mld EUR będzie pochodzić z Next Generation EU; dostęp do środków z FST będzie ograniczony do 50% alokacji dla danego państwa członkowskiego w przypadku, gdy nie zobowiązało się ono do realizacji celu zakładającego osiągnięcie przez UE neutralności klimatycznej do 2050 roku. Pozostałe 50% środków zostanie udostępnionych po przyjęciu takiego zobowiązania. 		
	<p>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje (rozporządzenie dot. taksonomii).</p>	<p>Ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.</p>	<p>15 kwietnia 2020 roku Rada UE przyjęła rozporządzenie dotyczące kryteriów, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy działalność ta jest zrównoważona pod względem środowiskowym. Następnie, 18 czerwca 2020 roku rozporządzenie to zostało przyjęte przez Parlament Europejski. Rozporządzenie dot. taksonomii zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 22 czerwca 2020 roku, po czym weszło w życie 12 lipca 2020 roku.</p> <p>W marcu 2020 roku Techniczna Grupa Ekspertów opublikowała raport końcowy. W raporcie tym Techniczna Grupa Ekspertów:</p> <ul style="list-style-type: none"> nie rekomendowała na obecnym etapie uznania energii jądrowej za zrównoważoną ze względu na nie spełnienie kryterium „niewyrządzenia istotnej szkody”, jednocześnie zalecając dalsze prace w tej kwestii w przyszłości przez grupę z pogłębioną wiedzą techniczną w tym temacie, wskazuje w przypadku źródeł wytwórczych opartych o gaz, iż za zrównoważone uważane są te działania, w przypadku których emisje w cyklu życia są poniżej 100g CO₂e/kWh, przy czym próg ten ma być obniżany do 0g CO₂e/kWh do 2050 roku. 	<p>Przygotowanie przez KE aktów delegowanych określających szczegółowe techniczne kryteria przesiewowe, na podstawie których dokonywana będzie ocena działalności ekonomicznej w celu stwierdzenia, czy dana działalność jest prowadzona w sposób zrównoważony pod względem środowiskowym: w zakresie gazu – do końca 2020 roku, a w zakresie energii jądrowej – do końca 2021 roku.</p>	<p>Możliwy wpływ regulacji na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje. Kwestia uznania energii jądrowej i gazu za zrównoważone pod względem środowiskowym zostanie ustalona na podstawie treści przyszłych aktów delegowanych.</p> <p>Obowiązek włączania do oświadczenia na temat informacji niefinansowych lub skonsolidowanego oświadczenia na temat informacji niefinansowych, informacji odnośnie udziału w obrocie, CAPEX-ie i OPEX-ie działalności zrównoważonych pod względem środowiskowym.</p>

DODATKOWE INFORMACJE Z OBSZARU ZAGRANICZNEGO OTOCZENIA REGULACYJNEGO

ZASKARŻENIE DECYZJI KE W SPRAWIE NIEWNOSZENIA ZASTRZEŻEŃ DO POLSKIEGO RYNKU MOCY

Segmenty	Postępowanie	Cel skargi	Główne wydarzenia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Skarga na decyzję KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy (sygn. SA 46100), sygn. T-167/19					
	<p>Postępowanie w sprawie Tempus Energy Germany i T Energy Sweden przeciwko KE (sygn. T-167/19).</p>	<p>Skarga ma na celu unieważnienie decyzji KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy, wydanej w ramach postępowania pomocowego o sygn. SA 46100.</p>	<p>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). Skróć 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 brak wszczęcia przez KE formalnego postępowania wyjaśniającego (drugiego etapu oceny mechanizmu mocowego) oraz rzekomo dyskryminacyjne traktowanie w ramach polskiego rynku mocy jednostek zarządzania popytem („DSR”).</p>	<p>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).</p>	<p>Odpowiednio do wyników rozstrzygnięcia sporu, sprawa może wpłynąć na warunki wykonywania i zawierania kontraktów mocowych w ramach polskiego rynku mocy.</p>

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	16 farm wiatrowych ⁵ 1 elektrownia fotowoltaiczna ⁶ 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	294 519 km linii dystrybucyjnych	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 22,62 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 4,56 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,40 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 17,29 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 19,87 TWh
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła 3,00 PJ	Produkcja ciepła 25,58 PJ	-	-	-
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (87%) 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. 10% (bez uwzględniania współspalania biomasy i biogazu)	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

⁵W lipcu 2020 roku została zakupiona operacyjna farma wiatrowa Skoczylody o łącznej mocy zainstalowanej 36 MW, zwiększając tym samym liczbę farm wiatrowych do 17, co zostanie zaprezentowane w kolejnym sprawozdaniu.

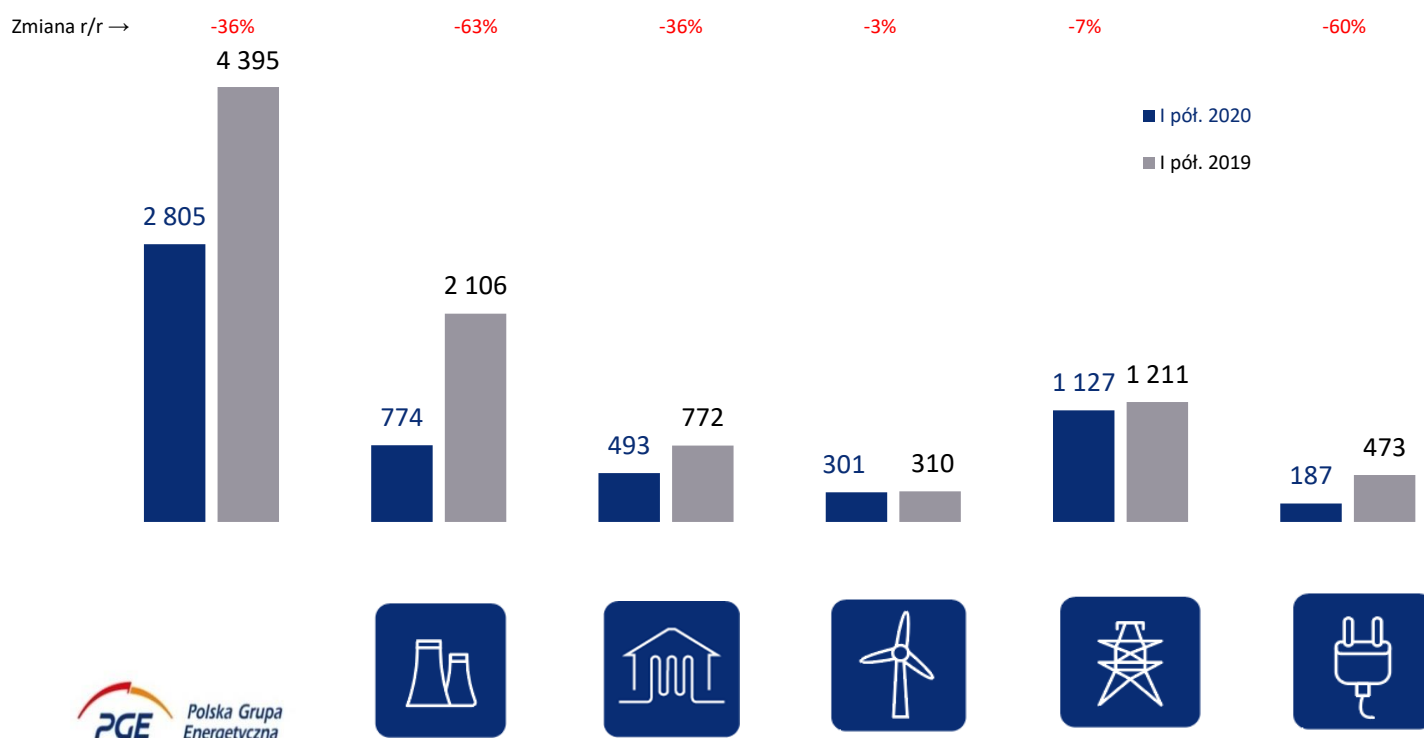
⁶W sierpniu 2020 roku została uruchomiona nowa elektrownia fotowoltaiczna PV Lesko o mocy 1 MW, zwiększając tym samym liczbę elektrowni fotowoltaicznych do 2, co zostanie zaprezentowane w kolejnym sprawozdaniu.

4.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

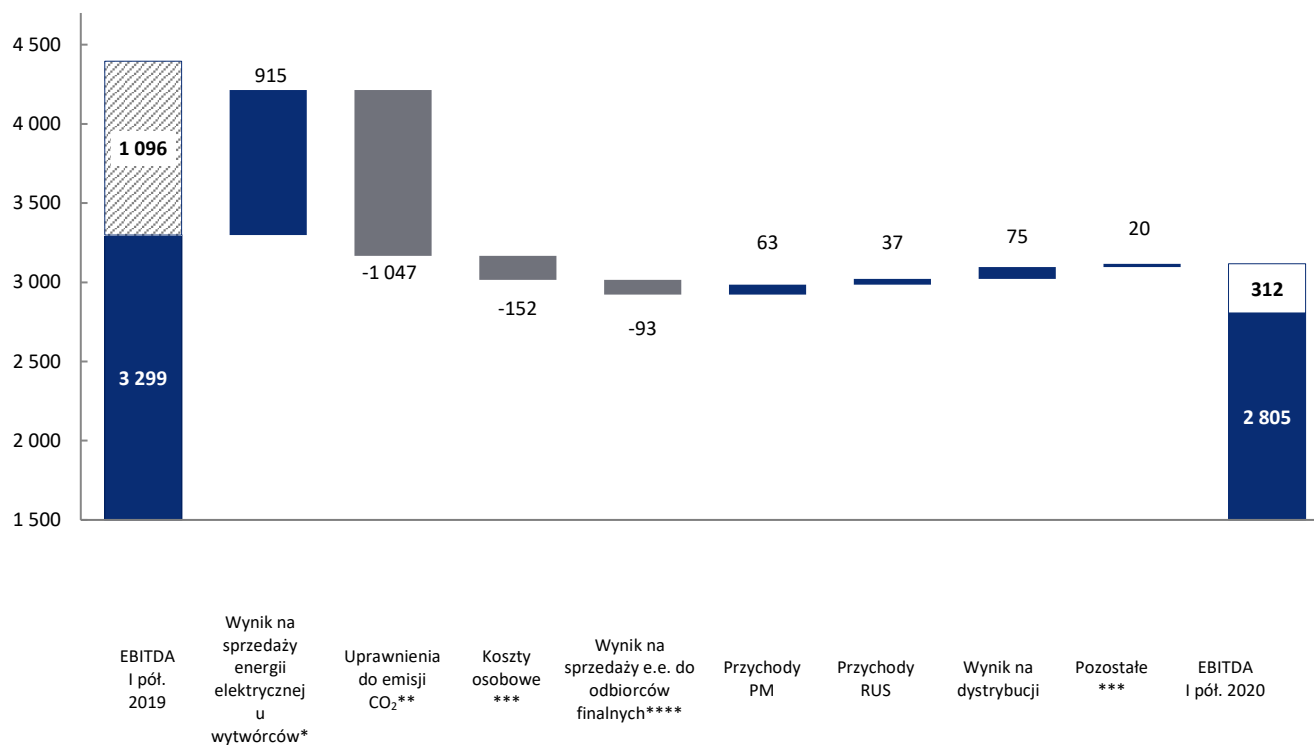
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. W przybliżeniu odzwierciedla 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 Dystrybucja oraz Energetyka Konwencjonalna partycypujące odpowiednio w 40% i 28% wyniku EBITDA GK. Segment Ciepłownictwo odpowiada za 18% EBITDA, natomiast segment Energetyka Odnawialna wypracował 11% EBITDA, a Obrót 7% EBITDA.

EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)



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




Odchylenie	915	-1 047	-152	-93	63	37	75	20	
EBITDA raportowana I pół. 2019	4 395								
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019	1 096								
EBITDA powtarzalna I pół. 2019	3 299	7 248	1 793	2 643	39	121	208	2 255	
EBITDA powtarzalna I pół. 2020		8 163	2 840	2 795	-54	184	245	2 330	3 117
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020									-312
EBITDA raportowana I pół. 2020									2 805


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

**Pozycja skorygowana o wpływ zdarzenia jednorazowego, uwzględniająca odsprzedaż nadwyżki uprawnień do emisji CO₂ z roku poprzedniego.

