



***Sprawozdanie Zarządu z działalności
Grupy Kapitałowej PGE
za okres 3 i 9 miesięcy***

zakończony 30 września 2020 roku

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE	3
1. Grupa Kapitałowa PGE.....	4
1.1. Charakterystyka działalności.....	4
2. Strategia Grupy Kapitałowej PGE do 2030 roku z perspektywą do 2050 roku	5
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	9
3.1. Otoczenie makroekonomiczne.....	9
3.2. Otoczenie rynkowe.....	10
3.3. Ceny praw majątkowych.....	18
3.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.....	19
3.5. Otoczenie regulacyjne.....	21
4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE	33
4.1. Segmenty działalności GK PGE (III kwartał 2020 roku)	33
4.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE	34
4.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	41
4.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	63
5. Pozostałe elementy Sprawozdania	70
5.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	70
5.2. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	72
5.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	72
6. Oświadczenia Zarządu	73
7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu.....	73
Słowniczek pojęć branżowych	74

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	III kwartał 2020	III kwartał 2019	Zmiana %	I-III kwartał 2020	I-III kwartał 2019	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	10 320	9 343	10%	33 096	27 579	20%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	469	621	-24%	740	3 067	-76%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	1 546	1 677	-8%	4 351	6 072	-28%
Marża EBITDA	%	15%	18%		13%	22%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mIn PLN	1 574	1 634	-4%	4 691	4 933	-5%
Marża EBITDA powtarzalna	%	15%	17%		14%	18%	
Zysk/Strata netto	mIn PLN	260	427	-39%	-377	2 192	-
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1 264	1 911	-34%	3 768	4 468	-16%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	2 866	1 572	82%	8 175	4 765	72%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-1 233	-1 665	-26%	-4 682	-4 851	-3%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	-310	545	-	-1 463	546	-

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień 30 września 2020 roku	Stan na dzień 31 grudnia 2019 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	374	767	-51%
Zadłużenie netto/LTM EBITDA*	x	1,58	1,60	

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

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA	Jedn.	III kwartał 2020	III kwartał 2019	Zmiana %	I-III kwartał 2020	I-III kwartał 2019	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mIn PLN	0	0	-	-434	-246	76%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mIn PLN	0	0	-	-40	-36	11%
Program Dobrowolnych Odejść	mIn PLN	-28	0	-	-28	0	-
Dodatkowy przydział uprawnień do emisji CO ₂	mIn PLN	0	42*	-	0	1 435	-
Rozwiązanie rezerwy na ryzyko zwrotu równowartości otrzymanych uprawnień do emisji CO ₂ w ZEDO	mIn PLN	0	0	-	121	0	-
Rekompensaty KDT	mIn PLN	0	1	-	41	-14	-
Razem	mIn PLN	-28	43	-	-340	1 139	-

*Zmiana wartości rynkowej dodatkowego przydziału uprawnień do emisji CO₂ (por. pkt 3.4 niniejszego sprawozdania).

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 wydobywanie 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. Strategia Grupy Kapitałowej PGE do 2030 roku z perspektywą do 2050 roku

CELE STRATEGII

Strategia jest odpowiedzią Grupy na głębokie zmiany w sektorze, które nastąpiły w ostatnich latach oraz oczekiwania społeczne, które będą determinować jego przyszłość. Grupa PGE planuje odegrać rolę lidera transformacji i modernizacji sektora energetycznego w Polsce oraz wspierać budowanie otoczenia rynkowego sprzyjającego transformacji energetycznej. Celem Grupy PGE jest równoważenie społecznych, ekonomicznych i środowiskowych aspektów działalności, maksymalizując wartość dodaną dla akcjonariuszy.

KLUCZOWE KIERUNKI ROZWOJU I OBSZARY OGRANICZENIA DZIAŁALNOŚCI

Kluczowymi kierunkami rozwoju Grupy PGE będą energetyka wiatrowa morska i lądowa, fotowoltaika, infrastruktura sieciowa, niskoemisyjne ciepłownictwo oraz usługi energetyczne. W obszarze dezinvestycji i ograniczenia działalności znajdują się energetyka węglowa, program energetyki jądrowej, handel węglem kamiennym oraz obszary wsparcia spoza działalności podstawowej.

MISJA I WIZJA

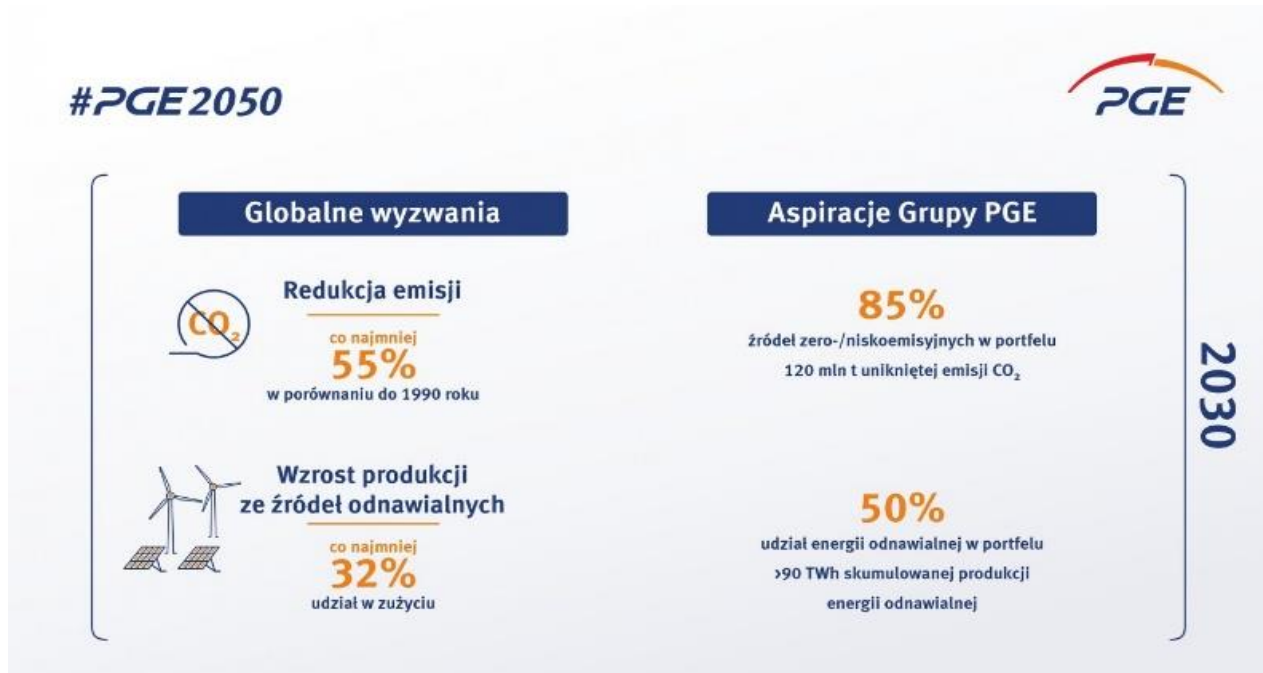
Misją Grupy PGE jest zapewnienie energii dla bezpiecznej przyszłości. Zgodnie z długoterminową wizją, PGE ma zostać liderem zrównoważonej transformacji energetycznej w Polsce. Wizja Grupy przekłada się na trzy priorytety strategiczne, które obejmują:

- wytwarzanie energii przyjaznej dla środowiska,
- świadczenie nowoczesnych usług energetycznych,
- sprawne i efektywne funkcjonowanie Grupy.



ENERGIA PRZYJAZNA DLA ŚRODOWISKA

Jako lider transformacji, Grupa PGE deklaruje zmniejszenie swojego oddziaływania na środowisko naturalne poprzez osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku. Trwałe obniżenie emisyjności planowane jest poprzez zmianę technologii wytwarzania, rozbudowę portfela OZE, a także umożliwienie klientom udziału w transformacji energetycznej dzięki atrakcyjnym ofertom produktowym. Do 2030 roku udział źródeł nisko- i zeroemisyjnych w portfelu wytwórczym wyniesie 85%, a OZE stanowić będzie 50% generowanej energii.



Do 2050 roku GK PGE planuje osiągnąć neutralność klimatyczną oraz zapewnić swoim klientom 100% energii ze źródeł odnawialnych.



Grupa PGE jest gotowa do przeprowadzenia procesów transformacji sektora i przygotowania konwencjonalnej podstawy systemu elektroenergetycznego do funkcjonowania w nowej strukturze właścicielskiej. Grupa będzie pionierem rozwoju i eksploatacji morskiej energetyki wiatrowej. W 2030 roku moc farm wiatrowych na Bałtyku ma wynieść 2,5 GW, natomiast jako efekt przygotowania kolejnych projektów na nowych obszarach - w 2040 roku przekroczyć ma 6,5 GW. Równocześnie w najbliższych latach kontynuowany będzie program budowy mocy w elektrowniach wiatrowych na lądzie i fotowoltaicznych, a planowany przyrost nowych mocy ma wynieść odpowiednio powyżej 1 GW i powyżej 3 GW do 2030 roku. W segmencie Ciepłownictwo, Grupa planuje dokonać transformacji źródeł ciepła systemowego w kierunku nisko- i zeroemisyjnym (do 2030 roku ich udział ma stanowić powyżej 70% w produkcji ciepła), a jednocześnie promować przyłączenia do sieci indywidualnych źródeł ciepła lub ich wymianę na przyjazne dla środowiska. Ważną rolę w transformacji energetycznej będzie odgrywać wdrożenie zasad gospodarki cyrkularnej we wszystkich obszarach oraz minimalizacja oddziaływania na środowisko.

NOWOCZESNE USŁUGI ENERGETYCZNE

Fundamentem transformacji energetycznej jest infrastruktura sieciowa oraz partnerskie relacje z klientami. W ramach segmentu Dystrybucja poprawione zostaną parametry jakościowe dostaw energii (skrócenie przerw w dostawach energii o 8% w dużych miastach i o 50% na pozostałych obszarach do 2025 roku) oraz sprawność, transparentność i efektywność kosztowa procesów przyłączeniowych. W celu pełnego wykorzystania możliwości źródeł rozproszonych i zapewnienia bezpiecznej pracy systemu niezbędna jest modernizacja sieci oraz budowa magazynów energii (planowane co najmniej 800 MW do 2030 roku). Do realizacji tych celów konieczna jest stabilność finansowa i wypracowanie wsparcia w modelu regulacji OSD, gwarantującego realizację tych wyzwań, co powinno przełożyć się na oczekiwany wzrost wolnych przepływów o ok. 0,7 mld PLN do 2030 roku. Grupa PGE chce utrzymać najwyższy na rynku poziom satysfakcji klientów, wynikający z jakości obsługi i oferty usług energetycznych. Planowane działania w tym zakresie obejmują rozwój profesjonalnych usług energetycznych oraz zintegrowanie kanałów kontaktu i sprzedaży. Zakładany wzrost marży w segmencie detalicznym wyniesie ok. 0,4 mld PLN średniorocznie.

Grupa planuje budować dodatkową wartość poprzez zapewnienie klientom aktywnego udziału w transformacji energetycznej oferując m.in. instalacje OZE dla klientów oraz usługi dostępu do rynków energii, mocy, usług systemowych (planowane 1 GW mocy w usługach rynkowych). Segmenty te mają przyczynić się do wzrostu EBITDA spółek sprzedaży detalicznej GK PGE o ok. 25% do 2030 roku.

SPRAWNA I EFEKTYWNA ORGANIZACJA

Aby sprostać wyzwaniom wynikającym z transformacji i konkurencji, GK PGE będzie doskonalić efektywność funkcjonowania. Grupa zakłada obniżenie kosztów stałych o 15% do 2025 roku oraz 25% do 2030 roku w stosunku do bazy roku 2019 (bez ujęcia wartości efektów w segmencie Energetyka Konwencjonalna). Profil działalności będzie ewoluował w kierunku wymagającym mniejszej pracochłonności i zmiany kluczowych kompetencji. Dźwignią poprawy sprawności funkcjonowania Grupy będzie efektywny obszar „ICT” (technologie informacyjno-komunikacyjne), zapewniający automatyzację i cyfryzację procesów. Trendy demograficzne wpłyną na poziom zatrudnienia w Grupie oraz ścieżki kariery pracowników. Zakładany spadek zatrudnienia wyniesie ok. 15% w 2030 roku oraz 50% w 2050 roku w porównaniu ze stanem w 2019 roku. Wymagać to będzie skutecznej realizacji projektów z obszaru zarządzania kapitałem ludzkim. Rozwój kadr ukierunkowany będzie na obszar energetyki odnawialnej i nowoczesnych usług energetycznych.