***Pozycje skorygowane o wpływ zdarzeń jednorazowych.

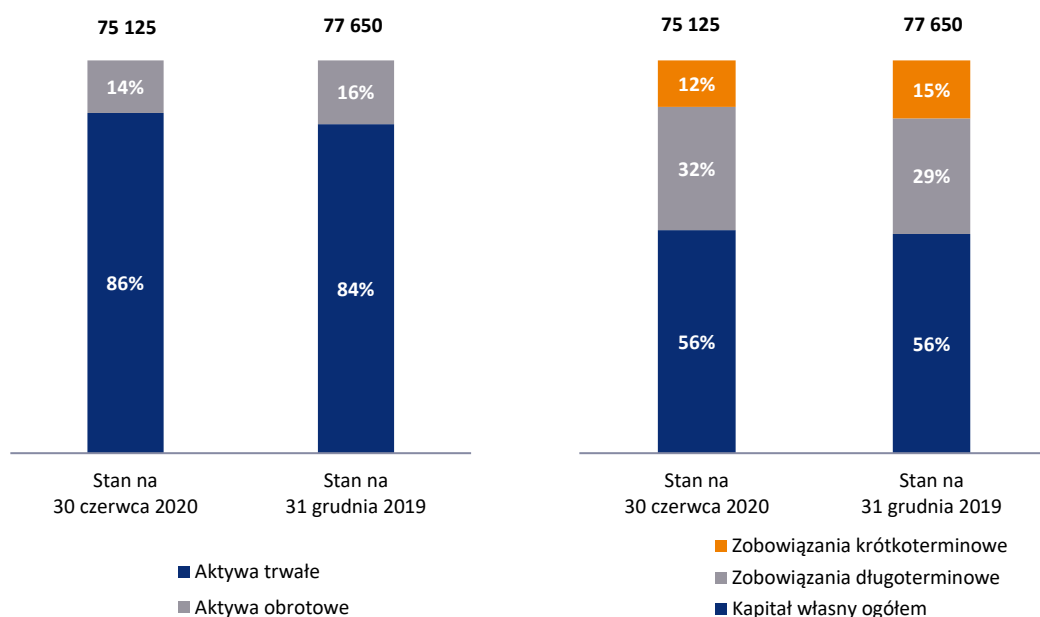
****Z uwzględnieniem korekty marży na PM na GK PGE.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

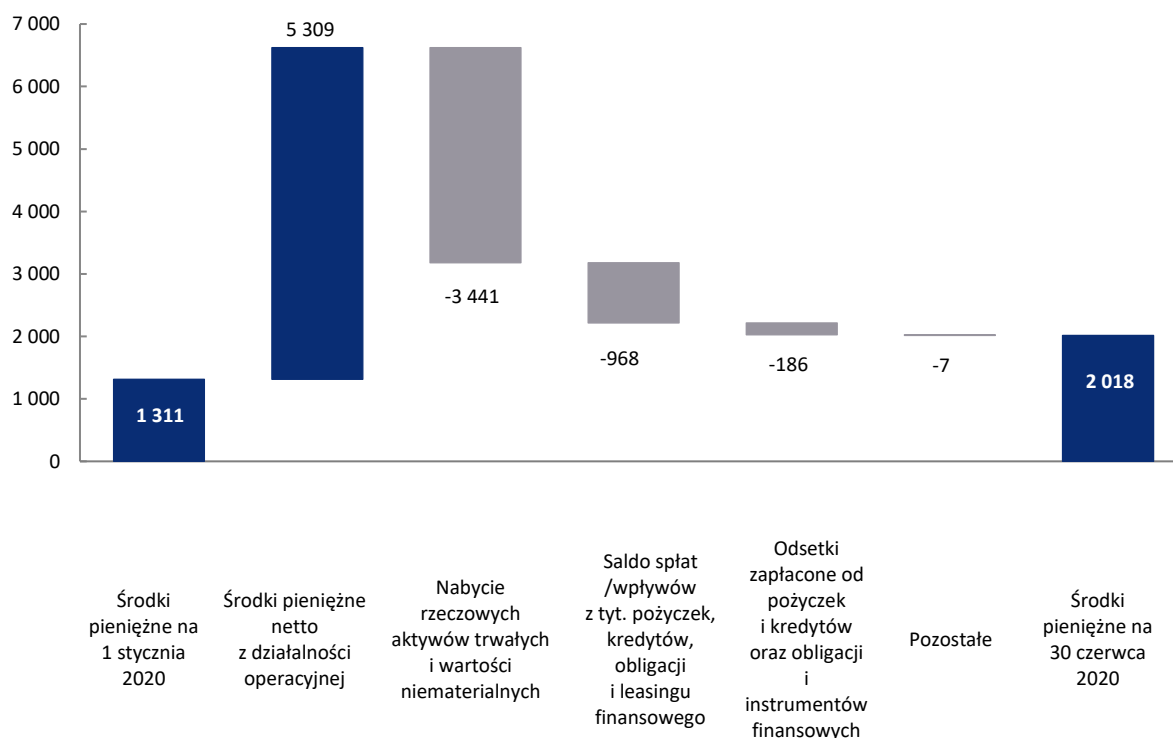
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mln PLN).



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Wpływ na poziom
środków pieniężnych

5 309

-3 441

-968

-186

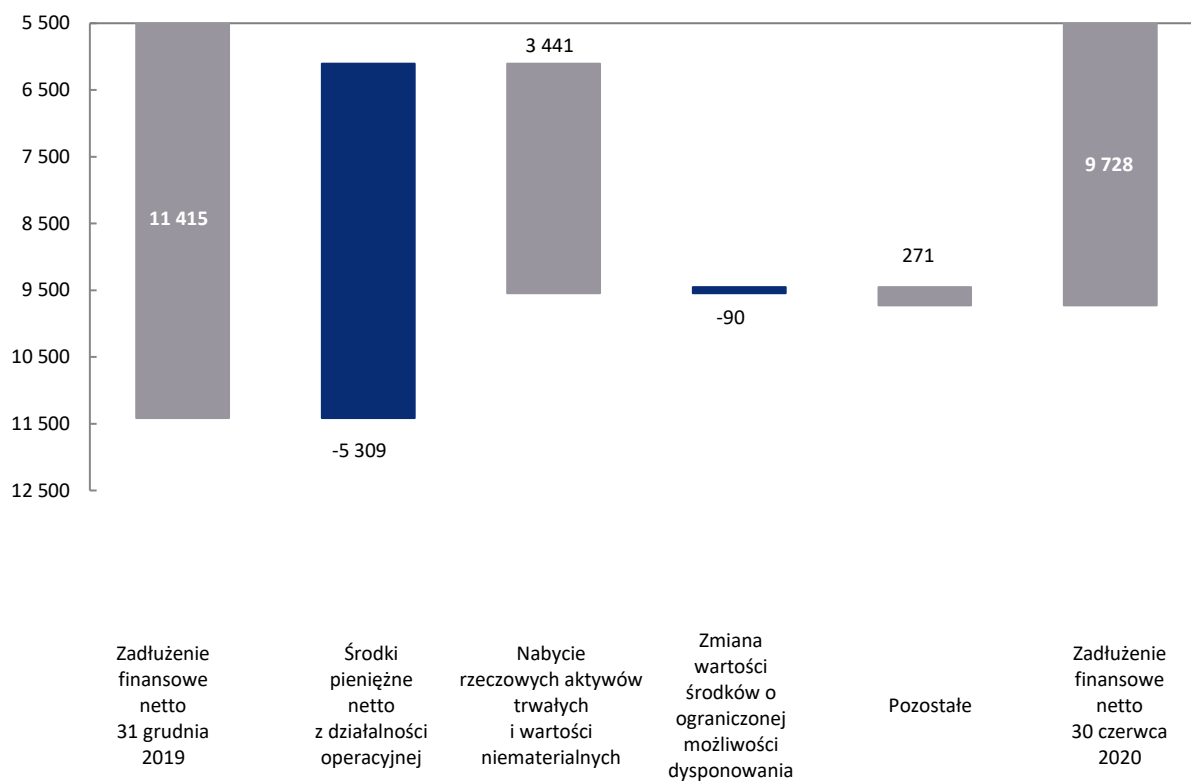
-7

Środki
pieniężne

1 311

2 018

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).

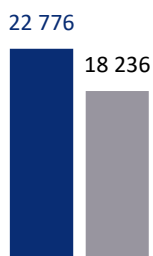


Wpływ na poziom zadłużenia netto		-5 309	3 441	-90	271	
Zadłużenie finansowe netto	11 415					9 728

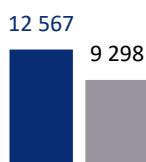
KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



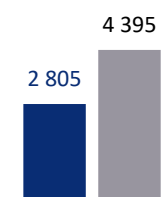
Energetyka Konwencjonalna



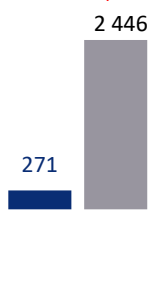
25% r/r



35% r/r



-36% r/r



-89% r/r

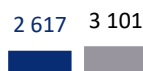


-2% r/r



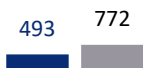
Ciepłownictwo

Przychody ze sprzedaży

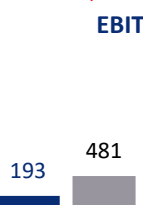


-16% r/r

EBITDA

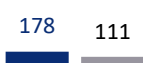


-36% r/r



-60% r/r

Nakłady inwestycyjne memoriałowo



60% r/r



Energetyka Odnawialna



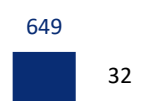
-7% r/r



-3% r/r



-16% r/r



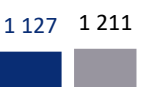
1 928% r/r



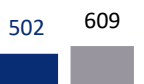
Dystrybucja



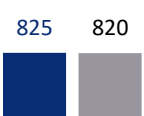
4% r/r



-7% r/r



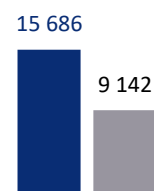
-18% r/r



1% r/r



Obrót



72% r/r



-60% r/r



-63% r/r



-33% r/r

Bilans energii elektrycznej

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

Wolumen	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, tym:	57,51	50,63	14%
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	20,12	21,89	-8%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	37,39	28,74	30%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	31,19	23,40	33%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	28,58	29,50	-3%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	2,26	2,27	0%

*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 sprzedaży i zakupu energii na rynku hurtowym i bilansującym związany jest z realizacją 100% obliwa przez Wytwórców, większymi niż w poprzednich latach redukcjami i tym samym mniejszą produkcją energii elektrycznej oraz zabezpieczeniem sprzedaży do odbiorców finalnych zakupem na rynku giełdowym.

Spadek wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych w I półroczu 2020 roku jest następstwem wysokiej bazy odnotowanej w I półroczu 2019 roku. Na początku 2019 roku spółki sprzedaży detalicznej GK PGE odnotowały zwiększony wolumen sprzedaży energii elektrycznej w związku z przejściem odbiorców finalnych po upadłych przedsiębiorstwach obrotu i pełnieniem przez spółki GK PGE roli sprzedawcy rezerwowego.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji energii elektrycznej	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	28,58	29,50	-3%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	14,68	17,01	-14%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	7,42	6,39	16%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,02	-50%
Elektrociepłownie węglowe	2,46	2,40	3%
Elektrociepłownie gazowe	2,39	2,26	6%
Elektrociepłownie biomasowe	0,21	0,14	50%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,02	0,02	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,37	0,33	12%
Elektrownie wodne	0,25	0,27	-7%
Elektrownie wiatrowe	0,78	0,68	15%
<i>w tym produkcja OZE</i>	1,27	1,13	12%

Niższy poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2020 roku jest głównie efektem niższego zapotrzebowania KSE oraz wyższej generacji wiatrowej i importu energii, które przełożyły się na niższą generację elektrowni węglowych. Powyższy efekt został częściowo zniwelowany przez produkcję nowych bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (spadek o 2,3 TWh) jest następstwem niższego średniego obciążenia Elektrowni Bełchatów na blokach 2-14 o 21 MW, tj. o 7% oraz Elektrowni Turów o 9 MW, tj. o 6%. Na skutek mniejszego wykorzystania przez PSE S.A., bloki Elektrowni Bełchatów pozostawały w rezerwie dłużej o 2 426 h, natomiast bloki Elektrowni Turów dłużej o 1 266 h. Dodatkowo niższa produkcja jest efektem wyłączenia bloku nr 1 w Elektrowni Bełchatów z końcem maja 2019 roku.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (wzrost o 1,0 TWh) wynika z wyższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest głównie efektem pracy bloków 5 i 6, które wyprodukowały w I półroczu 2020 roku 3,3 TWh energii elektrycznej przy

0,7 TWh w I półroczu 2019 roku. Powyższy efekt został pomniejszony na skutek dłuższego o 3 565 h czasu postoju bloków 1-4 w rezerwie w wyniku niższego wykorzystania tych bloków przez PSE S.A. Niższa produkcja w Elektrowni Dolna Odra jest następstwem dłuższego o 4 778 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach (blok nr 6 pozostawał w remoncie od 30 września 2019 roku do 30 czerwca 2020 roku natomiast blok nr 7 pozostaje w remoncie od maja 2020 roku). Niższa produkcja w Elektrowni Rybnik spowodowana jest dłuższym o 6 900 h postojem bloków 3-8 tej elektrowni w rezerwie oraz niższym obciążeniem o 10 MW.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych jest następstwem wyższej produkcji energii elektrycznej w Elektrociepłowni Lublin Wrotków i Elektrociepłowni Rzeszów na skutek wyższej opłacalności produkcji ze względu na warunki rynkowe.

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.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych i elektrowniach wodnych oraz z odpadów komunalnych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

Wyższa produkcja na farmach wiatrowych wynika z lepszej wietrzności w I półroczu 2020 roku. Wykorzystanie mocy na farmach wiatrowych w I półroczu 2020 roku było średnio większe o ponad 3 p.p.

Wzrost produkcji w elektrowniach szczytowo-pompowych wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I półroczu 2020 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
Produkcja ciepła	28,58	29,40	-3%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,50	1,51	-1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,34	0,50	-32%
Elektrociepłownie węglowe	20,75	21,22	-2%
Elektrociepłownie gazowe	5,47	5,48	0%
Elektrociepłownie biomasowe	0,37	0,53	-30%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,07	0,06	17%
Elektrociepłownie pozostałe	0,08	0,10	-20%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła w I półroczu 2020 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. W porównaniu z 2019 rokiem średnie temperatury w 2020 roku były wyższe o 2,1°C, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

Sprzedaż ciepła

W I półroczu 2020 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 27,75 PJ i był niższy o 0,82 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w 2020 roku.

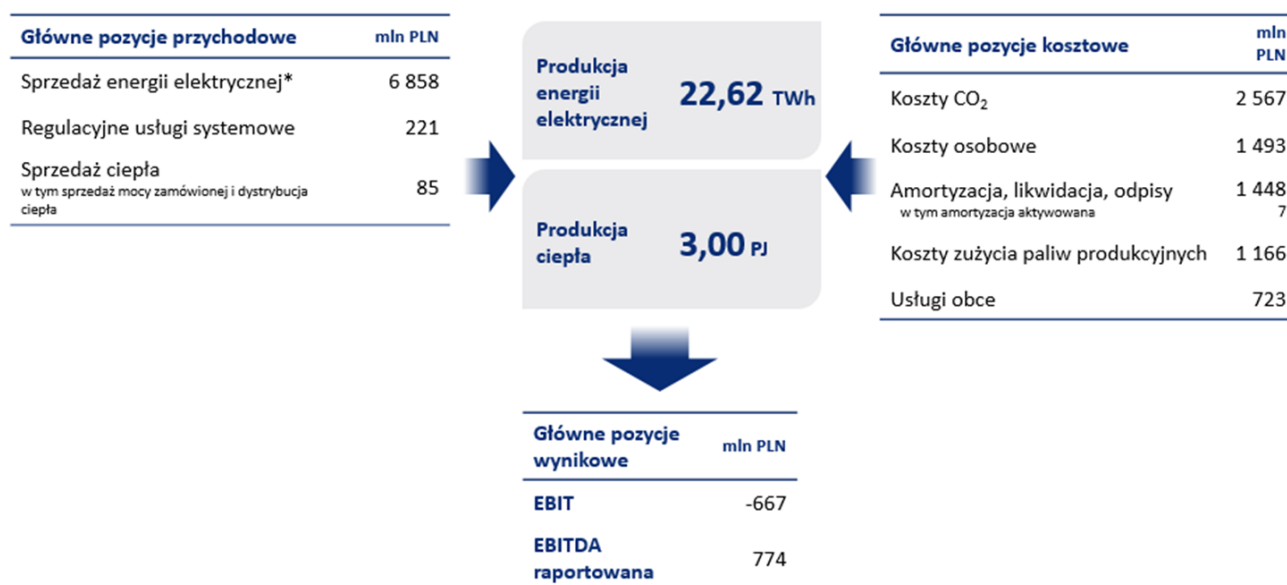
4.3. Charakterystyka segmentów działalności

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



*Ujęcie zarządcze.

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 („RUS”)** na podstawie umów zawartych z polskim Operatorem Systemu Przesyłowego („OSP”) czyli spółką PSE S.A. Są one równoległymi przychodami do tych uzyskiwanych z rynku energii elektrycznej, a związane są z koniecznością stabilnego funkcjonowania KSE. RUS świadczą elektrownie PGE GiEK S.A.

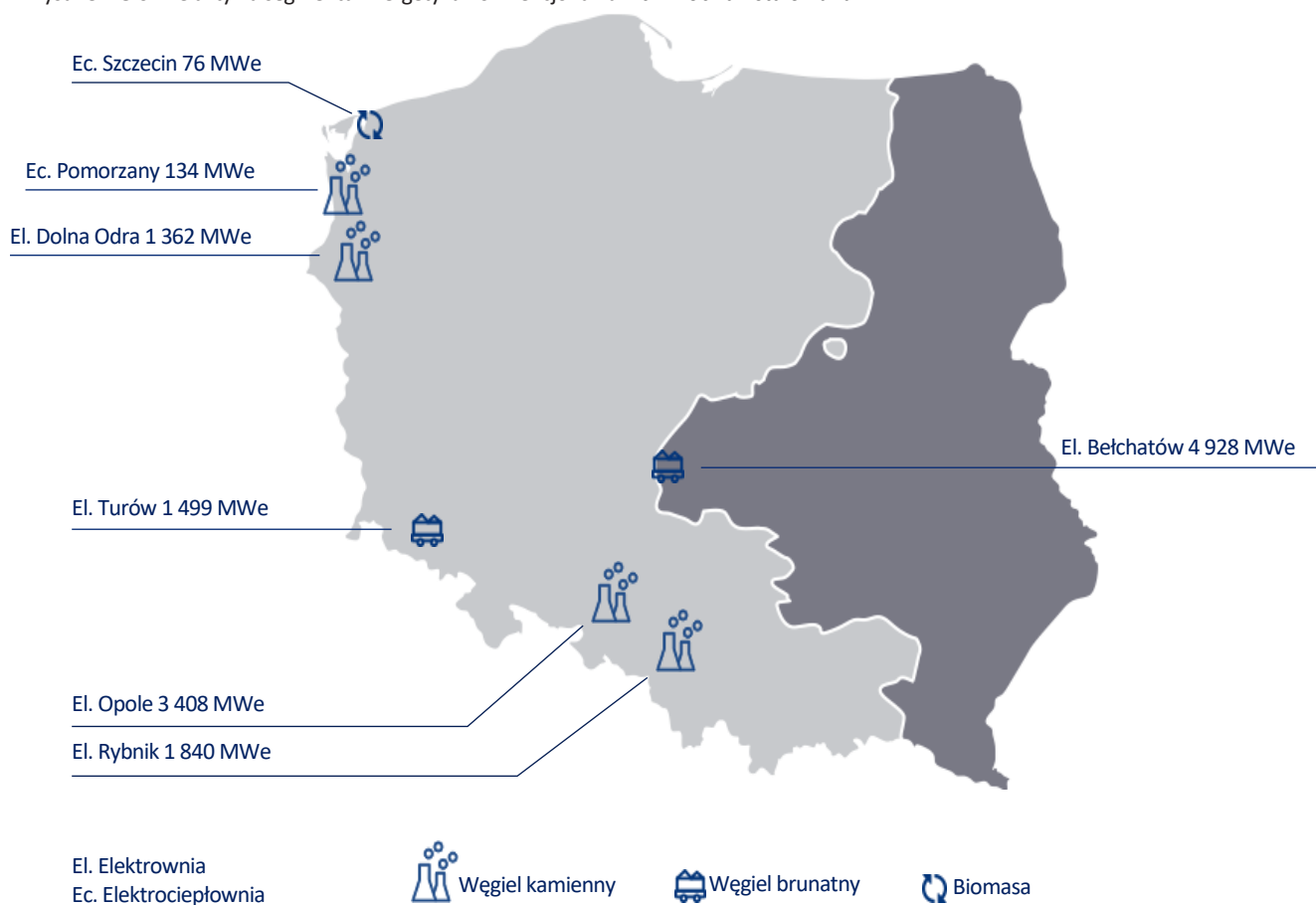
Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego zarówno w elektrowniach systemowych oraz Elektrociepłowni Szczecin i Elektrociepłowni Pomorzany, będących częścią Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

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 87%⁷ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 33%⁸ 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 i ich moc zainstalowana.

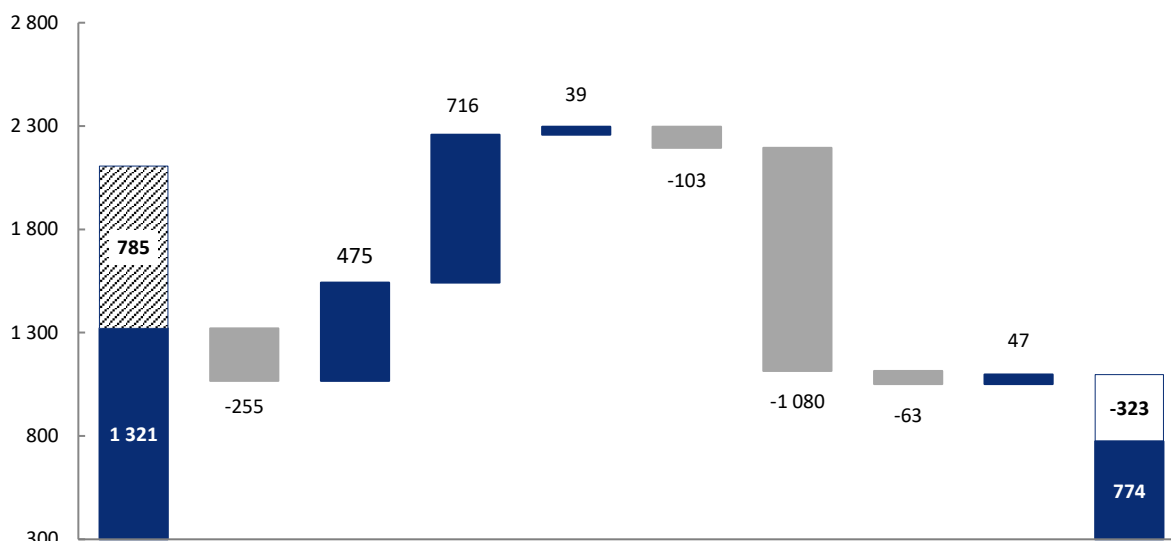


⁷ Wyczerpanie własne w oparciu o dane GUS.

⁸ Wyczerpanie własne w oparciu o dane ARE



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2019	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. 2020
Odchylenie		-255	475	716	39	-103	-1 080	-63	47	
EBITDA raportowana I pół. 2019	2 106									
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019	785									
EBITDA powtarzalna I pół. 2019	1 321	5 733	189	182	1 063	1 608	1 411			
EBITDA powtarzalna I pół. 2020		5 953	905	221	1 166	2 688	1 474			1 097
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020										-323
EBITDA raportowana I pół. 2020										774

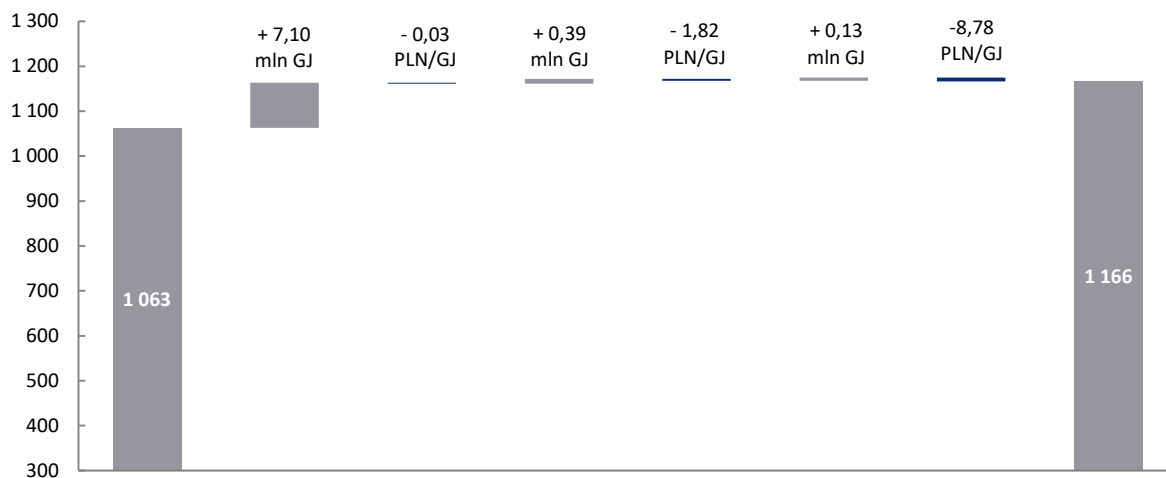
*Pozycje skorygowane o wpływ zdarzeń jednorazowych.

-  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 S.A. o 1,1 TWh ze względu na niższe wykorzystanie jednostek wytórczych przez PSE S.A. za sprawą niższego zapotrzebowania w KSE oraz wyższej generacji wiatrowej (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku terminowym** (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Wyższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej** z powodu wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 5,0 TWh, przy wyższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną.
- **Wyższe przychody z RUS**, głównie z Operacyjnej Rezerwy Mocy („ORM”) ze względu na mniejsze wykorzystanie jednostek wytórczych a także wyższe przychody wynikające z ilości uruchomień bloków po odstawieniu do rezerwy w Elektrowni Bełchatów i w Elektrowni Opole.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek wyższej produkcji na tym paliwie (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania). 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 oraz oddania do eksploatacji mniej emisyjnych bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Opole. 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).

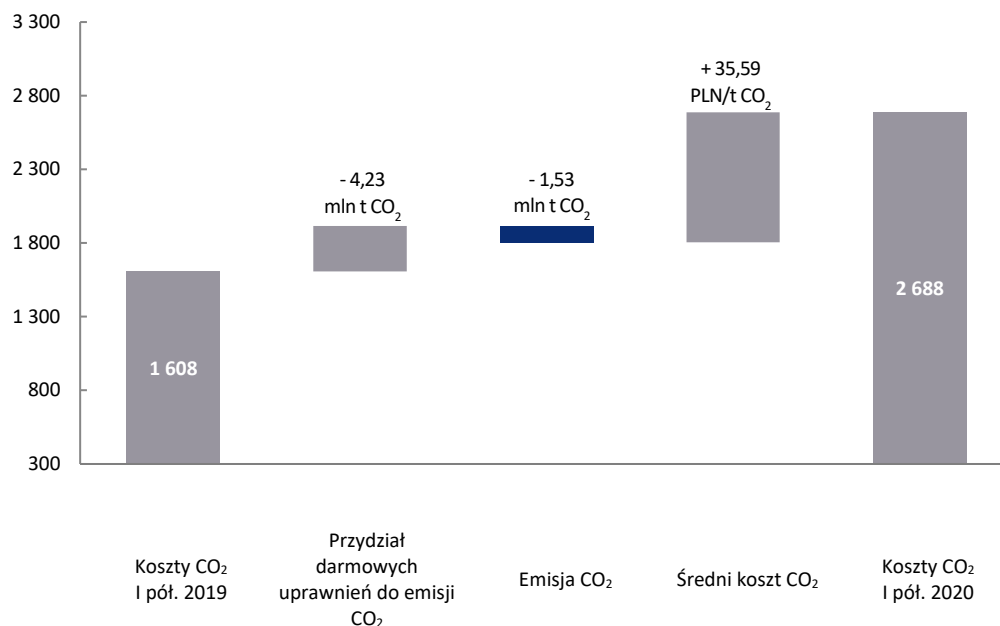


	Koszty paliw I pół. 2019	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw I pół. 2020
Odchylenie		100	-2	11	-4	7	-9	
Koszty paliw I pół. 2019	1 063	975		54		34		
Koszty paliw I pół. 2020		1 073		61		32		1 166

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

Rodzaj paliwa	I półrocze 2020		I półrocze 2019	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	3 345	1 073	3 158	975
Biomasa	247	61	213	54
Olej opałowy lekki i ciężki	22	32	18	34
RAZEM		1 166		1 063

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



Odchylenie	307	-111	884
Koszty CO ₂ I pół. 2019	1 608		
Koszty CO ₂ I pół. 2020			2 688

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2020 i 2019 roku.

mln PLN	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	691	1 368	-49%
▪ Rozwojowe	183	787	-77%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	508	581	-13%
Pozostałe	35	32	9%
RAZEM	726	1 400	-48%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	87	181	-52%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	813	1 581	-49%

KLUCZOWE WYDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Kluczowe inwestycje rozwojowe:

- 3 stycznia 2020 roku podjęto decyzję o akceptacji wyboru oferty konsorcjum w składzie General Electric Global Services GmbH (Lider konsorcjum), Polimex Mostostal S.A. oraz General Electric International Inc. złożonej w postępowaniu pn. „Budowa dwóch bloków gazowo-parowych w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra”. Planowane bloki gazowo-parowe znalazły się wśród jednostek wytwórczych, które uzyskały 17-letni kontrakt w aukcji głównej rynku mocy, który zacznie obowiązywać od 2024 roku.
- 30 stycznia 2020 roku podpisano kontrakt na budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocy ok. 1 400 MW w Elektrowni Dolna Odra.
- 10 marca 2020 roku została podpisana umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. urządzeń i instalacji gazowych bloków 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra.
- 20 marca 2020 roku Minister Klimatu podpisał koncesję z pozwoleniem dalszej eksploatacji złoża węgla brunatnego w Turowie przez następne 6 lat.