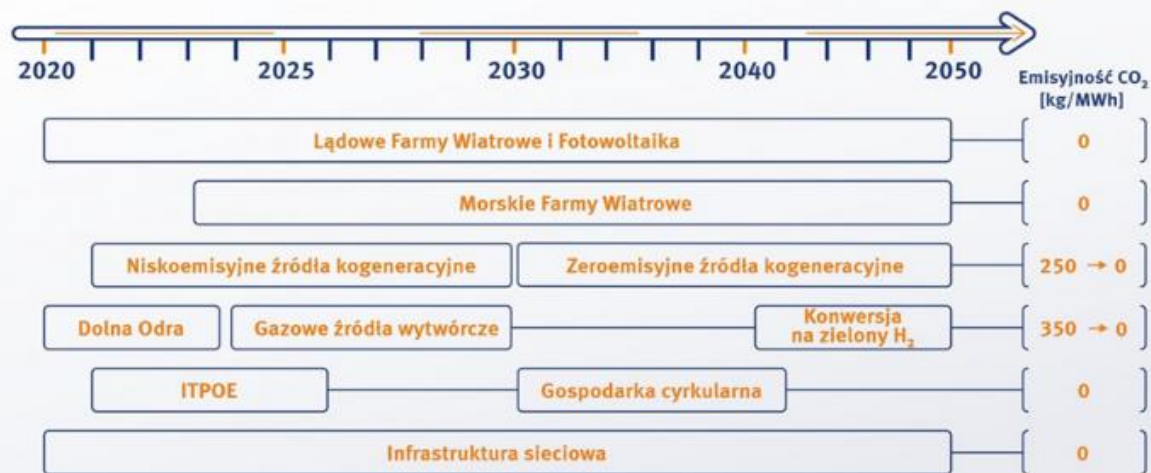
INWESTYCJE

Inwestycje Grupy PGE skupiać się będą na energetyce odnawialnej, transformacji ciepłownictwa i infrastrukturze sieciowej. Grupa nie będzie dokonywać nowych inwestycji w aktywa węglowe (zarówno wytwarzanie, jak i wydobywanie), a decyzje inwestycyjne dotyczące budowy źródeł gazowych będą podjęte najpóźniej w 2025 roku. Łączne planowane nakłady inwestycyjne w latach 2021-2030 wyniosą ok. 75 mld PLN, z czego ok. 50% przypadnie na rozwój odnawialnych źródeł energii (morskie i lądowe farmy wiatrowe, fotowoltaikę, zeroemisyjne źródła kogeneracyjne). Kolejnym istotnym obszarem wydatków inwestycyjnych będzie działalność regulowana obejmująca infrastrukturę sieciową i niskoemisyjne źródła kogeneracyjne.

#PGE2050



Inwestycje Grupy PGE do 2050 roku



PLANOWANE EFEKTY FINANSOWE STRATEGII

W wyniku realizacji Strategii, GK PGE chce budować stabilny poziom EBITDA z ewolucją w kierunku zielonym i regulowanym oraz ograniczyć ekspozycję na zmiany rynkowe. Oczekiwana wartość EBITDA ma wzrosnąć z ponad 5 mld PLN w 2025 roku do ponad 6 mld PLN w 2030 roku. Realizacja ambitnego programu inwestycyjnego nastąpi przy zachowaniu stabilnego poziomu zadłużenia i ratingu na poziomie inwestycyjnym. Celem Grupy PGE jest pełne wykorzystanie możliwości finansowania dedykowanego dla zielonych inwestycji oraz finansowania pozabilansowego. Udział funduszy pomocowych w potrzebach finansowych Grupy PGE do 2030 roku powinna wynieść co najmniej 25%.

3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

3.1. Otoczenie makroekonomiczne

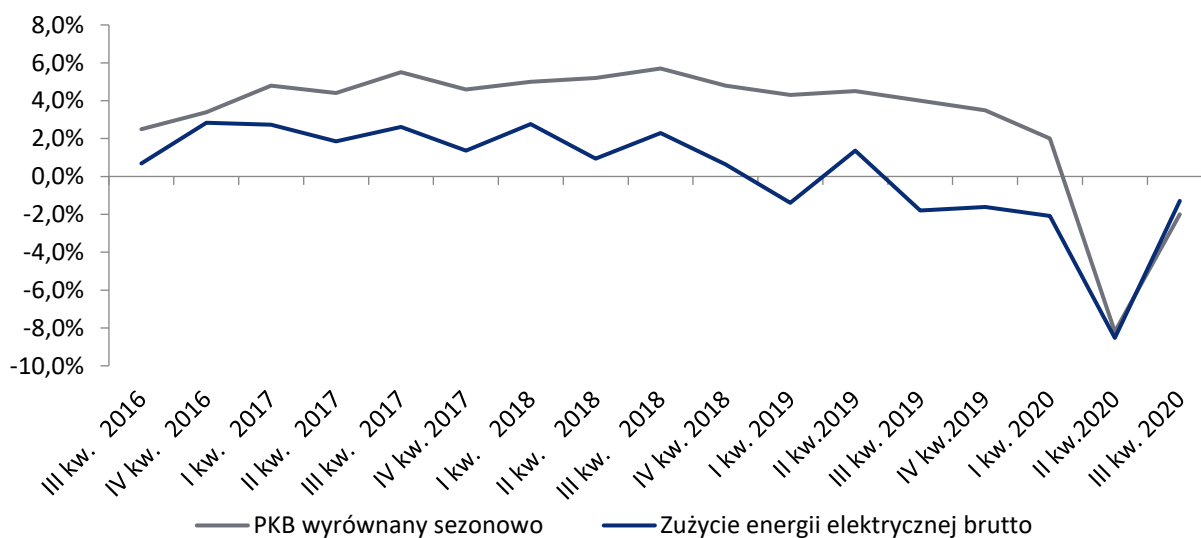
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w Unii Europejskiej i na pozostałych rynkach międzynarodowych. Na wyniki 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 III kwartale 2020 roku odnotowano spadek zużycia energii elektrycznej brutto o 1,3% r/r. W analogicznym okresie ubiegłego roku zużycie energii elektrycznej spadło o 1,8% r/r. 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 tendencję spadkową zapotrzebowania na energię elektryczną utrzymało spowolnienie gospodarcze spowodowane COVID-19. Mniejszy spadek zużycia był następstwem również wyższych temperatur zanotowanych w Polsce w III kwartale 2020 roku.

Tendencje gospodarcze w III kwartale 2020 roku były ogólnie pozytywne. Według szybkiego szacunku GUS, PKB wyrównany sezonowo (w cenach stałych, w odniesieniu do 2015 roku) w III kwartale 2020 roku spadł o 2,0% r/r, wzrost realnie o 7,7% w porównaniu z poprzednim kwartałem). Poprawa sytuacji gospodarczej wynika przede wszystkim z realizacji odroczonego popytu z uwagi na znoszenie restrykcji po znaczących ograniczeniach w pierwszej połowie 2020 roku spowodowanych pandemią COVID-19. Wzrosty odnotowały zarówno sprzedaż detaliczna, jak i produkcja przemysłowa, wciąż poprawę sytuacji gospodarczej hamują branże usługowe (hotele, transport, rozrywka).

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

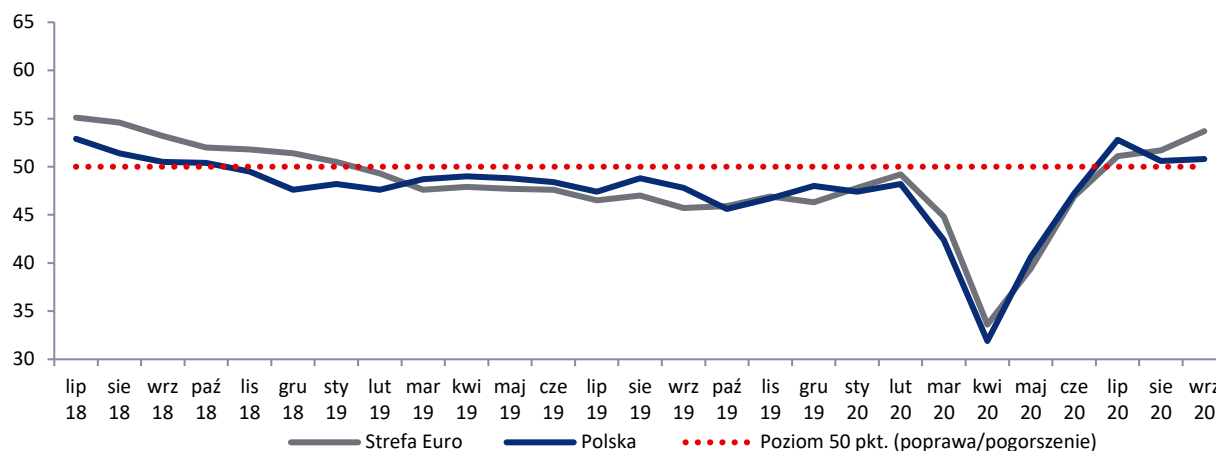


Źródło: : GUS, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) dla przemysłu osiągnął w III kwartale 2020 roku średnio 51,4 pkt. (w analogicznym okresie ubiegłego roku średnio 48,0 pkt.). Wynik powyżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menadżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora. W III kwartale 2020 roku wskaźnik wzrósł o 28% względem poziomu z II kwartału 2020 roku. III kwartał 2020 roku zakończył trend utrzymywania się wskaźnika PMI poniżej poziomu 50 pkt., który notowano w Polsce od października 2018 roku. Był to najdłuższy okres trendu spadkowego w Polskim przemyśle od blisko 18 lat. Najgorsze wyniki wskaźnika PMI przypadają na początek pandemii (33,6 pkt. w kwietniu 2020 roku), od tamtego czasu sytuacja poprawia się z każdym miesiącem, co widać na przykładzie III kwartału 2020 roku. W lipcu 2020 roku wskaźnik PMI dla przemysłu w Polsce osiągnął wartość najwyższą od dwóch lat (52,8 pkt.). W lipcu 2020 roku wszystkie subindeksy pozytywnie wpłynęły na odczyt głównego wskaźnika dla Polski, w tym największe wzrosty odnotowały kolejno: produkcja (+2,6 pkt.), nowe zamówienia (+2,1 pkt.) i czas dostaw (+0,6 pkt.). W sierpniu 2020 roku wskaźnik PMI wyniósł 50,6 pkt. Spadek wartości miesiąc do miesiąca wynikał z ograniczonego wzrostu nowych zamówień oraz wolniejszego wzrostu produkcji. We wrześniu 2020 roku wskaźnik PMI ponownie wskazywał na poprawę

nastrojów w polskim przemyśle, na co wpłynął przede wszystkim wzrost zatrudnienia. Na polski przemysł wpływa pozytywnie również kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w III kwartale 2020 roku osiągnął średnio 52,2 pkt., podczas gdy w ubiegłym roku wynosił średnio 43,6 pkt.

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



Źródło: Markit Economics

Zjawiska w polskim przemyśle odzwierciedlone są m.in. przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W III kwartale 2020 roku, wskaźnik wzrósł o 19% względem średniego poziomu wskaźnika z II kwartału 2020 roku. W lipcu 2020 roku produkcja sprzedana przemysłu była wyższa o 1,1% w porównaniu z lipcem ubiegłego roku, natomiast we wrześniu 2020 roku już o 5,9% wyższa niż w analogicznym okresie w 2019 roku.