- 30 marca 2020 roku została podpisana z PSE S.A. umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej KSE bloków 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra.
- 31 maja 2020 roku zakończył się 1 rok okresu gwarancyjnego dla bloku 5 w Elektrowni Opole. W tym czasie blok 5 pracował zgodnie z potrzebami KSE bez istotnych problemów. Dyspozycyjność bloku 5 w w/w okresie spełnia warunki kontraktu.
- 17 czerwca 2020 roku zawarto umowę z firmą ELBIS sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu na świadczenie usługi pełnienia funkcji Inżyniera Kontraktu dla potrzeb realizacji projektu „Budowa bloków 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra” dla PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra.
- 10 lipca 2020 roku zawarto umowę z firmą SPIE Elbud Gdańsk S.A. pn. „Budowa układu wyprowadzenia mocy do sieci elektroenergetycznej wraz z układem zasilania rezerwowego dla dwóch bloków gazowo-parowych dla PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra”.

Kluczowe inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem emisji do środowiska:

- 2 lutego 2020 roku przeprowadzona została synchronizacja bloku nr 2 w Elektrowni Bełchatów po przeprowadzonej modernizacji jednostki.
- 3 lutego 2020 roku zawarto umowę na zabudowę instalacji dla redukcji poziomu emisji rtęci dla bloków 2-12 i 14 w Elektrowni Bełchatów.
- 28 lutego 2020 roku przekazano do eksploatacji Instalację Odsiarczania Spalin dla bloków A i B w Elektrociepłowni Pomorzany.
- 3 marca 2020 roku przeprowadzono próbę wodną kotła na bloku 3 w Elektrowni Turów z wynikiem pozytywnym.
- 27 marca 2020 roku zakończył się ruch próbny bloku 1 w Elektrowni Turów. W kwietniu 2020 roku blok 1 został przekazany do eksploatacji.
- 23 kwietnia 2020 roku uzyskano Decyzję Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego na prowadzenie dwóch instalacji oczyszczalni ścieków : mechaniczno- biologicznej oraz mechanicznej oczyszczalni ścieków przemysłowo-opadowych położonych na terenie Oddziału Elektrowni Dolna Odra.
- 6 maja 2020 roku zawarto Aneks nr 3 z SBB Energy S.A. (lider konsorcjum) i Polimex oraz Polimex-Mostostal S.A. do Umowy pn. „Dostawa i montaż instalacji katalitycznego odazotowania spalin dla kotłów typu OP-650 bloków 5, 6, 7, 8 w Elektrowni Dolna Odra”.
- 1 czerwca 2020 roku uzyskano prawomocne decyzje na budowę instalacji fotowoltaicznej „Dolna Odra PV1 i PV2” o mocy 999,6 kWp każda, na terenie Oddziału Elektrowni Dolna Odra, wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną.
- 23 czerwca 2020 roku zawarto umowę na zabudowę systemów pomiarowych ciągłych pomiarów emisji do powietrza rtęci (Hg), amoniaku (NH₃) i chlorowodoru (HCl) w Elektrowni Rybnik.
- 3 lipca 2020 roku zsynchronizowano z KSE blok 6 (po remoncie) w Elektrowni Dolna Odra, co pozwoliło zakończyć prace w zakresie ruchu regulacyjnego instalacji katalitycznego odazotowania spalin („SCR”) bloku 6 i przejścia do ruchu optymalizacyjnego.
- 15 lipca 2020 roku przekazano po modernizacji instalację odsiarczania spalin („IOS”) 7-8 do 72-godzinne Ruchu Próbnego. 18 lipca 2020 roku zakończono 72-godzinny Ruch Próbnny IOS.
- 23 lipca 2020 roku podpisany został protokół przekazania do eksploatacji po modernizacji bloku 2 w Elektrowni Bełchatów.
- 26 lipca 2020 roku blok 3 w Elektrowni Turów zsynchronizowano z KSE.
- 31 lipca 2020 roku zawarto umowę na modernizację elektrofiltrów bloków 4-8 w Elektrowni Rybnik.

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

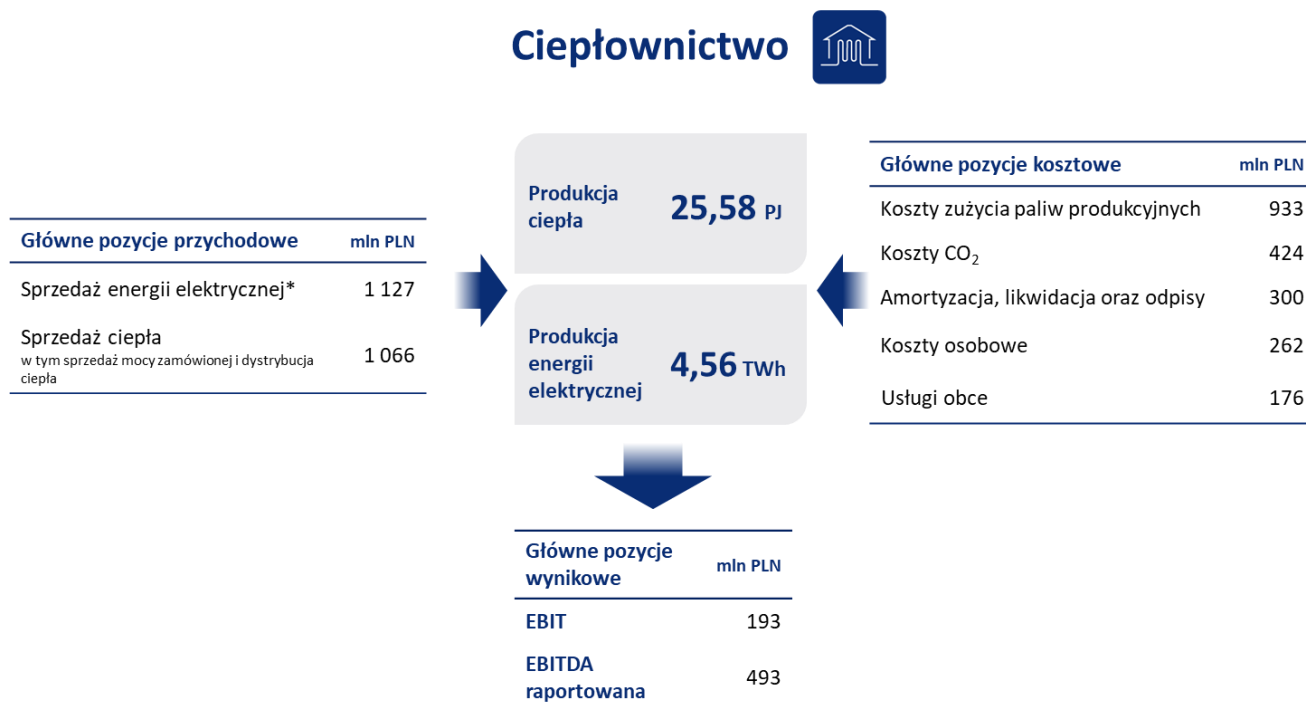
Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w I półroczu 2020 roku (netto bez kosztów finansowania)	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Przewidywany termin zakończenia inwestycji	Status
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów							
Budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW w Elektrowni Turów	4,3 mld PLN	3,2 mld PLN	120,2 mln PLN	Węgiel brunatny/ 43,1%	Konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas	Termin umowy: Październik 2020 roku Generalny Wykonawca przedstawił propozycję zmiany terminu zakończenia realizacji inwestycji budowy nowego bloku i przesunięcia terminu uruchomienia na kwiecień 2021 roku . Propozycja ta jest przedmiotem analizy w PGE.	Po zakończeniu I półroczu 2020 roku ogólne zaawansowanie projektu wynosi 97%. Na terenie budowy prowadzone są prace uruchomieniowe poszczególnych urządzeń nowego bloku. Podane zostało napięcie z linii elektroenergetycznej 400 kV. Dokonano chemicznego czyszczenia kotła oraz nastąpiło pierwsze rozpalenie kotła na oleju lekkim.
Budowa nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra							
Budowa dwóch bloków gazowo-parowych 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra	4,3 mld PLN	6,3 mln PLN	2 mln PLN*	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	Grudzień 2023 roku	30 stycznia 2020 roku podpisano kontrakt na budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocy ok. 1 400 MWe w Elektrowni Dolna Odra. Inwestycja jest na etapie projektowania. Prowadzone są prace przygotowawcze do przekazania terenu budowy Generalnemu Wykonawcy.

*Poniesione nakłady nie uwzględniają wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji.

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.



*Ujęcie zarządcze.

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, których taryfy na ciepło kalkulowane są z wykorzystaniem metody uproszczonej (w odróżnieniu od taryfowania na bazie pełnej struktury kosztów) w oparciu o tzw. ceny referencyjne, przede wszystkim warunkowane średnimi cenami 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 Żgierzu, 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, uzyskują wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji, dla dużych jednostek wyznaczane są w trybie indywidualnym. 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, przychody z tego tytułu uzyskiwane są 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 S.A. W skład segmentu od 2 stycznia 2019 roku wchodzi spółki: PGE EC S.A., Kogeneracja S.A., Elektrociepłownia Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., Ekoserwis sp. z o.o., PEC Zgierz sp. z o.o. oraz Megazec sp. z o.o.

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.

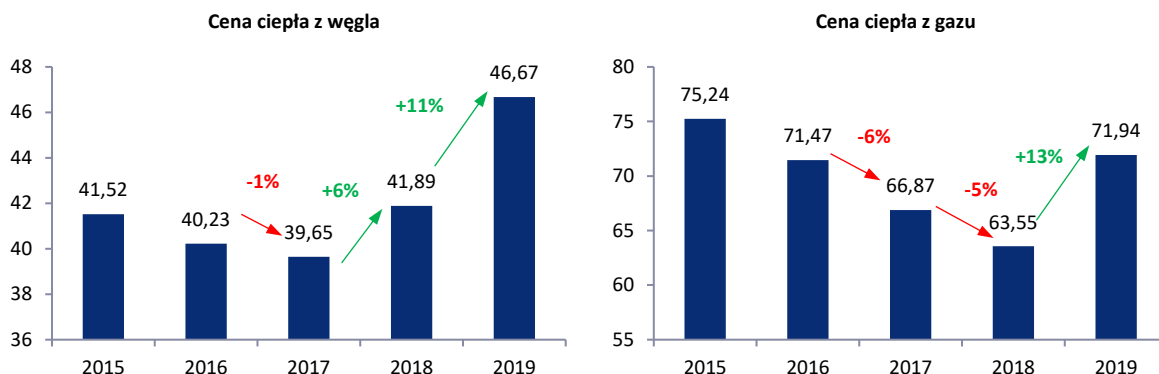


TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

Opis taryfowania w segmencie

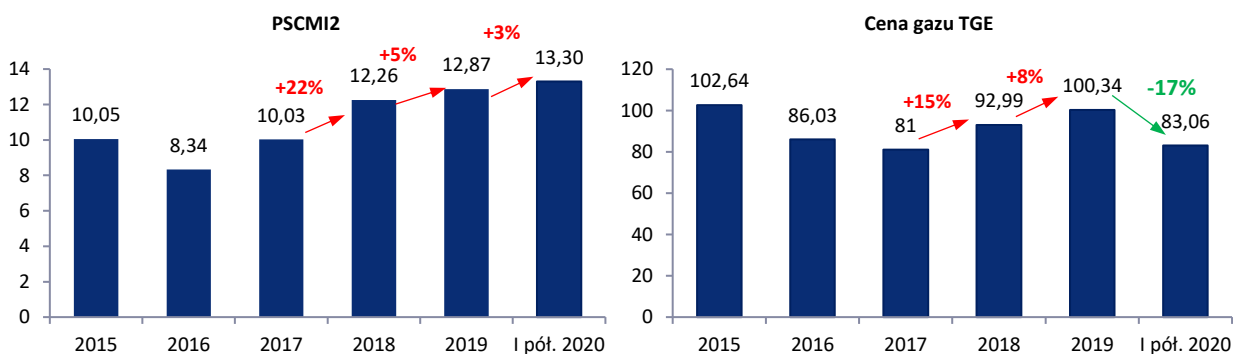
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



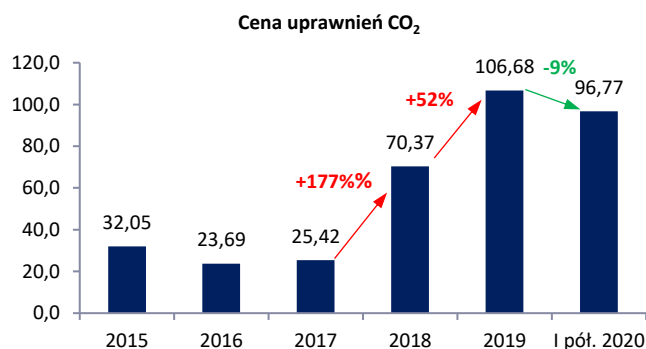
Źródło: URE.

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



Źródło: ARP, TGE.

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



Źródło: ICE; średni kurs EUR 4,40 PLN.

Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze wzrosty kosztów, wzrosła w 2019 roku o 11%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2020 roku. W I półroczu 2020 roku odnotowano natomiast dalszy średni rynkowy wzrost ceny węgla o 3%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ spadła o 9%.

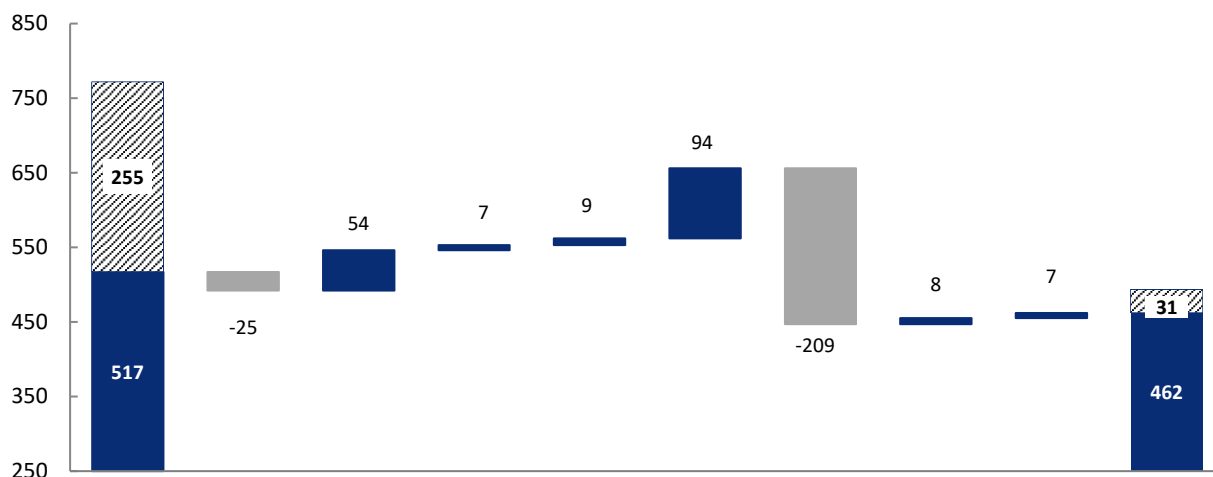
Oprócz opóźnienia czasowego w przenoszeniu kosztów istotne znaczenie ma fakt, że koszt CO₂ jest przenoszony jedynie częściowo w cenie jednostek referencyjnych. Jest to związane z tym, że ok. 45% jednostek ciepłowniczych w Polsce należy do systemu EU ETS (moc powyżej 20 MW), a więc jest zobowiązanych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

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2020 roku ustalane są na bazie wzrostu ceny referencyjnej (13%), przy czym w I półroczu 2020 roku obserwowane są już niższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny te kształtują się na poziomie 83 PLN/MWh i wynikają w znaczącym stopniu z kontraktacji terminowej.

Na wyniki segmentu znacząco wpływają warunki atmosferyczne. Temperatury kształtują 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 wyniku EBITDA w segmencie Ciepłownictwo w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie	-25	54	7	9	94	-209	8	7	
EBITDA raportowana I pół. 2019									772
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019									255
EBITDA powtarzalna I pół. 2019		1 037	1 111	1 027	215	269			517
EBITDA powtarzalna I pół. 2020	1 066		1 127	933	424	261			462
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020									31
EBITDA raportowana I pół. 2020									493

*Zawiera koszty umorzenia PM dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych.

**Pozycje skorygowane o wpływ zdarzeń jednorazowych.

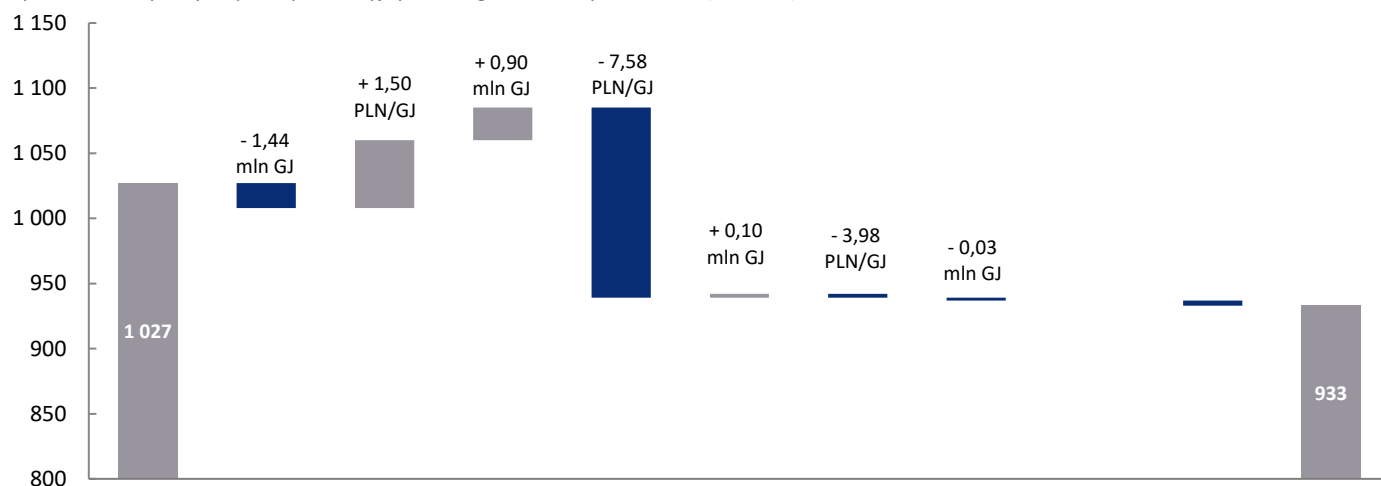


Odwroćcie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła** w I półroczu 2020 roku r/r to efekt wysokich temperatur zewnętrznych, w porównaniu do 2019 roku średnie temperatury były wyższe o 2,1°C, co przełożyło się na niższą o 1,6 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem opublikowania przez URE nowych cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w kogeneracji.
- **Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w segmencie o 0,2 TWh jako efekt wyższej produkcji w Elektrociepłowni Lublin Wrotków oraz w Elektrociepłowni Rzeszów spowodowanej wysoką marżowością w efekcie niskich cen gazu ziemnego
- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Niższe koszty zużycia paliw** spowodowane są spadkiem cen gazu ziemnego na rynku hurtowym oraz niższą produkcją ciepła. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz przyznaniem niższej puli darmowych uprawnień. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt spadku zatrudnienia r/r.

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

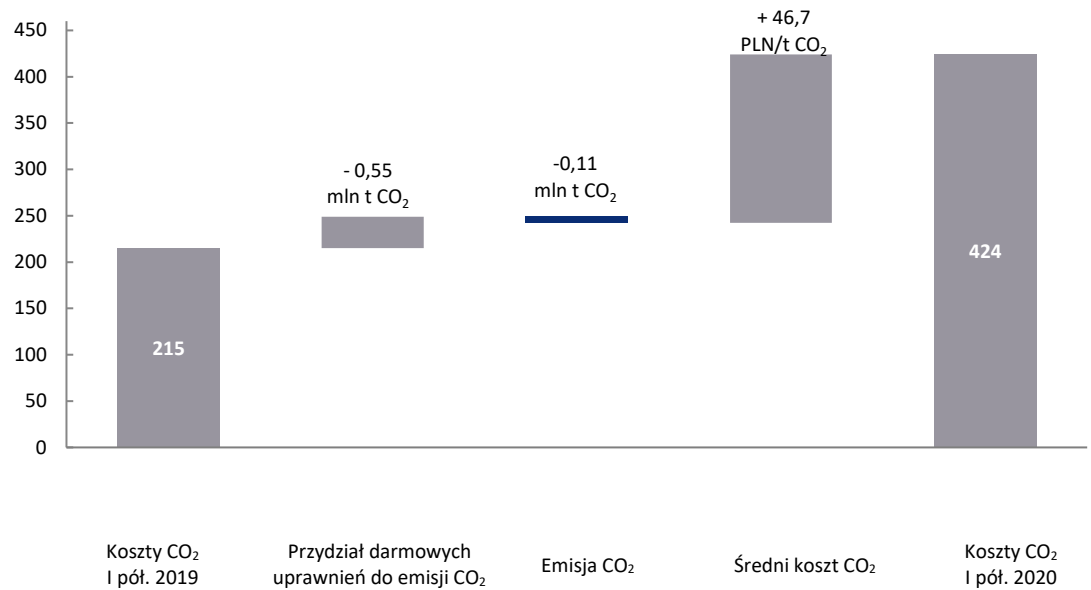


	Koszty paliw I pół. 2019	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Pozostałe surowce	Koszty paliw I pół. 2020
Odchylenie		-19	52	25	-146	3	-3	-2	0	-4	
Koszty paliw I pół. 2019	1 027	481		509		16		9		12	
Koszty paliw I pół. 2020		514		388		16		7		8	933

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2020		I półrocze 2019	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 547	514	1 598	481
Gaz (tys. m ³)	632 977	388	600 798	509
Biomasa	74	16	71	16
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	15	-	21
RAZEM		933		1 027

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



Odchylenie	34	-7	182
Koszty I pół. 2019	215		
Koszty I pół. 2020			424

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo w I półroczu 2020 i 2019 roku.

mIn PLN	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	160	98	63%
■ Rozwojowe	55	12	358%
■ Modernizacyjno-odtworzeniowe	105	86	22%
Pozostałe	18	13	38%
RAZEM	178	111	60%

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 księgowe.

**Uwzględnia produkcję energii elektrycznej w ramach rozruchu farm wiatrowych Starza/Rybice oraz Karnice II.

Segment Energetyka Odnawialna oparty jest przede wszystkim o przychody 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 tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia energii uzyskiwane przez aktywa segmentu, z wyłączeniem elektrowni wodnych powyżej 5 MWe.

Stabilna część wynikowa segmentu związana jest ze świadczeniem RUS przez elektrownie szczytowo-pompowe, realizowanych w oparciu o umowę z 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

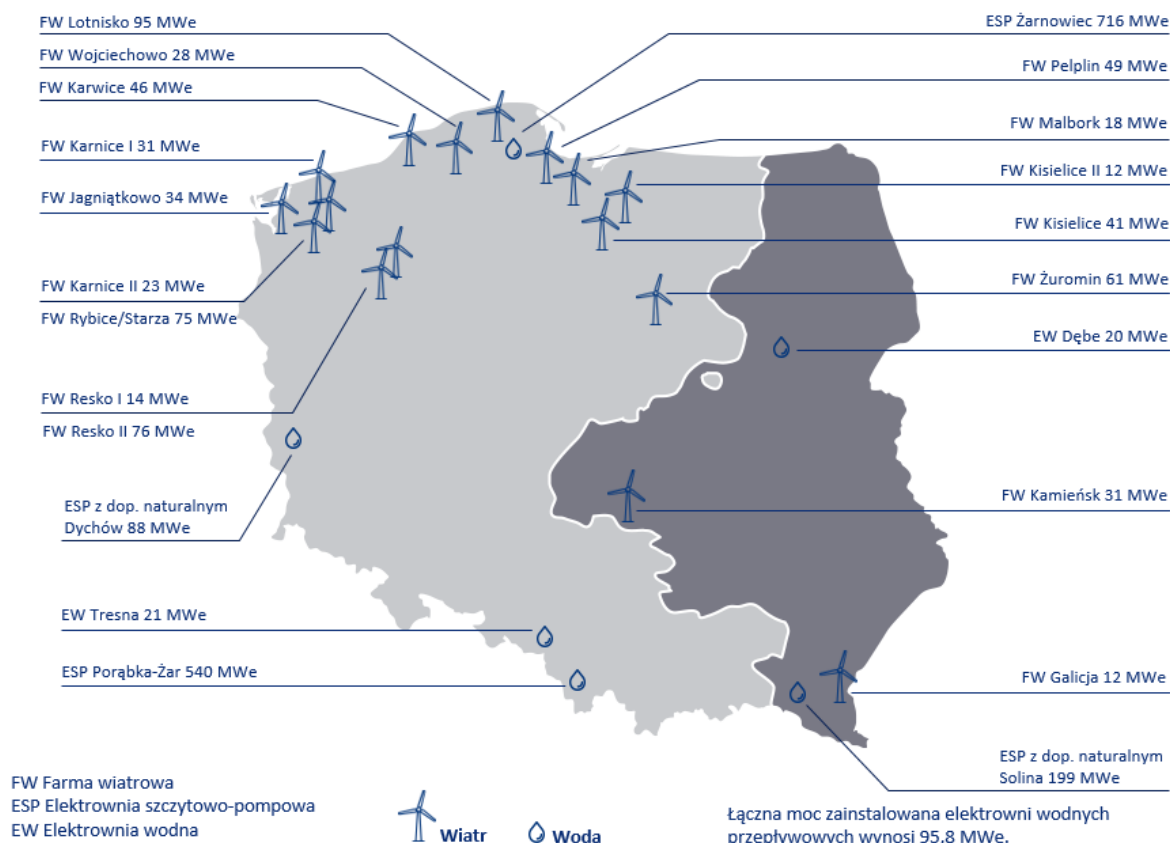
W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Ze względu na charakter działalności w skład segmentu wchodzi PGE Baltica sp. z o.o., która została tu ujęta prezentacyjnie. Spółka ta odpowiada za wszelkie działania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

W II kwartale 2020 roku zostały uruchomione nowo wybudowane farmy wiatrowe: Starza/Rybice oraz Karnice II. Farmy te składają się w sumie z 43 turbin o łącznej mocy zainstalowanej 98 MW. Inwestycja zrealizowana została w województwie zachodniopomorskim, na obszarze powiatów Kamień Pomorski i Gryfice.