3.2. Otoczenie rynkowe

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

	III kw. 2020	III kw. 2019	Zmiana %	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej	40 229	40 757	-1%	120 869	125 785	-4%
Elektrownie wiatrowe	2 221	2 520	-12%	10 080	9 863	2%
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu kamiennym	17 607	19 497	-10%	51 442	58 607	-12%
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu brunatnym	9 862	10 279	-4%	28 531	31 710	-10%
Elektrownie zawodowe ciepłone gazowe	3 235	2 842	14%	9 868	8 515	16%
Saldo wymiany zagranicznej	3 728	2 841	31%	10 275	7 433	38%
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne)	3 576	2 778	29%	10 673	9 657	11%

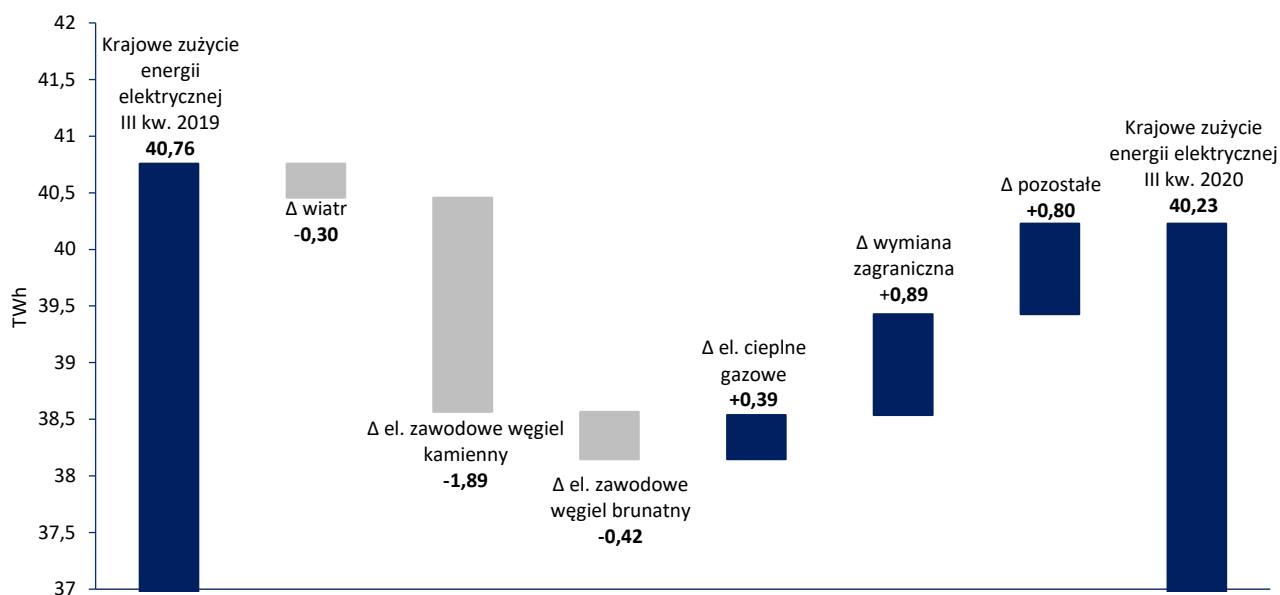
Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

III kwartał 2020 roku

W III kwartale 2020 roku krajowe zużycie energii obniżyło się w porównaniu z okresem bazowym o ok. 0,5 TWh. Jednocześnie, wskutek rozpiętości cen oraz zwiększonej przepustowości dla wymiany równoległej¹, import energii netto wzrósł o ok. 0,9 TWh r/r. W konsekwencji spadło zapotrzebowanie na energię generowaną w elektrowniach konwencjonalnych opalanych węglem kamiennym i brunatnym.

¹ Wymiana równoległa – między Polską a grupą obejmującą Niemcy, Czechy i Słowację.

Rysunek: Bilans energii w KSE – III kwartał 2020 roku (TWh).

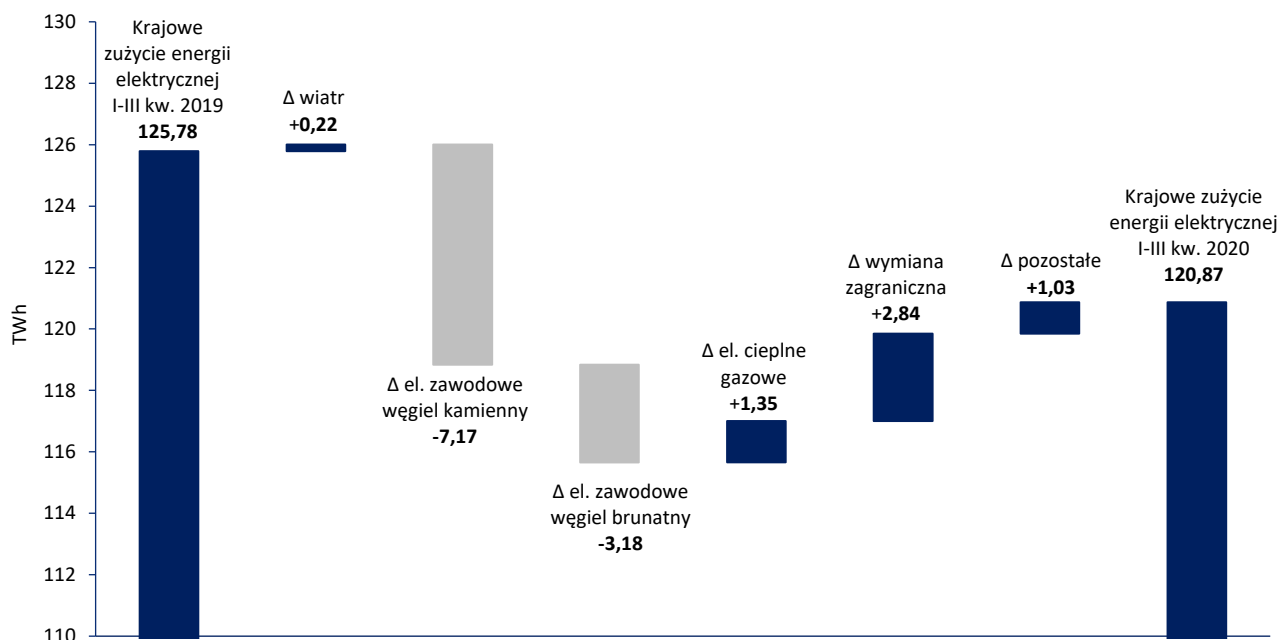


Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

I – III kwartał 2020 roku

W ujęciu narastającym krajowe zapotrzebowanie na energię obniżyło się w porównaniu z rokiem bazowym o ok. 4,9 TWh. Za sprawą silnej wietrzności generacja wiatrowa wzrosła o ok. 0,2 TWh r/r. Dodatkowo, na skutek różnicy cen na połączeniach transgranicznych, import netto zwiększył się o ok. 2,8 TWh w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. W rezultacie do zbilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego („KSE”) potrzebna była mniejsza produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem kamiennym (ok.-7,2 TWh) i węglem brunatnym (ok.-3,2 TWh).

Rysunek: Bilans energii w KSE – I-III kwartał 2020 roku (TWh).



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

Rynek Dnia Następnego („RDN”)

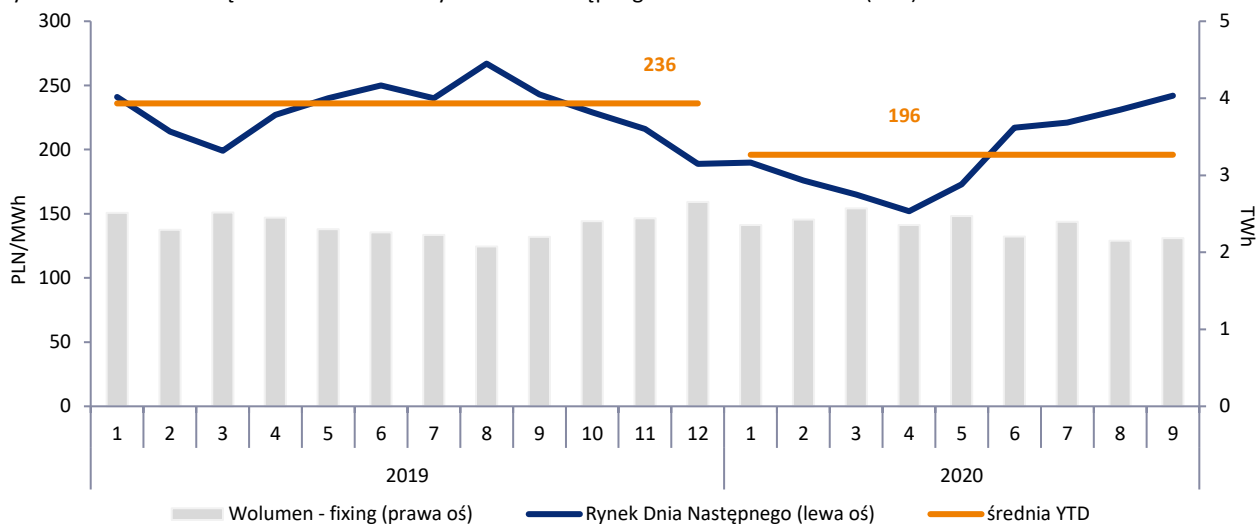
Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2020	III kw. 2019	Zmiana %	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	231	250	-8%	196	236	-17%
RDN – wolumen obrotu	TWh	6,73	6,50	4%	21,11	20,83	1%

Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	III kw. 2020	III kw. 2019	Zmiana %	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	27,56	26,88	3%	23,53	24,69	-5%
Węgiel kamienny PSCMI1	PLN/GJ	11,78	11,97	-2%	11,95	11,94	-
Generacja wiatrowa KSE	TWh	2,22	2,52	-12%	10,08	9,86	2%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	6%	6%		8%	8%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	9%	7%		9%	6%	

W trzech kwartałach 2020 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 196 PLN/MWh i była o 17% niższa od średniej ceny (236 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 ok. 4,9 TWh, wyższe o ok. 2,8 TWh saldo wymiany transgranicznej oraz wyższy o ok. 0,2 TWh poziom generacji ze źródeł wiatrowych KSE.

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



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

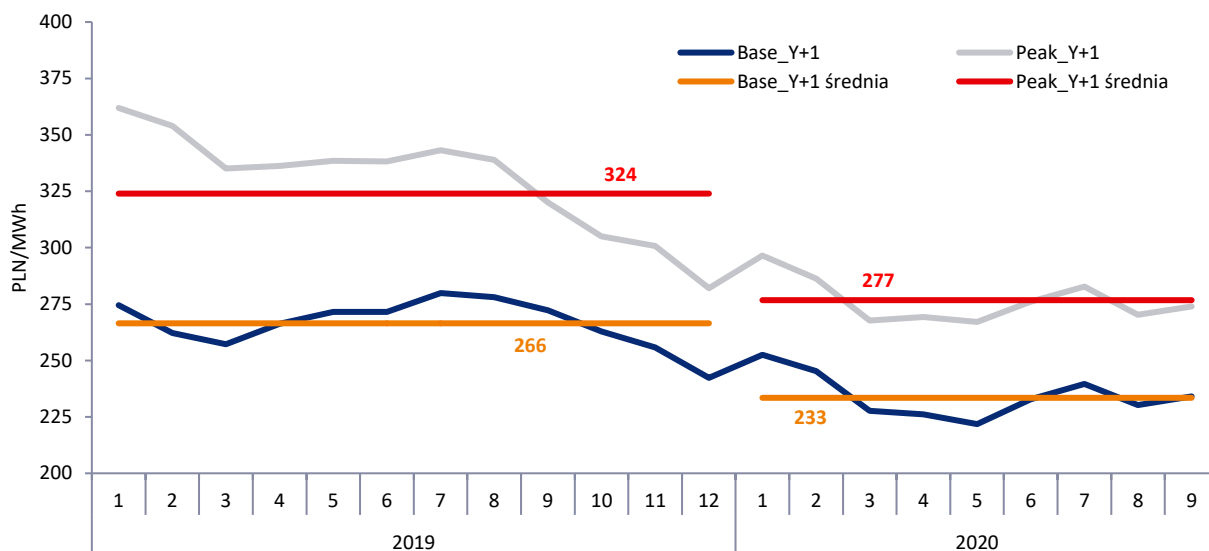
Rynek Transakcji Terminowych

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2020	III kw. 2019	Zmiana %	I-III kw. 2020	I-III kw. 2019	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	235	276	-15%	233	270	-14%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	27,88	34,34	-19%	97,66	83,71	17%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	276	332	-17%	277	336	-18%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	3,61	5,49	-34%	10,06	11,15	-10%

Ceny energii na rynku terminowym kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na RDN, opisane powyżej. 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 COVID-19. 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)*.

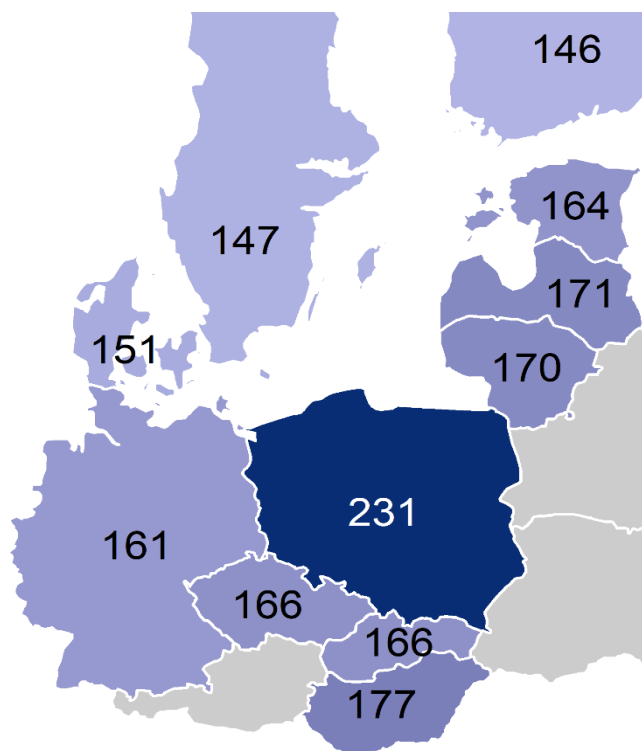


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następný (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

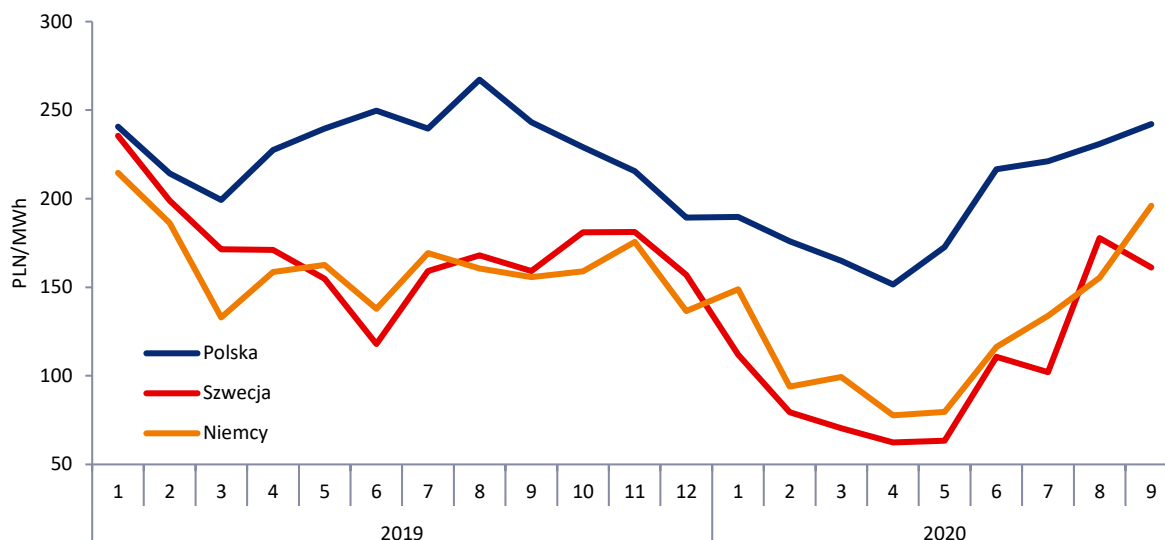
Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,44 PLN).



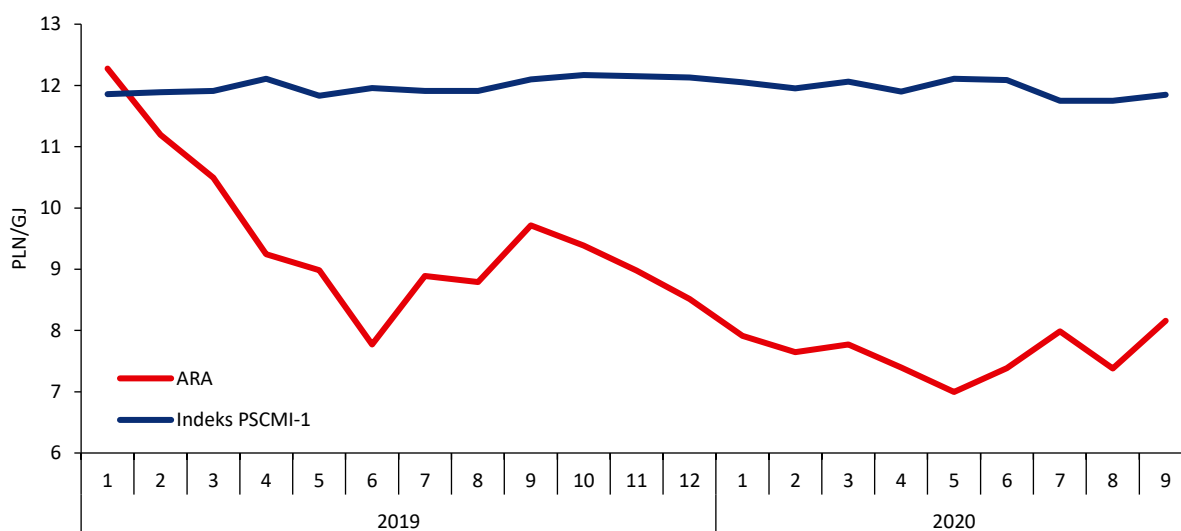
Źródło: TGE, EEX, Nordpool

Rysunek: Ceny energii na rynku dnia następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W III kwartale 2020 roku spadek cen r/r na rynkach ościennych kształtował się w przedziale 1-15 PLN/MWh (tj. ok. 0-10%), podczas gdy w Polsce średni poziom cen był niższy o 19 PLN/MWh r/r (ok. 8%). Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika w dużej mierze z różnic w realizowanych cenach węgla w kraju i za granicą. Cena węgla kamiennego w portach ARA spadła o 21% r/r, podczas gdy krajowy indeks cen mialów energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 0,03%. Zwiększone w II połowie 2019 roku zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych umożliwiły import wyższego wolumenu tańszej 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.

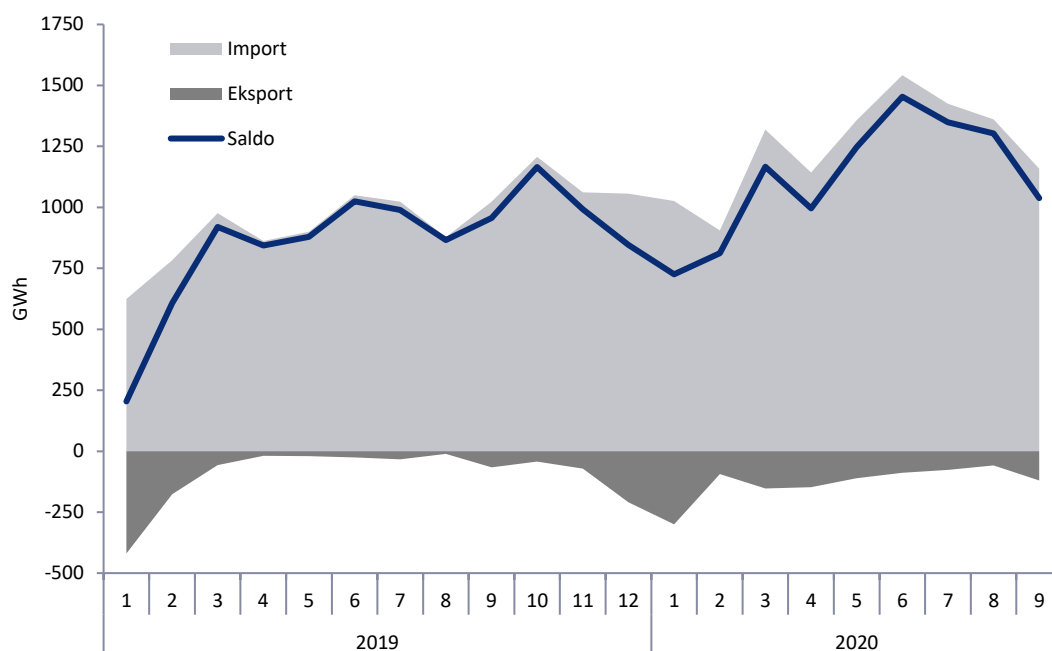
Rysunek: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI 1².

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

² Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI 1 różnią się metodologią: m.in.: indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/tonę vs. kaloryczność PSCMI 1 – przedział od 20 do 24 GJ/tonę). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/tonę na PLN/GJ.

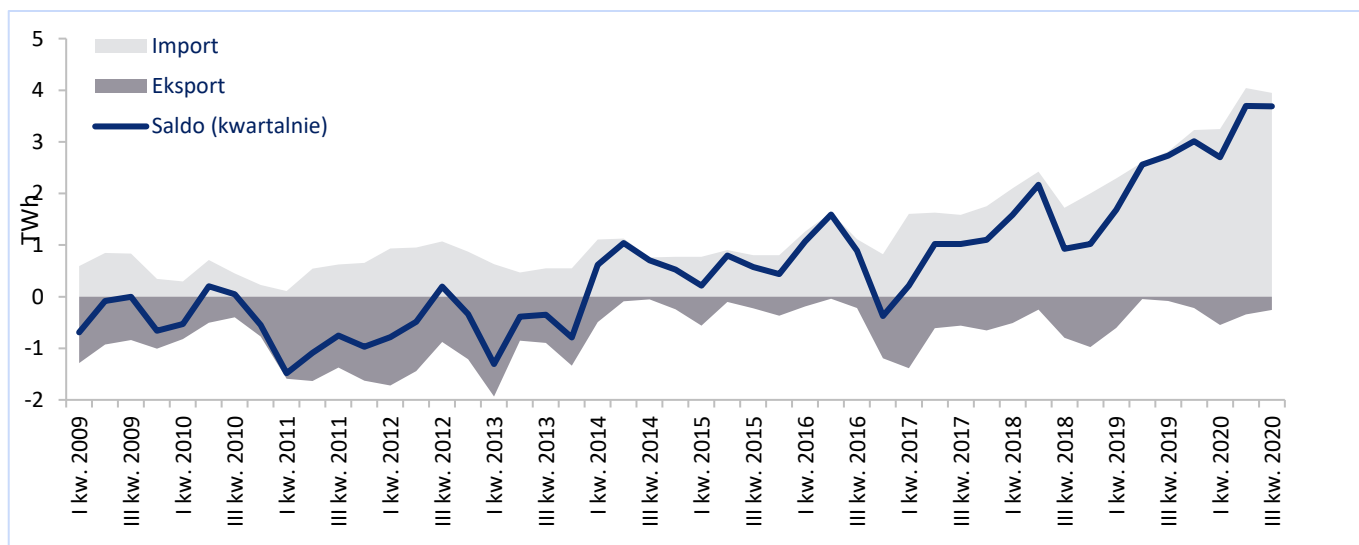
Wymiana handlowa

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



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

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

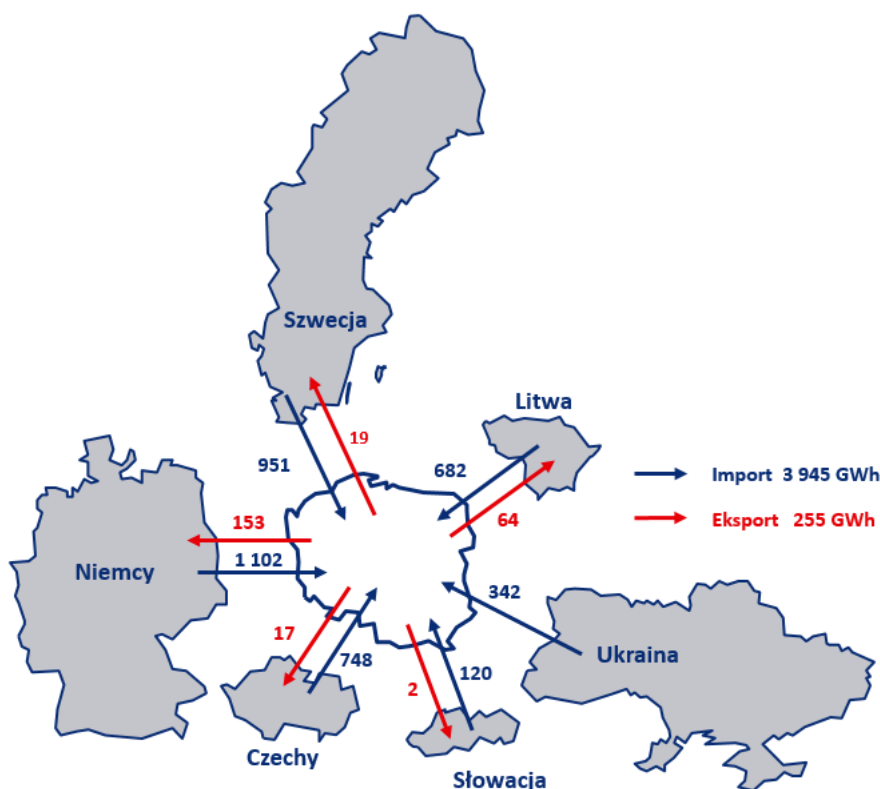


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W III kwartale 2020 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło 3,69 TWh (import 3,95 TWh, eksport 0,26 TWh) i było wyższe r/r o 0,96 TWh (tj. o ok. 35% r/r). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (0,95 TWh), Szwecji (0,93 TWh) i Czech (0,73 TWh).

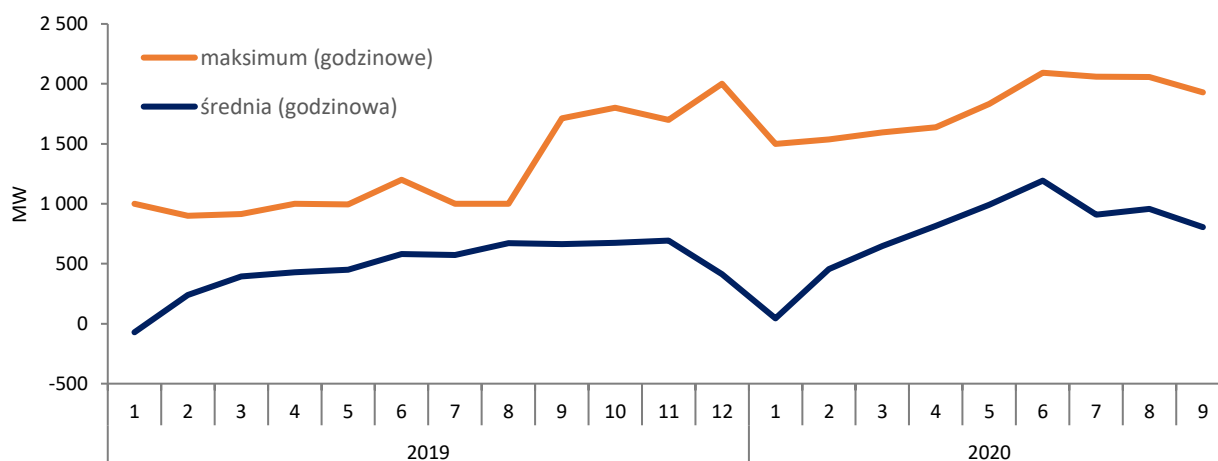
W trzech kwartałach 2020 roku saldo wymiany handlowej wyniosło 10,09 TWh (import 11,24 TWh, eksport 1,15 TWh) i było wyższe r/r o 3,12 TWh (tj. o ok. 45% r/r). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (2,79 TWh), Niemiec (2,46 TWh) i Czech (2,03 TWh).

Rysunek: Geograficzna struktura wymiany handlowej w III kwartale 2020 roku (GWh).



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

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

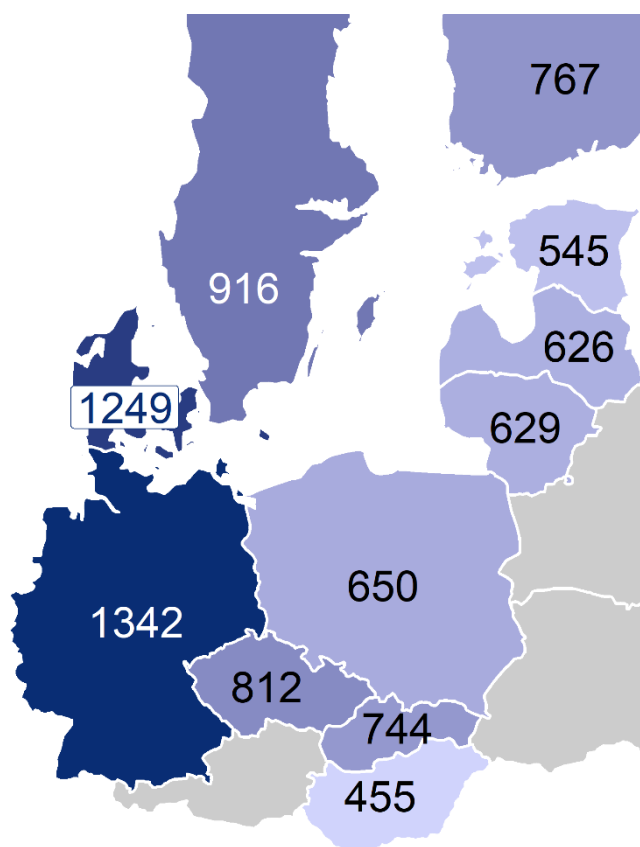


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

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 I półroczu 2020 roku* 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 36%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

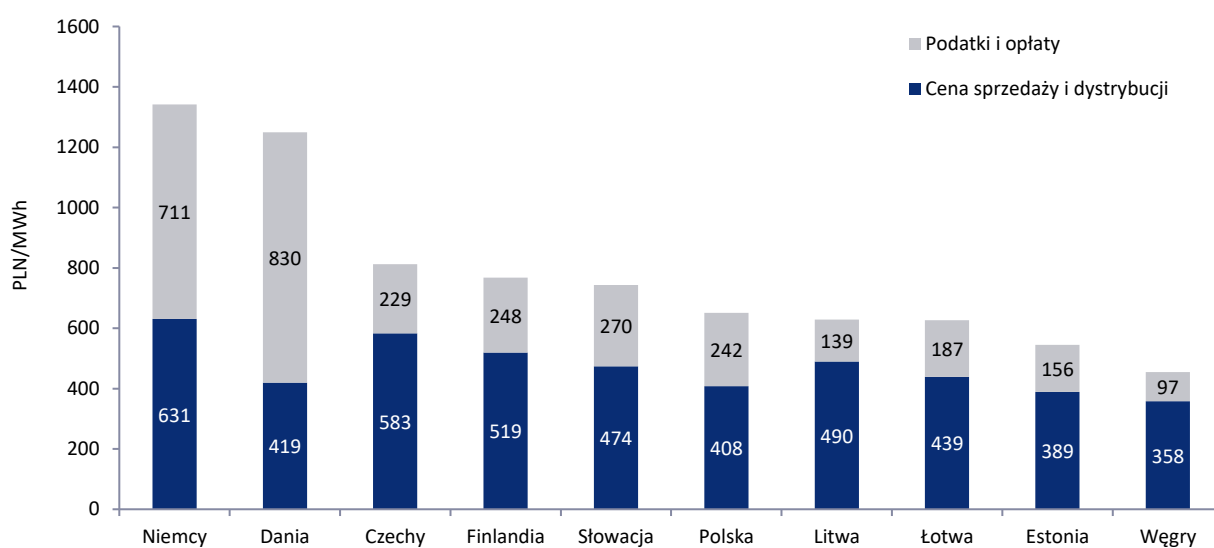
Rysunek: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,41 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

*Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Rysunek: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,41 PLN)*.



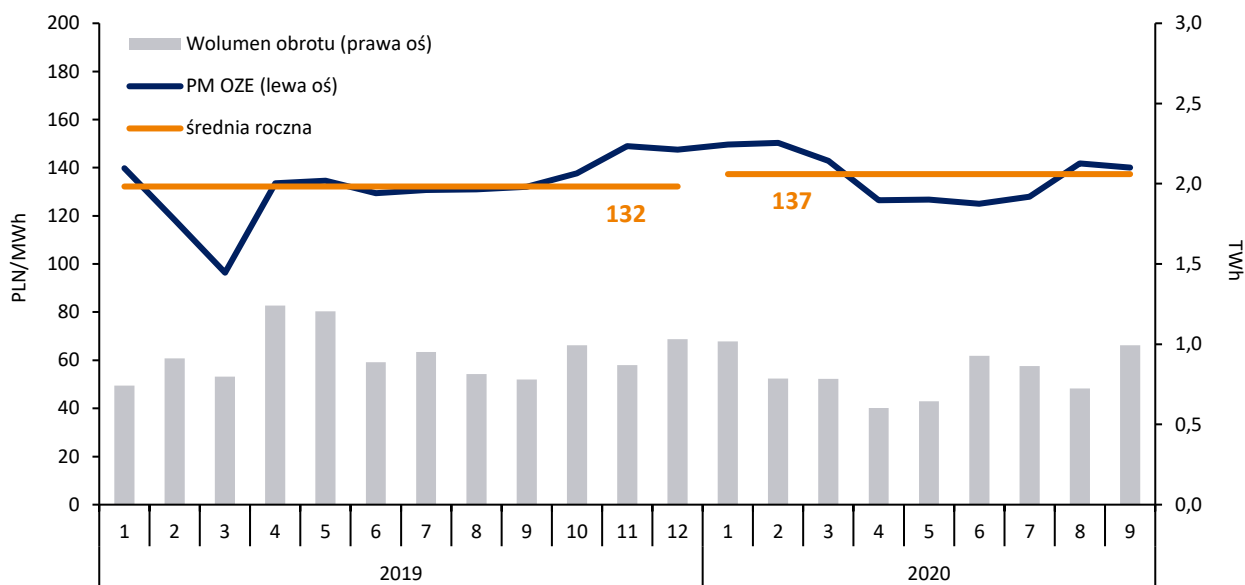
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

*Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

3.3. Ceny praw majątkowych

W trzech kwartałach 2020 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks OZEX_A) osiągnęła poziom 137 PLN/MWh i była o 7% 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. 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 kwartalne ceny praw majątkowych (PLN/MWh).



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

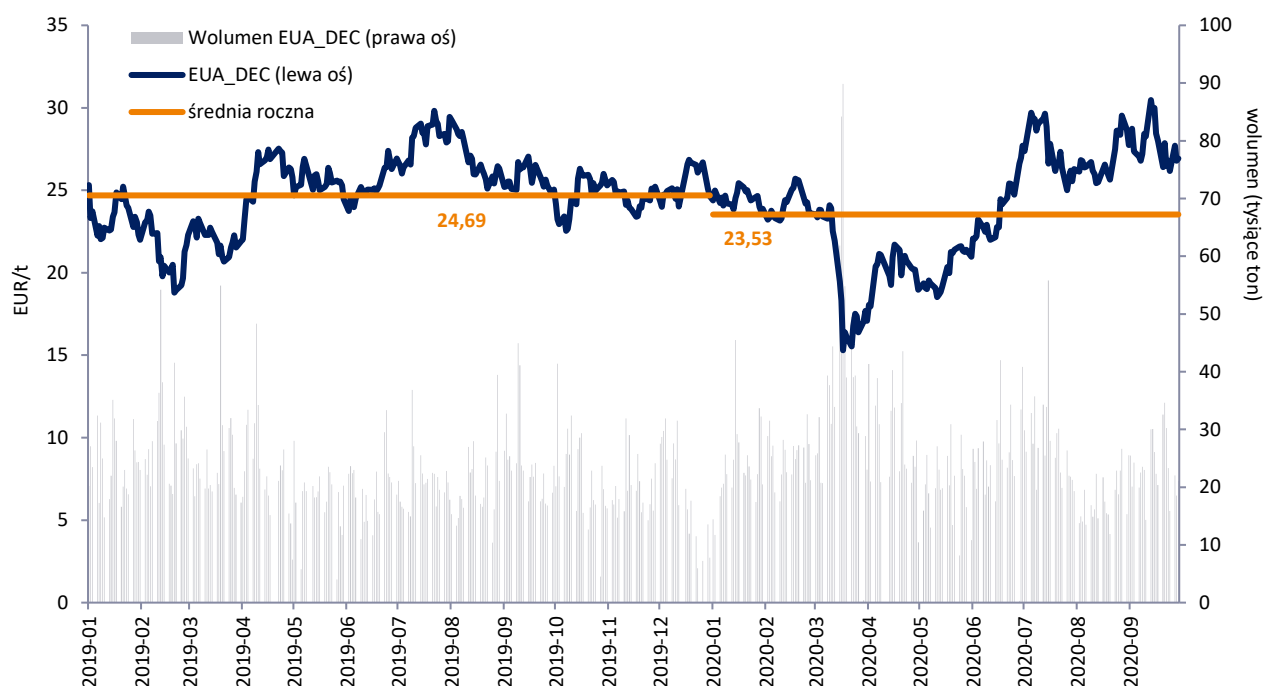
3.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

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

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 trzech kwartałach 2020 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 20 wyniosła 23,53 EUR/t (104,09 PLN/t) i była niższa o 5% od średniej ceny 24,69 EUR/t (106,08 PLN/t) instrumentu EUA DEC 19 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

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

Rysunek: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

PRZYDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENÍ DO EMISJI CO₂ 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 otrzyma 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 III kwartale 2020 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2020 rok
Energia elektryczna	14 171 197	-
Energia ciepła	416 762	1 034 097
RAZEM	14 587 959	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.



3.5. 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 trzech kwartałach 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.	Projekt zakłada: <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. Wyplata 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.	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). 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.	Ustawa została opublikowana 11 września 2020 roku. Ustawa, co do zasady, weszła w życie 1 października 2020 roku. Przepisy dotyczące zmian w ustawie o rynku mocy weszły w życie 19 września 2020 roku.		Środki z funduszu mogą zostać przeznaczone m.in na budowę infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych oraz na produkcję biometanu wykorzystywanego w transporcie.

	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy - prawo energetyczne.</p>	<p>Nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne zawiera szereg zmian o znaczeniu systemowym, 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 październiku 2020 roku projekt został zaakceptowany przez Stały Komitet Rady Ministrów.</p>	<p>Uchwalenie ustawy planowane jest w IV kwartale 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 PE 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.</p> <p>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>W październiku 2020 roku projekt został zaakceptowany przez Stały Komitet Rady Ministrów.</p>	<p>Uchwalenie ustawy planowane jest w IV kwartale 2020 roku .</p>	<p>Ustawa ta ma kluczowe znaczenie dla rozwoju morskich farm wiatrowych 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 (możliwości wejścia do systemu, przy zachowaniu maksymalnie 15- letniego okresu wsparcia), wprowadzenie obowiązku publikowania przez Ministra Klimatu z wyprzedzeniem wolumenów energii z OZE do objęcia wsparciem w perspektywie kolejnych 4 lat, 	<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 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>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ podniesienie progu mocowego dla PV, powyżej którego wymagane jest uwzględnienie instalacji i stref ochronnych wokół nich w planie zagospodarowania przestrzennego. <p>Projekt ma stanowić transpozycję dyrektywy PE 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 250 PLN/MWh (cena w 2019 roku wynosiła 285 PLN/MWh), ▪ 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 wydane 24 kwietnia 2020 roku, weszło w życie 19 maja 2020 roku.</p>	<p>W projektowanym rozporządzeniu zmianie uległy ceny 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>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 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. <p>Projekt rozporządzenia określa parametry dla aukcji dodatkowych dla 2022 roku dostaw.</p>	<p>Rozporządzenie weszło w życie 8 sierpnia 2020 roku.</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>	
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska</p>	<p>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</p>	<p>Zmodyfikowany (względem projektu) poddany ponownym uzgodnieniom międzyresortowym z dnia 19 maja 2020</p>	<p>Planowane jest skierowanie projektu ustawy na Komitet Stały Rady Ministrów.</p>	<p>Ustawa wpływa na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE realizujące inwestycje infrastrukturalne.</p>

	<p>oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>znacząco oddziaływujących na środowisko oraz uzyskiwania dalszych decyzji inwestycyjnych w procesie inwestycyjno-budowlanym.</p>	<p>roku) projekt ustawy został opublikowany 15 września 2020 roku.</p>	
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw.</p>	<p>Projekt wprowadza szereg zmian podyktowanych koniecznością implementacji dyrektywy 2018/2002/UE (EED). Wybrane, najważniejsze z punktu widzenia GK PGE to:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ wprowadzenie dodatkowych (oprócz świadectw efektywności energetycznej) środków służących realizacji wyznaczonego celu oszczędności energii. Są to programy i instrumenty finansowe dotyczące przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, ■ stworzenie możliwości dla podmiotów zobowiązanych realizacji programów dofinansowań, w celu sfinansowania lub współfinansowania przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Beneficjentami takich programów mogą być odbiorcy końcowi. podmioty zobowiązane posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz energią elektryczną oraz ciepłem mogą realizować programy dofinansowań w celu sfinansowania lub współfinansowania: wymiany pieców lub kotłów opalanych paliwami stałymi, termomodernizacji, modernizacji oświetlenia, przyłączenia do sieci ciepłowniczej. 	<p>Projekt został opublikowany 20 sierpnia 2020 roku. Do 10 września 2020 roku przyjmowane były uwagi w ramach konsultacji publicznych.</p>	<p>Nowelizacja w zaproponowanym brzmieniu będzie miała neutralny wpływ na spółki z GK PGE. Projektowane zmiany mogą wpłynąć korzystnie na realizację celu wskazanego w dyrektywie EED.</p>
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu zmieniający rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.</p>	<p>Projekt jest częścią tzw. reformy rynku bilansującego podzielonej na dwa etapy – pierwszy od 1 stycznia 2021 roku oraz drugi od 1 stycznia 2022 roku. Przeprowadzenie reformy rynku bilansującego wymaga dostosowania przepisów obowiązującego rozporządzenia o funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego do przepisów unijnych, ponadto konieczne są zmiany w zakresie przyłączania urządzeń do sieci. Zakres proponowanych zmian obejmuje:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ umożliwienie aktywnego udziału strony popytowej („DSR”), jednostek wytwórczych niepodlegających centralnemu dysponowaniu w rynku bilansującym (tzw. jednostki nJWCD) oraz magazynów energii elektrycznej w rynku bilansującym, ■ umożliwienie aktualizacji ofert bilansujących składanych w ramach tzw. zintegrowanego procesu grafikowania w maksymalnym możliwym zakresie do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, z założeniem monitorowania uczestników rynku pod kątem potencjalnych nadużyć na rynku (wykorzystania siły rynkowej), ■ wycofanie części usług systemowych, 	<p>Projekt rozporządzenia został opublikowany i skierowany do konsultacji publicznych 20 sierpnia 2020 roku.</p>	<p>Zmiana rozporządzenia będzie miała pozytywny wpływ na rozliczanie dostaw energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego.</p>

- zmianę konwencji znaków na rynku bilansującym (oznaczenia dodatniego lub ujemnego dla dostaw energii na lub odbioru energii z rynku bilansującego) celem dostosowania polskiej konwencji znaków do wymagań dyrektywy Komisji Europejskiej, która ma celu umożliwienie płynnej wymiany energii elektrycznej ponad wewnętrznymi granicami UE („EB GL”),
- zmianę zasady ustalania cen niezbilansowania i rozliczeń w celu poprawy zachęt do zbilansowania na rynkach towarowych poprzez ograniczenie możliwości arbitrażu między tymi rynkami (w szczególności rynkiem dnia następnego), a rynkiem bilansującym,
- poprawienie zasady wyceny i rozliczeń w zakresie zarządzania ograniczeniami (redysponowania),
- doszczegółowienie wymagań formalnych i procedur w zakresie wniosków o wydanie warunków przyłączenia, wyeliminowanie kolizji z ustawą Prawo energetyczne w zakresie terminów na wydanie warunków przyłączenia oraz określania tych warunków dla mikroinstalacji,
- odzwierciedlenie w niezbędnym zakresie relacji pomiędzy przepisami prawa krajowego i unijnego, w szczególności tzw. przyłączeniowymi kodeksami sieci.



Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

Projekt wprowadza następujące zmiany:

- możliwość wydzielenia odrębnej grupy taryfowej dla odbiorców przyłączonych do sieci, którzy wykorzystują energię elektryczną wyłącznie na potrzeby funkcjonowania ogólnodostępnej stacji ładowania i świadczenia usług ładowania,
- mechanizm konta regulacyjnego w taryfach na dystrybucję energii elektrycznej - celem tej zmiany jest stworzenie mechanizmu, który pozwoli operatorom systemów na uzyskanie przychodów pokrywających koszty uznane za uzasadnione przez Prezesa URE, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału, wynikające z zatwierdzonych taryf, które mogą nie być przez tych operatorów faktycznie osiągnięte lub są osiągnięte w wielkościach wyższych niż przyjmowane do kalkulacji taryf, zapewnienie odbiorcom końcowym możliwości otrzymywania informacji o rozliczeniach za dostarczoną energię oraz faktur w formie elektronicznej.


Projekt został opublikowany **20 sierpnia 2020 roku**. Do 30 sierpnia 2020 roku przyjmowane były uwagi w ramach konsultacji publicznych. Aktualnie trwa analiza zgłoszonych uwag.


Po zakończeniu konsultacji projekt rozporządzenia zostanie skierowany do podpisu Ministra.



Wprowadzany przez rozporządzenie mechanizm konta regulacyjnego jest pozytywnie oceniany przez sektor dystrybucji. Oczekuje się, że przyczyni się do uzyskania przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne przychodów pozwalających na pokrycie kosztów uzasadnionych wraz ze wzrostem z kapitału.

Należy się spodziewać, że wyodrębnienie oddzielnych grup taryfowych dedykowanych stacją ładowania w pierwszych latach obowiązywania negatywnie wpłynie na przedsiębiorstwa dystrybucyjne.


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 nowego celu redukcji emisji na 2030 rok.</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 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>17 września 2020 roku KE przedstawiła dokument roboczy zawierający ocenę skutków ambitniejszego celu klimatycznego UE na 2030 rok, który towarzyszył komunikatowi: „Ambitniejszy cel klimatyczny Europy do 2030”. Na podstawie oceny wpływu KE zaktualizowała wniosek legislacyjny wskazując, że cel redukcji emisji do 2030 roku powinien wynieść co najmniej 55%.</p> <p>8 października 2020 roku PE przyjął w głosowaniu plenarnym stanowisko, dotyczące wniosku legislacyjnego KE, w ramach którego zaproponował m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ cel redukcyjny na 2030 rok na poziomie 60% względem 1990 roku, ▪ harmonogram i zasady wyznaczenia celu redukcji emisji na 2040 rok, ▪ obowiązek osiągnięcia przez każde państwo członkowskie zerowego poziomu emisji gazów cieplarnianych netto najpóźniej do 2050 roku, ▪ wprowadzenie budżetu CO₂ dla całej UE i rozbić go na poszczególne sektory gospodarki, ▪ prawny nakaz, aby instytucje UE i wszystkie państwa członkowskie stopniowo wycofywały wszystkie bezpośrednie i pośrednie dopłaty do paliw kopalnych, ▪ ustanowienie Europejskiej Rady ds. Zmian Klimatu. <p>9 października 2020 roku Prezydencja Niemiecka w Radzie UE przedstawiła propozycję podejścia ogólnego (<i>general approach</i>). Propozycja ta nie zakłada przyjęcia celu neutralności klimatycznej na poziomie krajowym oraz zakłada przyjęcie 55% celu redukcji emisji do 2030 roku względem 1990 roku.</p>	<p>Wypracowanie stanowiska Rady nastąpi w trakcie Prezydencji Niemieckiej. 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
	<p>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).</p>	<p>Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.</p>	<p>W przedstawionym 4 marca 2020 roku przez KE wniosku legislacyjnym dotyczącym europejskiego prawa o klimacie zapowiedziano m.in., że do 30 czerwca 2021 roku KE oceni, w jaki sposób należałoby zmienić unijne akty prawne, wdrażające cel UE na 2030 rok, aby umożliwić osiągnięcie nowego celu redukcji emisji oraz osiągnąć cel neutralności klimatycznej. KE zakłada na przestrzeni najbliższego roku opracowanie kolejnej rewizji dyrektywy ETS i potencjalnie decyzji MSR.</p> <p>17 września 2020 roku KE przedstawiła dokument roboczy zawierający ocenę skutków ambitniejszego celu klimatycznego UE na 2030 rok, który towarzyszył komunikatowi: „Ambitniejszy cel klimatyczny Europy do 2030”. Na podstawie oceny wpływu KE zaktualizowała wniosek legislacyjny wskazując, że cel redukcji emisji do 2030 roku powinien wynieść co najmniej 55%.</p> <p>W ramach rozważanych kierunków rewizji systemu ETS, poza podniesieniem samego celu redukcji emisji zakłada się poszerzenie zakresu EU ETS o sektory transportu i budynki. Przyszłość bezpłatnego przydziału uprawnień dla przemysłu będzie zależeć od finalnych rozstrzygnięć dotyczących wprowadzenia mechanizmu CBAM (<i>Carbon Border Adjustment Mechanism</i>).</p>	<p>Wnioski legislacyjne 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>	<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>

	<p>Rozporządzenie wykonawcze KE (UE) 2020/1294 z 15 września 2020 roku w sprawie unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych.</p>	<p>Wspieranie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w UE.</p>	<p>7 października 2020 roku weszło w życie rozporządzenie wykonawcze w sprawie unijnego mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych ustanowionego na podstawie rozporządzenia (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu. Środki finansowe zasilające ten mechanizm będą pochodzić z dobrowolnych płatności państw członkowskich, funduszy unijnych lub wkładów sektora prywatnego. Mechanizm ma dwie podstawowe funkcje:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ wsparcie realizacji projektów OZE pomiędzy państwami członkowskimi, które zaliczać się będą do ich celów krajowych, ▪ umożliwienie finansowania rozwoju OZE bez względu na rozbieżność z trajektorią UE. <p>Projekty będą wybierane w drodze naborów o określonym budżecie i kryteriach. Wsparcie może być udzielane na nowe projekty OZE w sektorze elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym, jak też mieć charakter zarówno pomocy inwestycyjnej, jak i operacyjnej.</p>	<p>Mechanizm będzie funkcjonował od początku 2021 roku. KE rozpocznie działania mające na celu zbadanie wśród państw członkowskich zainteresowania wzięciem udziału w mechanizmie. KE udostępni państwom członkowskim orientacyjny harmonogram pierwszego naboru.</p>	<p>Możliwe pozyskanie wsparcia inwestycyjnego albo operacyjnego dla projektów OZE.</p>
Regulacje rynkowe					
	<p>Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (rozporządzenie EMR).</p>	<p>Stworzenie prawnych ram dla dalszej integracji wewnętrznego rynku energii elektrycznej.</p>	<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>2 października 2020 roku Agencja ACER zatwierdziła powyższe metodyki.</p> <p>3 lipca 2020 roku ENTSO-E przedłożył ACER:</p> <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>	<p>Zgodnie z przepisami rozporządzenia EMR Agencja ACER powinna zatwierdzić lub wprowadzić zmiany do metodyki określającej wspólne zasady odnoszące się do partycypacji mocy zagranicznych w mechanizmach mocowych.</p>	<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>


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

 Polska Grupa Energetyczna	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST).	Zapewnienie ram finansowych dla transformacji regionów w kierunku realizacji neutralności klimatycznej na poziomie całej UE.	<p>14 stycznia 2020 roku KE przedstawiła propozycję rozporządzenia ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji.</p> <p>28 maja 2020 roku KE przedstawiła propozycję zmian do projektu 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.</p> <p>6 lipca 2020 roku komisja REGI PE (Komisja Rozwoju Regionalnego) przyjęła wstępne stanowisko PE odnośnie rozporządzenia ustanawiającego FST.</p> <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>16 września 2020 roku PE przyjął swoje stanowisko odnośnie rozporządzenia ustanawiającego FST. Najważniejsze kwestie ujęte w tym stanowisku dotyczą:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ zwiększenia tej części budżetu FST, która jest finansowana z WRF 2021-2027 do 25 mld EUR oraz zwiększenia części pochodzącej z NextGeneration EU do 32 mld EUR, ▪ uzależnienia dostępu do 50% alokacji przypadającej na dane państwo członkowskie od zobowiązania się do realizacji celu neutralności klimatycznej UE do 2050 roku na poziomie krajowym, ▪ maksymalnej alokacji środków z FST przypadających na jedno państwo członkowskie (8 mld EUR), ▪ współfinansowania z FST, które może wynosić do 85% właściwych kosztów projektów finansowanych z FST, ▪ 18% budżetu FST przydzielane zgodnie z prędkością redukcji przez państwa członkowskie emisji gazów cieplarnianych dzielonej przez ich ostatni średni PNB, ▪ wykluczenia ze wsparcia tych regionów węglowych, w których będą eksploatowane nowe złoża węglowe, ▪ umożliwienia wsparcia z FST inwestycji w źródła wytwórcze oparte o gaz przy spełnieniu określonych warunków. 	Proces legislacyjny dotyczący rozporządzenia ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji z udziałem Rady i PE ma zostać zakończony w trakcie Prezydencji Niemieckiej do końca 2020 roku .	Potencjalnie możliwe dofinansowanie działań i inwestycji realizowanych na terenach regionów węglowych kwalifikujących się do uzyskania wsparcia z FST.
---	--	--	--	---	--

	<p>Rozporządzenie PE i Rady ustanawiające Instrument na Rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności.</p>	<p>Zapewnienie ram finansowych dla odbudowy gospodarki UE po pandemii COVID-19 oraz zwiększenia jej odporności na szoki gospodarcze.</p>	<p>28 maja 2020 roku KE przedstawiła propozycję rozporządzenia ustanawiającego Instrument na Rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności. Wielkość tego Instrumentu miałyby wynosić 560 mld EUR, z czego 350 mld EUR grantów i 210 mld EUR pożyczek. W celu pozyskania środków z Instrumentu dane państwo członkowskie musi przygotować Krajowy Plan Odbudowy (KPO), w którym przedstawi plan reform i inwestycji na lata 2021-2023. Plan ten musi zostać przedłożony KE do zatwierdzenia.</p> <p>17-21 lipca 2020 roku odbyło się nadzwyczajne posiedzenie Rady Europejskiej, podczas którego uzgodniono, iż:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ wielkość Instrumentu wyniesie 672,5 mld EUR, z czego 312,5 mld EUR grantów i 360 mld EUR pożyczek. Polska powinna otrzymać z Instrumentu 57 mld EUR, z tego ok. 23 mld EUR w formie dotacji, ■ 70% środków z Instrumentu powinno zostać wydatkowane w latach 2021-2022, a pozostałe 30% środków powinno zostać wydatkowane w 2023 roku, ■ wydatkowanie środków z Instrumentu powinno być zgodne z Porozumieniem Paryskim i nie powinno szkodzić zasadom Europejskiego Zielonego Ładu. <p>1 września 2020 roku komisje BUDG/ECON PE przedstawiły projekt stanowiska PE odnośnie tego rozporządzenia. Zgodnie z tym projektem 30% środków z Instrumentu ma zostać przeznaczony na działania klimatyczne.</p>	<p>Proces legislacyjny dotyczący rozporządzenia ustanawiającego Instrument na Rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności z udziałem Rady i PE ma zostać zakończony w trakcie Prezydencji Niemieckiej do końca 2020 roku.</p>	<p>Potencjalne dofinansowanie inwestycji zgłoszonych do KPO.</p>
	<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>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>1 października 2020 roku KE powołała Platformę ds. zrównoważonego finansowania (<i>Platform on Sustainable Finance</i>), która zastąpiła Techniczną Grupę Ekspertów i która ma doradzać KE w kwestiach związanych ze zrównoważonym finansowaniem.</p>	<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 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). Skróty 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 (III kwartał 2020 roku)

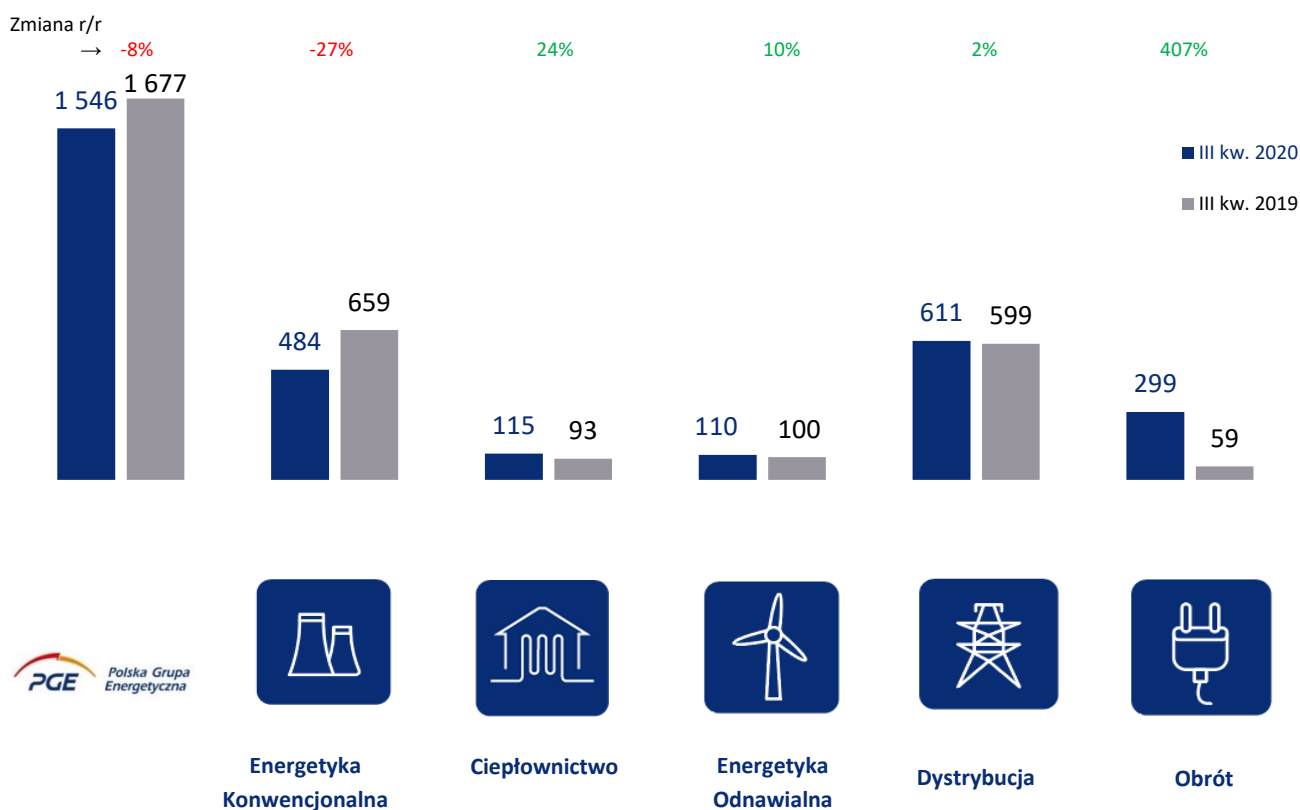
	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	5 elektrowni konwencjonalnych 2 elektrociepłownie 2 kopalnie węgla brunatnego	14 elektrociepłowni	17 farm wiatrowych 2 elektrownie fotowoltaiczna 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	294 834 km linii dystrybucyjnych	n/d
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 12,18 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,61 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 0,48 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 8,98 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 10,22 TWh
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła 0,49 PJ	Produkcja ciepła 3,54 PJ	n/d	n/d	n/d
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (ok. 87%) GK PGE jest również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła	n/d	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkowym udziałem ok. 10% (bez uwzględniania produkcji z biomasy i biogazu)	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

4.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

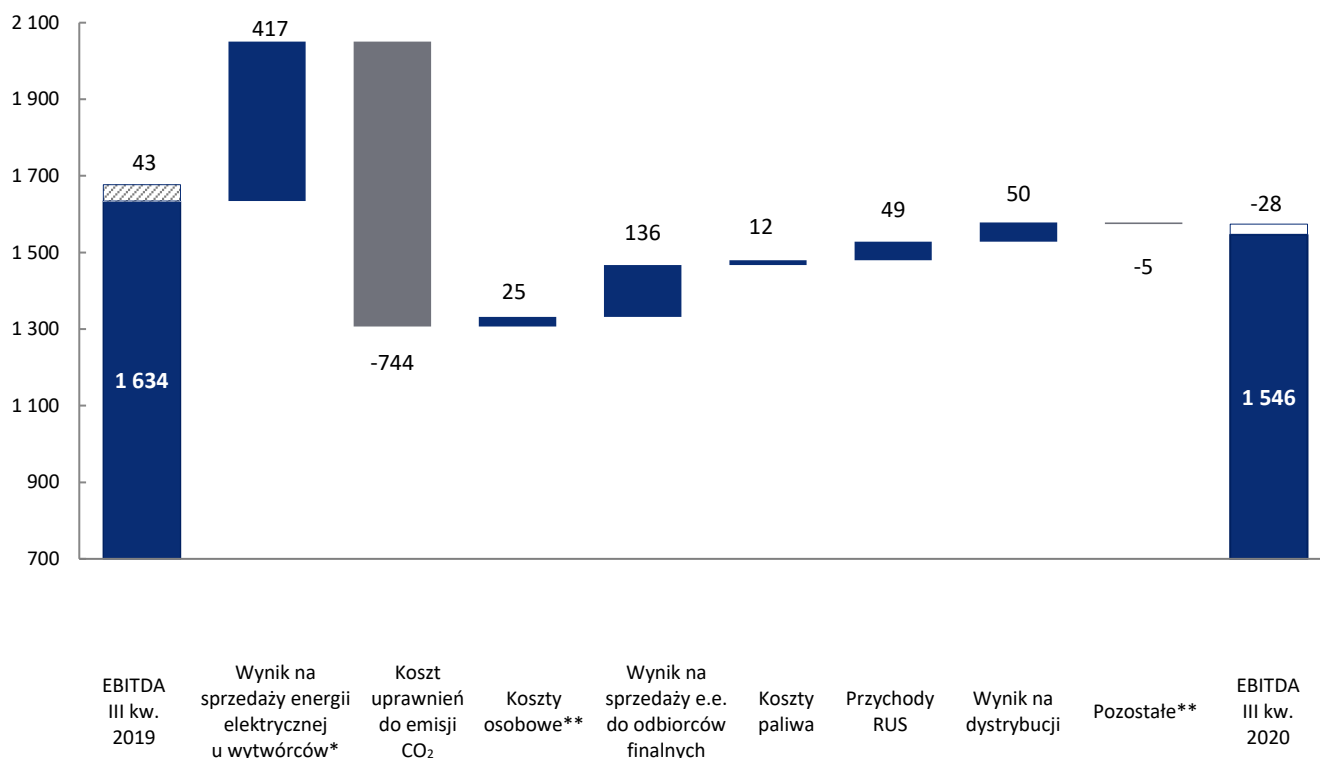
Najlepszym miernikiem oceny rentowności i poziomu zyskowności spółek z branży energetycznej jest wynik EBITDA. Jest to wynik przed potrąceniem kosztów amortyzacji, podatków dochodowych oraz działalności finansowej, w tym odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych. W przybliżeniu odzwierciedla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

Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku Grupy za III kwartał 2020 roku mają segmenty Dystrybucja oraz Energetyka Konwencjonalna, partycypujące odpowiednio 40% oraz 31% w wyniku EBITDA GK. Segment Obrót wypracował 19% EBITDA, natomiast segmenty Energetyka Odnawialna oraz Ciepłownictwo odpowiadają za 7% EBITDA każdy.

EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)




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



Odchylenie	417	-744	25	136	12	49	50	-5	
EBITDA raportowana III kw. 2019	1 677								
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019	43								
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	1 634	3 519	834	1 269	24	882	97	1 109	130
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		3 936	1 578	1 244	160	870	146	1 159	135
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020									-28
EBITDA raportowana III kw. 2020									1 546

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

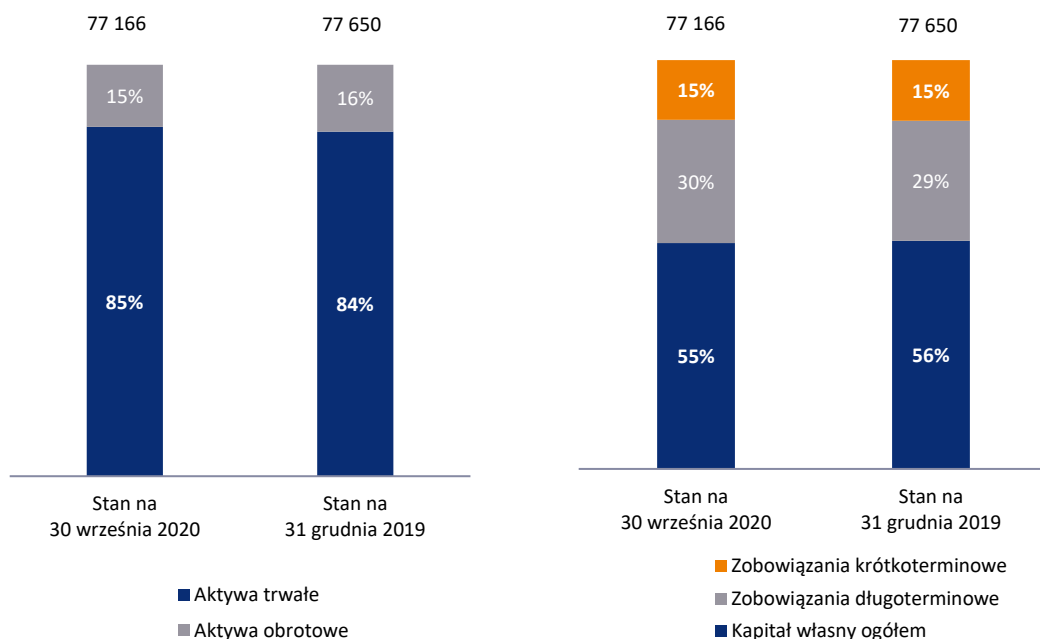
 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

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

**Pozycje skorygowane o wpływ zdarzeń jednorazowych.

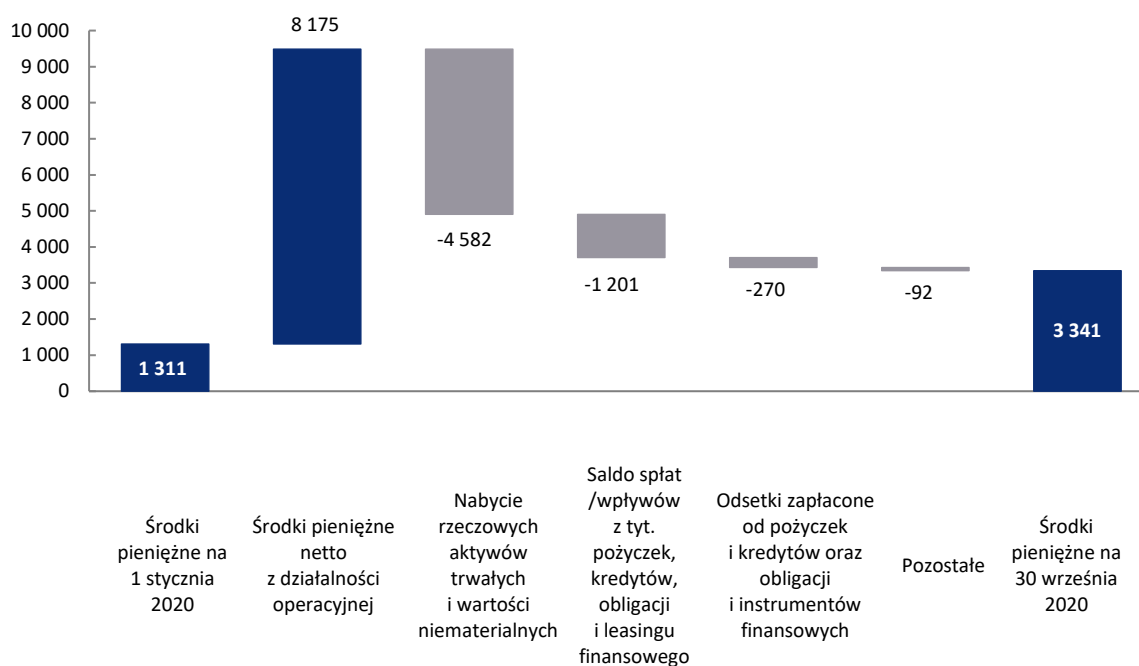
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Rysunek: Struktura aktywów i pasywów (mln PLN).



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Rysunek: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Wpływ na poziom środków pieniężnych

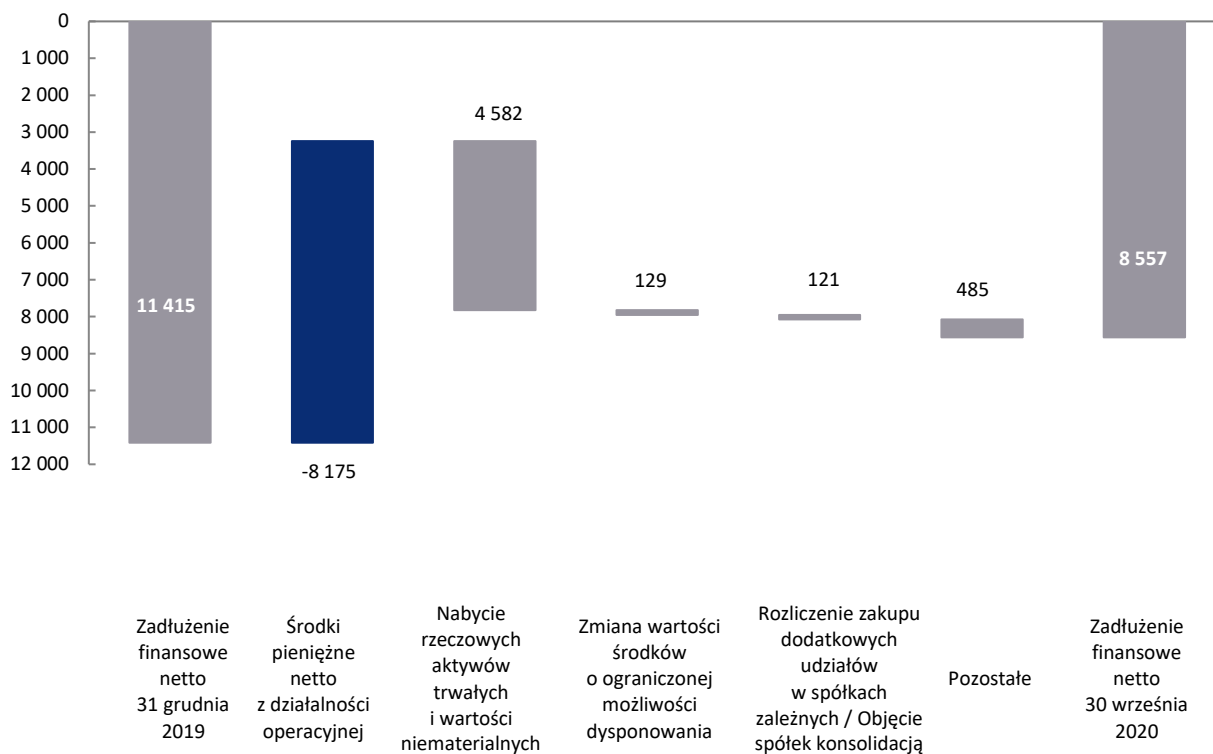
8 175 -4 582 -1 201 -270 -92

Środki pieniężne

1 311

3 341

Rysunek: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Wpływ na poziom zadłużenia netto	-8 175	4 582	129	121	