Na aktywa segmentu składa się:

- 16 farm wiatrowych⁹,
- 1 elektrownia fotowoltaiczna¹⁰,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna i ich moc zainstalowana.

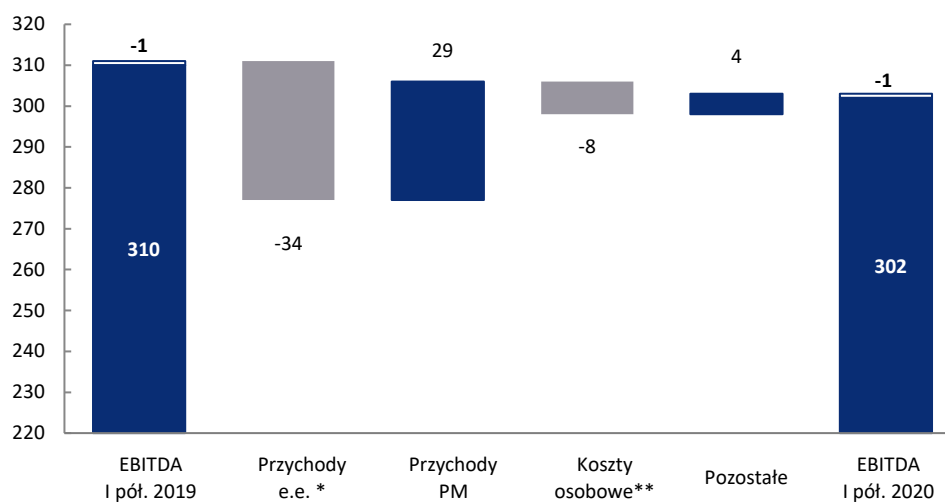


⁹W lipcu 2020 roku została zakupiona operacyjna farma wiatrowa Skoczylkody o łącznej mocy zainstalowanej 36 MW, zwiększając tym samym liczbę farm wiatrowych do 17, co zostanie zaprezentowane w kolejnym sprawozdaniu.

¹⁰W sierpniu 2020 roku została uruchomiona nowa elektrownia fotowoltaiczna PV Lesko o mocy 1 MW, zwiększając tym samym liczbę elektrowni fotowoltaicznych do 2, co zostanie zaprezentowane w kolejnym sprawozdaniu.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie					
		-34	29	-8	4
EBITDA raportowana I pół. 2019	310				
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019	-1				
EBITDA powtarzalna I pół. 2019	311	204	91	44	
EBITDA powtarzalna I pół. 2020		170	120	52	302
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020					-1
EBITDA raportowana I pół. 2020					301

*Suma zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV), z uwzględnieniem kosztów zakupu e.e. na potrzeby pompowania.

**Pozycja skorygowana o wpływ zdarzenia jednorazowego.

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

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

- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynika z: niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 44 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 45 mln PLN; częściowo skompensowane wyższym wolumenem sprzedaży o 58 GWh, co dało wzrost przychodów o ok. 11 mln PLN.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży praw majątkowych** wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 29 PLN/MWh r/r, co dało wzrost przychodów o ok. 23 mln PLN; wyższego wolumenu produkcji o 49 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 6 mln PLN.
- **Wzrost kosztów osobowych** wynika głównie ze wzrostu zatrudnienia, w związku z przechodzeniem na serwis własny farm wiatrowych oraz rozwojem spółki PGE Baltica sp. z o.o., która zajmuje się programem morskiej energetyki wiatrowej.
- **Wzrost pozycji pozostałe** wynika głównie z niższych kosztów prowadzenia działalności oraz przychodów z odszkodowań za szkody na turbinach wiatrowych.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I półroczu 2020 i 2019 roku.

mIn PLN	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	643	30	2 043%
▪ Rozwojowe	630	7	8 900%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	13	23	-43%
Pozostałe	6	2	200%
RAZEM	649	32	1 994%

KLUCZOWE WYDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

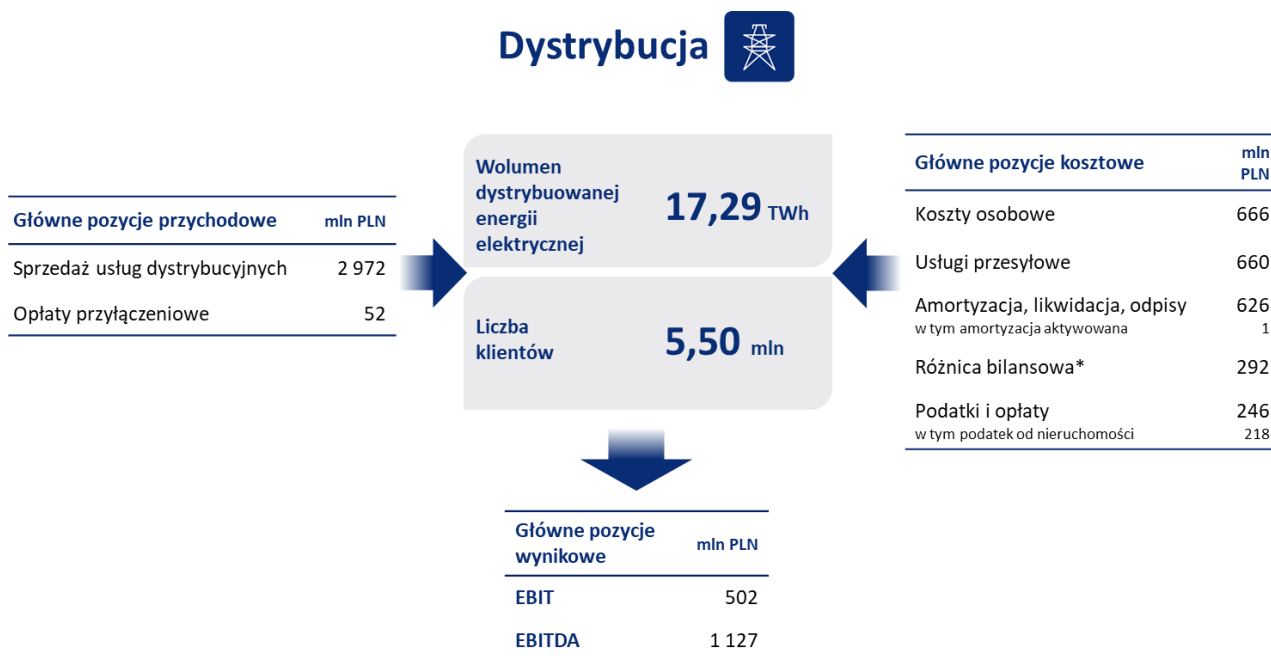
W ramach realizowanej budowy farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 98 MW uzyskano pozwolenia na użytkowanie oraz koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej dla FW Karnice II (27 luty 2020 roku; 3 kwietnia 2020 roku), FW Starza (3 kwietnia 2020 roku; 18 maja 2020 roku) oraz FW Rybice (20 kwietnia 2020 roku; 18 maja 2020 roku).

17 czerwca 2020 roku nastąpiło oddanie projektu farm wiatrowych do eksploatacji.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCJA

Opis segmentu i model jego działalności

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



*Ujęcie zarządcze.

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. Są to zarówno uzasadnione koszty operacyjne, amortyzacja, jak również koszty związane z koniecznością pokrycia strat bilansowych przy dystrybucji energii elektrycznej, czy zakupu usług przesyłowych od OSP. Równocześnie taryfa uwzględnia **koszty przenoszone w opłacie**, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, czy od 2019 roku opłata kogeneracyjna.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji jest **wynagrodzenie z tyt. zwrotu z zainwestowanego przez PGE 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, notowanych na Rynku Treasury BondSpot. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów jakościowych wyznaczonych przez Prezesa URE dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw, czas realizacji przyłączenia oraz (jeszcze nie uwzględniany) czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 129 829 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,5 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



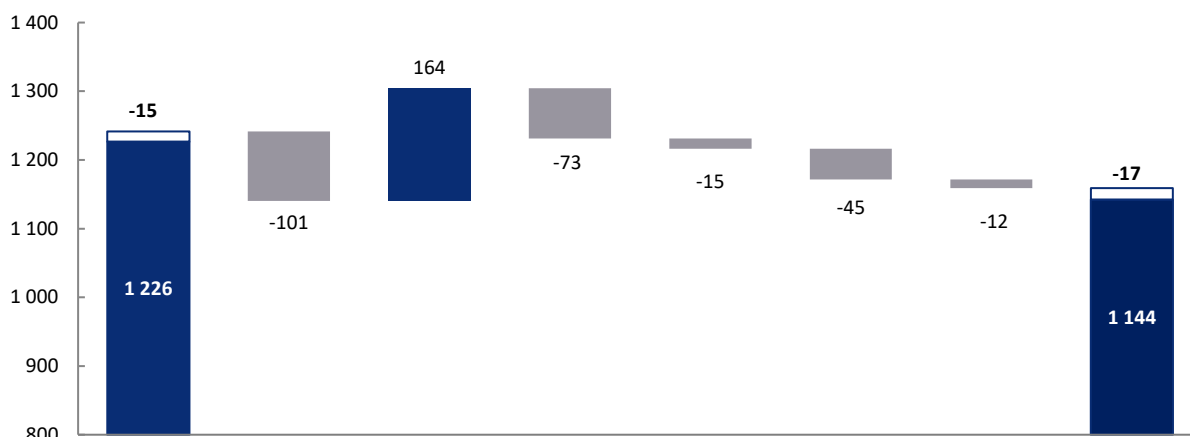
Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów w I półroczu 2020 i 2019 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I półrocze 2020	I półrocze 2019	I półrocze 2020	I półrocze 2019
Grupa taryfowa A	2,54	2,74	109	109
Grupa taryfowa B	6,65	7,09	12 287	11 890
Grupa taryfowa C+R	3,16	3,49	486 087	483 069
Grupa taryfowa G	4,94	4,81	4 999 745	4 937 432
RAZEM	17,29	18,13	5 498 228	5 432 500

*Z doszacowaniem sprzedaży.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2019	Wolumen dystrybuowanej e.e.	Zmiana taryfy dystrybucyjnej*	Różnica bilansowa**	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe***	Pozostałe	EBITDA I pół. 2020
Odchylenie		-101	164	-73	-15	-45	-12	
EBITDA raportowana I pół. 2019	1 211							
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2019	-15							
EBITDA powtarzalna I pół. 2019	1 226	2 179		219	203	604		
EBITDA powtarzalna I pół. 2020		2 242		292	218	649		1 144
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020								-17
EBITDA raportowana I pół. 2020								1 127

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

**Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

***Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

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

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 1,0 TWh, wynikający z ogólnego spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE, głównie wywołanego wpływem pandemii COVID-19.
- **Wzrost stawek w Taryfie 2020** o 9,5 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w analogicznym okresie ubiegłego roku, który przełożył się na wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych. W związku z opóźnieniami w zatwierdzeniu taryfy dystrybucyjnej (zaczęła obowiązywać od 6 kwietnia 2019 roku) w I kwartale 2019 roku przychody z usług dystrybucyjnych były naliczane wg stawek z taryfy obowiązującej w 2018 roku, podczas gdy w bieżącym okresie obowiązujące stawki uwzględniają skumulowany wzrost z zatwierdzonych taryf z ubiegłego oraz bieżącego roku.
- **Wyższe koszty energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie w efekcie niskiej bazy ubiegłego roku, kiedy ujęto „niegotówkowy” wpływ doszacowania zakupu energii elektrycznej w związku ze znaczącą zmianą ceny zakupu energii elektrycznej.
- **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 prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynikające głównie z wyższych kosztów usług obcych związanych z utrzymaniem i remontami majątku sieciowego.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w I półroczu 2020 i 2019 roku.

mIn PLN	I półrocze 2020	I półrocze 2019	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	367	352	4%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	400	431	-7%
Pozostałe	58	37	57%
RAZEM	825	820	1%

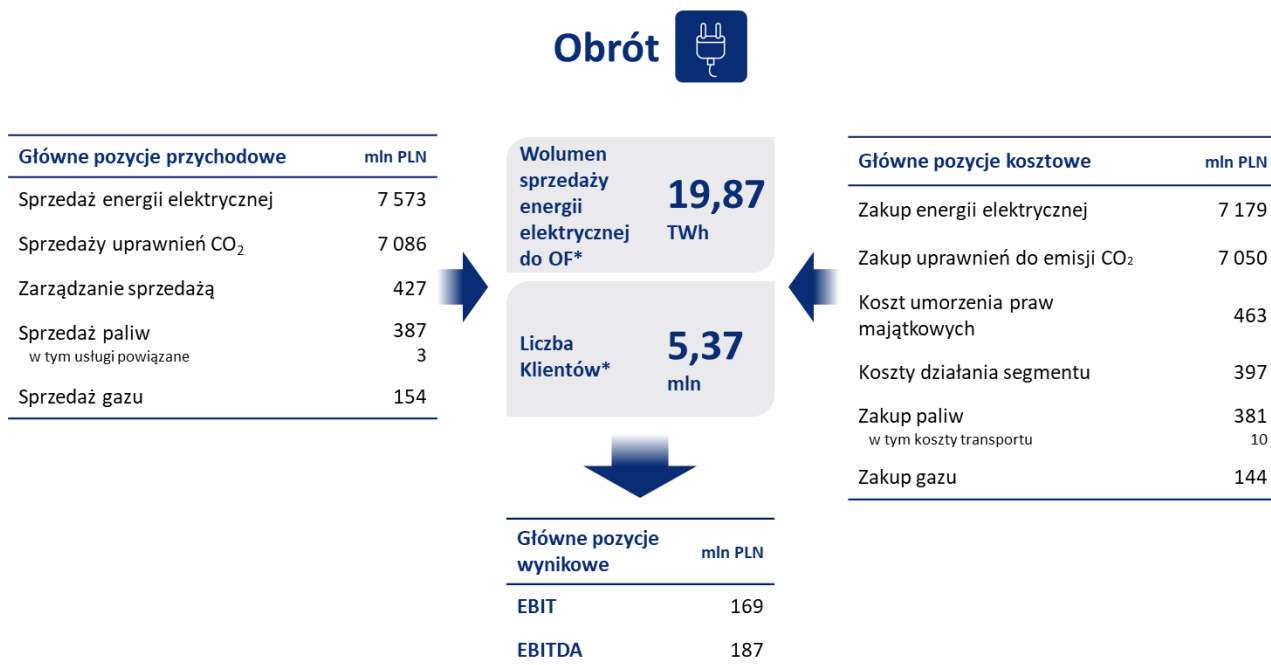
KLUCZOWE WYDARZENIA W SEGMENTCIE DYSTRYBUCJA

W I półroczu 2020 roku największe nakłady w kwocie 350 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.



*Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło przychodów to sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca ponad 75% 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 obejmuje również koszty związane z działalnością centrum korporacyjnego Grupy.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

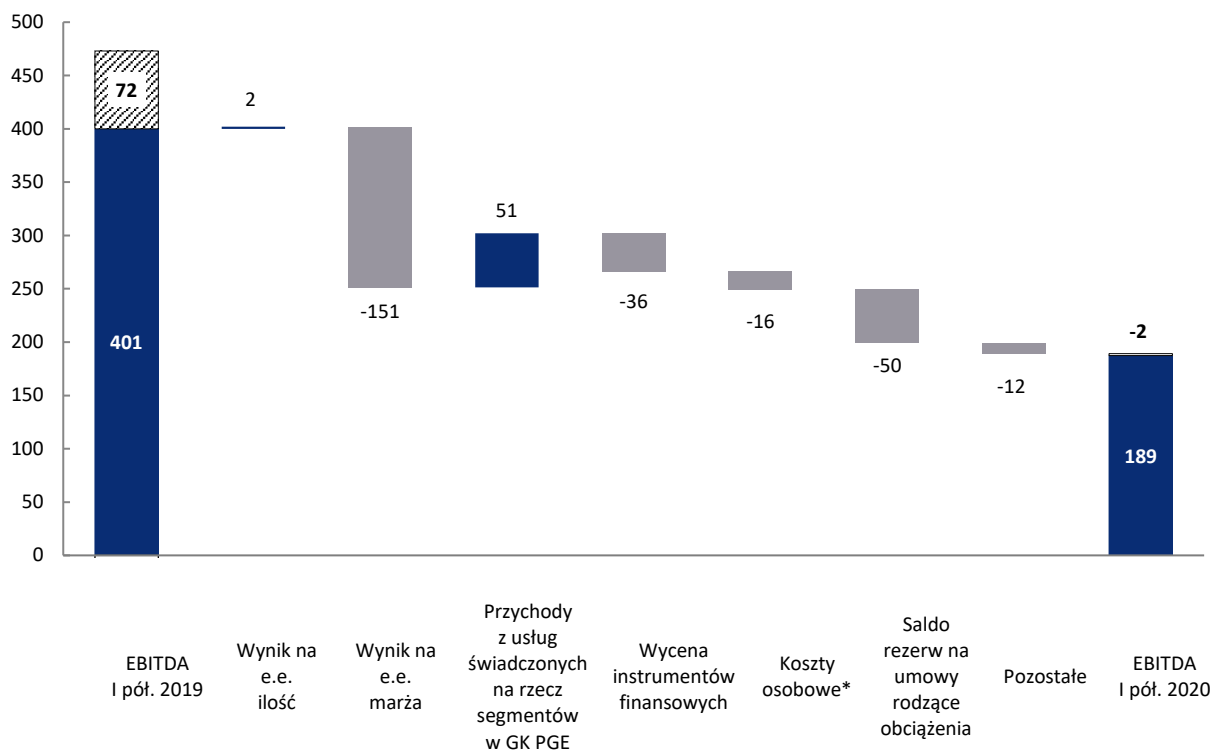
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w I półroczu 2020 i 2019 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I półrocze 2020	I półrocze 2019	I półrocze 2020	I półrocze 2019
Grupa taryfowa A	4,60	4,77	145	163
Grupa taryfowa B	7,08	7,73	12 533	12 653
Grupa taryfowa C+R	3,31	3,82	447 684	453 970
Grupa taryfowa G	4,88	5,02	4 913 860	4 835 987
RAZEM	19,87	21,34	5 374 222	5 302 773

*PGE Obrót S.A.



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	2	-151	51	-36	-16	-50	-12	
EBITDA raportowana I pół. 2019								473
Zdarzenie jednorazowe I pół. 2019								72
EBITDA powtarzalna I pół. 2019		26	395	46	172	224		401
EBITDA powtarzalna I pół. 2020		-123	446	10	188	174		189
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020								-2
EBITDA raportowana I pół. 2020								187

*Pozycja skorygowana o wpływ zdarzenia jednorazowego.

-  Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.
-  Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

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

- **Niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej**, wynikający głównie z obniżenia zapotrzebowania i realizacji odsprzedaży w transakcjach spot poniżej ceny zakupu w transakcjach terminowych.
- **Wzrost przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE**, wynikający głównie ze zwiększenia przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi, co jest konsekwencją wyższej wartości obrotu energią elektryczną objętą zarządzaniem.
- **Wycena instrumentów finansowych** tj. kontraktów typu forward związanych z handlem uprawnieniami do emisji CO₂.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.
- **Negatywny wpływ salda rezerw na umowy rodzące obciążenia** wynikający z odmiennych założeń przyjętych do wyliczenia poziomu rezerw w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na koniec I półrocza 2019 roku wynik na rezerwach był rezultatem zmian legislacyjnych, wprowadzających obowiązek utrzymania cen dla odbiorców z 30 czerwca 2018 roku. W I półroczu 2020 roku rezerwa na umowy rodzące obciążenia dotyczy głównie braku pokrycia części uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności w zakresie sprzedaży energii elektrycznej dla gospodarstw domowych – Prezes URE odmówił zatwierdzenia zmian dla grup taryfowych G.

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

ZAWARCIE UMOWY NA BUDOWĘ BLOKÓW ENERGETYCZNYCH W ELEKTROWNI DOLNA ODRA

30 stycznia 2020 roku PGE GiEK, zawarła umowę z konsorcjum firm w składzie: General Electric Global Services GmbH, Polimex Mostostal S.A. oraz General Electric International Inc.

Przedmiotem Umowy jest realizacja przez Wykonawcę w formule „pod klucz” budowy dwóch bloków gazowo-parowych o znamionowej mocy elektrycznej brutto 683 MWe każdy w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra (blok 9 oraz blok 10). Technologia ww. bloków będzie w układzie CCGT (układ gazowo-parowy z turbiną gazową).

Zgodnie z zapisami Umowy, przekazanie do eksploatacji obu bloków ma nastąpić do 11 grudnia 2023 roku.

Wartość Umowy na budowę bloków wraz z opcją samostartu wynosi 3 701 mln PLN netto. W powiązaniu z tym kontraktem zawarta została ponadto umowa o świadczenie usług serwisowych dla dwóch turbin gazowych przez okres 12 lat od dnia przekazania bloków do eksploatacji. Wartość umowy serwisowej wynosi 1 030 mln PLN netto. Łączna wartość wszystkich zawartych umów wynosi 4 731 mln PLN netto (5 819 mln PLN brutto).

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

- [Zawarcie umowy na budowę bloków energetycznych w Elektrowni Dolna Odra>>](#)

AKTUALIZACJA STRATEGII GRUPY PGE

Na dzień publikacji sprawozdania trwają zaawansowane prace nad opracowaniem nowej strategii Grupy do 2030 roku. Strategia ma dostosować GK PGE do zmieniającej się rzeczywistości i otoczenia, ze szczególnym uwzględnieniem uwarunkowań branży energetycznej, w tym polityki dekarbonizacyjnej Unii Europejskiej. Publikacja strategii przewidywana jest na jesień 2020 roku.

TESTY NA UTRATĘ WARTOŚCI RZECZOWYCH AKTYWÓW TRWAŁYCH, WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH ORAZ WARTOŚCI FIRMY

Z uwagi na zmienne otoczenie makroekonomiczne oraz regulacyjne Grupa Kapitałowa PGE okresowo weryfikuje przesłanki mogące świadczyć o utracie wartości odzyskiwalnej swojego majątku. W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób przyczyniły się do zmiany wartości posiadanych aktywów. W wyniku przeprowadzonych testów stwierdzono utratę wartości majątku. Wyniki testów zostały omówione w nocie 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz w raporcie bieżącym PGE S.A.:

- [Informacja o wyniku testów na utratę wartości aktywów](#)

WPŁYW PANDEMII COVID-19 NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY PGE

GK PGE na bieżąco identyfikuje czynniki ryzyka, które wpływają na wyniki Grupy w związku z pandemią COVID-19. Na 30 czerwca 2020 roku wpływ na wyniki finansowe pozostał ograniczony. Niemniej jednak, dalszy wpływ pandemii może być widoczny w kolejnych okresach. Dalsze możliwe skutki oraz ich skala są trudne do oszacowania. Istotny będzie czas trwania epidemii, jej ewentualne dalsze nasilenie i zasięg, a także jej wpływ na wzrost gospodarczy w Polsce. Równocześnie precyzyjność szacunków pozostaje utrudniona wobec szeregu innych czynników wpływających na rynek energii elektrycznej, w tym na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną.

Wybuch pandemii pociągnął za sobą oczekiwanie spowolnienia gospodarczego w 2020 roku w gospodarce światowej i w Polsce. Uwidacznia się ono między innymi w korekcie prognoz rynkowych PKB, produkcji przemysłowej i inwestycjach.

W związku z obniżonym poziomem aktywności gospodarczej Grupa PGE identyfikuje ryzyko utrzymywania się niższego poziomu krajowego zużycia energii elektrycznej. Ma on wpływ na spadek przychodów i marży z tytułu wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii w segmentach Dystrybucja i Obrót, jak również w segmencie Energetyka Konwencjonalna oraz Ciepłownictwo.

Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną wpływa na wykorzystanie jednostek wytwórczych. Część jednostek wytwórczych Grupy PGE jest w tak zwanej rezerwie wirującej i zabezpiecza ewentualne braki dostaw ze źródeł odnawialnych, importu czy wynikające z awarii innych elektrowni systemowych w Polsce. Większość produkcji została zakontraktowana w okresach poprzednich, dlatego w krótkim terminie negatywny wpływ niższych wolumenów na segment Energetyka Konwencjonalna powinien być w dużym stopniu ograniczony. Negatywny wpływ powinien być związany z potencjalnymi redukcjami ze strony OSP, skutkującymi niższą produkcją realizowaną z węgla brunatnego, która charakteryzuje się relatywnie stałą strukturą kosztów. Grupa PGE spodziewa się natomiast wpływu na wolumeny i ceny kontraktacji dla kolejnych okresów, przy czym na obecnym etapie nie jest możliwe oszacowanie tego wpływu.

Dla segmentu Obrót spadek wolumenu zapotrzebowania wpływał już na miniony okres, a negatywny wpływ wiązał się z niższym poziomem sprzedaży do odbiorców końcowych oraz wyższym kosztem bilansowania energii elektrycznej. Również w segmencie Dystrybucja niższy wolumen realizowanych dostaw do odbiorców końcowych bezpośrednio przekłada się na niższe przychody z tego tytułu.

Na 30 czerwca 2020 roku wpływ z tytułu przewidywanego wzrostu zatorów płatniczych, szczególnie na należnościach od przedsiębiorstw z sektora małych i średnich przedsiębiorstw nie był istotny. Natomiast, w zależności od dalszej sytuacji epidemiologicznej i gospodarczej, ryzyko pogorszonej płynności Grupy PGE oraz wzrostu odpisów na należności przeterminowane nadal istnieje i jest na bieżąco monitorowane.

Grupa PGE posiada zakłady strategiczne z punktu widzenia utrzymania niezakłóconej produkcji i dostaw energii elektrycznej oraz ciepła w Polsce. Pandemia COVID-19 wpłynęła na zmianę organizacji pracy, szczególnie dotyczy to jednostek wytwórczych Grupy PGE. W wielu przypadkach wiąże się to z dodatkowymi kosztami, jak np. zakup materiałów ochronnych dla pracowników. Od początku pandemii Grupa wprowadziła takie zasady pracy, których celem jest maksymalne ograniczenie ryzyka zachorowań pracowników. Jako jeden z największych pracodawców w Polsce, zatrudniający 42 tys. pracowników, Grupa PGE podejmuje szereg działań mających na celu ochronę zdrowia i życia pracowników, w tym wdrożenie pracy zdalnej, budowanie świadomości dotyczącej w szczególności podstawowych zasad ochrony przed koronawirusem, profilaktyki, kwarantanny oraz związanych z organizacją spółki i organizacją pracy mającymi na celu zapewnienie ciągłości działania. PGE powołała Zespół Kryzysowy, który zbiera informacje ze wszystkich spółek w Grupie, monitoruje na bieżąco sytuację w poszczególnych spółkach i podejmuje stosowne działania.

Oddziały produkcyjne mają także opracowane i weryfikowane na bieżąco plany funkcjonowania przy ponadstandardowej absencji, a jako zakłady strategiczne z punktu widzenia utrzymania niezakłóconej produkcji i dostaw energii elektrycznej i ciepła, są w stałym kontakcie z lokalnymi służbami odpowiedzialnymi za monitorowanie sytuacji w kraju i wszystkich lokalizacjach jednostek należących do Grupy PGE.

Wraz z rozwojem pandemii COVID-19 zamknięte zostały Biura Obsługi Klienta, kierując całą komunikację z klientami PGE do kanałów zdalnych. Grupa zaprzestała także kierowania inkasentów do wizyt domowych. Od 18 maja 2020 roku w związku z kolejnymi etapami odmrażania polskiej gospodarki, Grupa PGE stopniowo powróciła do stacjonarnej obsługi klientów z zachowaniem szczególnych zasad bezpieczeństwa. Operacyjnie, dzięki wprowadzeniu odpowiednich działań zaradczych na wczesnym etapie pandemii, PGE nieprzerwanie produkuje energię elektryczną i ciepło oraz realizuje ich stabilną dostawę.

Grupa Kapitałowa PGE monitoruje dalszy wpływ pandemii COVID-19 na kondycję finansową Grupy PGE i przygotowuje się do różnych scenariuszy. Pandemia przyspieszyła wprowadzenie działań związanych z przygotowaniem całej organizacji do zmian, aby sprostać wyzwaniom stawianym spółkom energetycznym związanym z dekarbonizacją. Będzie to wymagać określonych nakładów finansowych. Analizie zostały poddane wszystkie potencjalne scenariusze oszczędności zarówno w wydatkach inwestycyjnych, jak i w kosztach operacyjnych po to, by skupić się na najważniejszych projektach rozwojowych związanych z działalnością podstawową Grupy PGE.

WPROWADZENIE PROGRAMU OPTIMALIZACYJNEGO

Pod koniec kwietnia 2020 roku Zarząd PGE ogłosił decyzję o zamykaniu projektów o niezadowalającej stopie zwrotu, w szczególności niezwiązanych bezpośrednio z podstawową działalnością Grupy, a wszystkie spółki z Grupy PGE zostały zobowiązane do działań optymalizacyjnych i racjonalizacyjnych.

Zamknięciu lub ograniczeniu zakresu zadań, projektów i programów zaplanowanych na lata 2020-2024 uległy projekty z obszarów R&D, ICT i inwestycji na łączną kwotę ponad miliarda złotych. Są to m.in. projekty oparte o sztuczną inteligencję, niektóre projekty węglowe oraz niskomarżowe projekty kogeneracyjne. Weryfikacji uległy również budżety sponsoringowe. Analizy umów wykazały,

że w związku z pandemią COVID-19 nie jest możliwe realizowanie świadczeń przez dotychczasowych partnerów Grupy PGE. W związku z tym Zarząd PGE podjął decyzję o zmniejszeniu o ok. 50% wydatków na sponsoring.

Ponadto, podjęto także decyzje o weryfikacji wybranych działań inwestycyjnych GK PGE, w tym zaprzestania funkcjonowania FIZAN Eko-Inwestycje oraz FIZAN PGE Ventures, jako projektów niezwiązanych z działalnością podstawową Grupy. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania wpłaty dokonane przez spółki Grupy PGE na ww. fundusze wyniosły ok. 31 mln PLN. Zarząd PGE zakłada, że likwidacja funduszy nastąpi przed końcem 2020 roku.

Dodatkowo 3 sierpnia 2020 roku Zarząd Spółki poinformował o podjęciu decyzji związanej ze sprzedażą spółki PGE Paliwa sp. z o.o. i rozpoczęciu negocjacji z zainteresowanymi podmiotami. Ze względu na trwający proces negocjacji, PGE nie ujawnia szczegółów prowadzonych rozmów. Decyzja ta ma na celu uproszczenie struktury i procesów operacyjnych Grupy PGE, a także jest spójna z oczekiwaniami Ministerstwa Aktywów Państwowych wobec spółek sektora energetycznego z udziałem Skarbu Państwa.

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

Skład osobowy Zarządu

Od 1 stycznia do 19 lutego 2020 roku Zarząd Spółki X kadencji 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

19 lutego 2020 roku, w związku z upływem X kadencji, Rada Nadzorcza odwołała ww. członków Zarządu i podjęła uchwały powołujące Zarząd XI kadencji.

Na 30 czerwca 2020 roku Zarząd Spółki funkcjonował w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja	
Wojciech Dąbrowski	Prezes Zarządu	od 20 lutego 2020 roku
Paweł Cioch	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Strączyński	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji	od 20 lutego 2020 roku
Ryszard Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 20 lutego 2020 roku

18 sierpnia 2020 roku, w wyniku przeprowadzonego postępowania konkursowego, Rada Nadzorcza podjęła uchwałę w sprawie powołania nowego członka Zarządu i powołała Panią Wandę Buk na funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Regulacji od 01 września 2020 roku.

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania Zarząd Spółki funkcjonował w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Zarządu	Pełniona funkcja	
Wojciech Dąbrowski	Prezes Zarządu	od 20 lutego 2020 roku
Wanda Buk	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 01 września 2020 roku
Paweł Cioch	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Strączyński	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 24 lutego 2020 roku
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji	od 20 lutego 2020 roku
Ryszard Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 20 lutego 2020 roku

Skład osobowy Rady Nadzorczej

Na 30 czerwca 2020 roku jak i 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 2020 roku jak i na dzień publikacji niniejszego sprawozdania komitety stałe Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń
Janina Goss	Członek			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 oraz perspektywy realizacji projektu i możliwości finansowania

PGE EJ1 jest spółką Grupy Kapitałowej PGE, która 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. odkupiły od PGE po 10% (łącznie 30%) udziałów w spółce PGE EJ1.

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.

6 sierpnia 2020 roku Ministerstwo Klimatu skierowało do konsultacji publicznych projekt uchwały Rady Ministrów w sprawie aktualizacji wieloletniego Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, który przewiduje nabycie przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce celowej PGE EJ1 Sp. z o. o. Przyjęcie programu przewidywane jest na IV kwartał 2020 roku.

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

Aktualny zakres Programu prowadzonego przez PGE EJ1 zakłada przeprowadzenie prac w zakresie badań lokalizacyjnych i środowiskowych w dwóch potencjalnych lokalizacjach: Lubiatowo – Kopalino i Żarnowiec oraz wykonanie Raportu o Oddziaływaniu Przedsięwzięcia na Środowisko oraz Raportu Lokalizacyjnego.

Wybór właściwej lokalizacji to jeden z kluczowych aspektów zapewnienia bezpieczeństwa jądowego oraz efektywnej i niezawodnej pracy elektrowni jądowej. 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

Grupa PGE, dbając o akceptację społeczną dla projektu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądowej, prowadzi działania, których głównym celem jest utrzymanie wysokiego poziomu poparcia społecznego w planowanych lokalizacjach elektrowni jądowej oraz dostarczenie wiedzy na temat energetyki jądowej. W I półroczu 2020 roku kontynuowano działania w ramach Programu Wsparcia Rozwoju Gmin Lokalizacyjnych służącego umacnianiu partnerskich relacji ze społecznością lokalną oraz władzami gmin lokalizacyjnych poprzez wspieranie inicjatyw istotnych dla mieszkańców i rozwoju regionu.

Odszkodowania od WorleyParsons

WorleyParsons wystąpił z pozwem o zapłatę kwoty 59 mln PLN tytułem należnego w ocenie powoda wynagrodzenia oraz zwrotu kwoty, zdaniem powoda nienależnie pobranej przez PGE 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

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.

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 2020 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 24.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5. Pozostałe elementy Sprawozdania

5.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2020 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	PIMERGE S.A. z siedzibą we Wrocławiu („PIMERGE”) - objęcie przez PGE Ventures akcji w podwyższonym kapitale zakładowym PIMERGE	11 marca 2020 roku 1 lipca 2020 roku podwyższenie kapitału zakładowego zostało zarejestrowane w KRS	14 października 2019 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PIMERGE podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego z kwoty 298 424 PLN do kwoty 1 698 424 PLN, tj. o kwotę 1 400 000 PLN, w trybie subskrypcji prywatnej w drodze emisji 1 400 000 nowych akcji uprzywilejowanych imiennych spółki o wartości nominalnej 1 PLN każda akcja. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte w całości przez spółkę PGE Ventures w wyniku zawartej 11 marca 2020 roku przez PIMERGE i PGE Ventures umowy objęcia akcji PIMERGE. Zgodnie z postanowieniami powyższej umowy objęcia akcji, pokrycie objętych przez PGE Ventures akcji PIMERGE nastąpiło w wyniku umownego potrącenia wzajemnych wierzytelności PIMERGE i PGE Ventures, dokonanego w wyniku zawartej 12 marca 2020 roku pomiędzy tymi spółkami umowy potrącenia wierzytelności, tj. wierzytelności PGE Ventures z tytułu pożyczki pieniężnej w kwocie 1 400 000 PLN udzielonej PIMERGE i wierzytelności PIMERGE z tytułu zobowiązania PGE Ventures do zapłaty wkładu pieniężnego w związku z objęciem nowych akcji spółki. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego i objęcia nowych akcji spółki udział PGE Ventures w kapitale zakładowym spółki zwiększył się z 42,4% do 89,9%, co spowodowało, że spółka weszła w skład Grupy Kapitałowej PGE.
Pozostała działalność	EPORE sp. z o.o. z siedzibą w Bogatyni („EPORE”) – nabycie przez PGE GiEK S.A. udziałów EPORE (umowa sprzedaży udziałów)	18 czerwca 2020 roku	29 maja 2020 roku pomiędzy PGE GiEK S.A. jako kupującym oraz spółką J.H. Duda Baustoffe Entsorgung Logistik GmbH z siedzibą w Bad Honnef (Niemcy) zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez J.H. Duda Baustoffe Entsorgung Logistik GmbH udziałów w spółce EPORE, tj. łącznie 9 350 udziałów tej spółki o łącznej wartości nominalnej 4 675 000 PLN, stanowiących 14,6% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE GiEK S.A. nastąpiło 18 czerwca 2020 roku. W wyniku powyższej transakcji PGE GiEK S.A. stała się jedynym wspólnikiem spółki, posiadającym 100% udziału w kapitale zakładowym spółki.
Energetyka Odnawialna	Eco-Power sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie („Eco-Power”) – nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. udziałów Eco-Power (umowa sprzedaży udziałów)	31 lipca 2020 roku	30 lipca 2020 roku pomiędzy PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz FEN Wind Farm B.V. z siedzibą w Amsterdamie (Holandia) jako sprzedawcą zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez FEN Wind Farm B.V. udziałów w spółce Eco-Power, tj. 1 150 udziałów tej spółki, o łącznej wartości nominalnej 345 000 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. nastąpiło 31 lipca 2020 roku. W wyniku powyższej transakcji Eco-Power weszła w skład Grupy Kapitałowej PGE.

PODWYŻSZENIE KAPITAŁÓW ZAKŁADOWYCH SPÓŁEK ZALEŻNYCH

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	PGE Centrum sp. z o.o.	26 lutego 2020 roku	9 stycznia 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 39 120 000 PLN do kwoty 47 920 000 PLN, tj. o kwotę 8 800 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Pozostała działalność	PGE Ventures sp. z o.o.	27 lutego 2020 roku	22 stycznia 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 67 900 000 PLN do kwoty 77 000 000 PLN, tj. o kwotę 9 100 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Ciepłownictwo	PGE Energia Ciepła S.A. - spółka dzielona PGE GiEK S.A. - spółka przejmująca	10 października 2019 roku 2 stycznia 2020 roku podział spółek został zarejestrowany w KRS	10 października 2019 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE GiEK S.A. oraz PGE EC S.A. podjęły uchwały w sprawie podziału PGE EC S.A. (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na PGE GiEK S.A. (spółka przejmująca) części majątku spółki dzielonej w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa obejmującej działalność prowadzoną przez PGE EC Oddział w Rybniku („Oddział w Rybniku”) związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła, jak również dystrybucją energii elektrycznej i ciepła. Przeniesienie Oddziału w Rybniku do spółki przejmującej odbyło się poprzez obniżenie kapitału zapasowego spółki dzielonej oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej z kwoty 6 530 018 520 PLN do kwoty 6 583 137 600 PLN, tj. o kwotę 53 119 080 PLN, w wyniku emisji 5 311 908 akcji imiennych spółki przejmującej o wartości nominalnej 10 PLN każda akcja. PGE S.A. jako jedyny akcjonariusz spółki dzielonej objęła wszystkie nowe akcje w podwyższonym kapitale zakładowym spółki przejmującej.

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

Tabela: Akcje PGE S.A. posiadane i zarządzane bezpośrednio przez osoby zarządzające Spółką.

Akcjonariusz	Funkcja	Liczba akcji na dzień 30 czerwca 2020 roku	Wartość nominalna akcji na dzień 30 czerwca 2020 roku
		(szt.)	(PLN)
Zarząd PGE S.A.		300	3 075
Paweł Strączyński	Wiceprezes Zarządu	300	3 075

6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

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 finansowego 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 15 września 2020 roku.

Warszawa, 15 września 2020 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

**Prezes
Zarządu**

**Wojciech
Dąbrowski**

**Wiceprezes
Zarządu**

**Wanda
Buk**

**Wiceprezes
Zarządu**

Paweł Cioch

**Wiceprezes
Zarządu**

**Paweł
Strączyński**

**Wiceprezes
Zarządu**

**Paweł
Śliwa**

**Wiceprezes
Zarządu**

**Ryszard
Wasilek**

Słowniczek pojęć branżowych

AKPiA	Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka
ARA	Dolarowy indeks cen węgla w EU. Loco w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne technologie
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
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine-układ gazowo-parowy z turbiną gazową
Dobre Praktyki	dokument „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęty uchwałą Rady Giełdy z 13 października 2015 roku i obowiązujący od 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 ciepłe	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)
EV	Electric Vehicles (ang.) – samochody elektryczne
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 wyłączenia 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
HCl	chlorowodór

Hg	rtęć
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 kV = 10 ³ V
kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, 1 kWh = 3.600.000 J = 3,6 MJ
kWp	jednostka mocy dedykowana dla określania mocy paneli fotowoltaicznych; oznacza ilość energii elektrycznej w pik, czyli w szczycie produkcji.
MEW	Małe Elektrownie Wodne
MIE	Minimalna Ilość Energii
Moc osiągalna	największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 ⁶ W)
MWe	megawat mocy elektrycznej

MWt	megawat mocy cieplnej
NH ₃	amoniak
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 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
PSCMI-1	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
RCL	Rządowe Centrum Legislacji
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.
R&D	Research and Development (Badania i Rozwój)
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-up'ów 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, $1 V = 1J/1C = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (A \times \text{s}^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m ³ do masy wydobytego węgla w tonach
Współspalanie	wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii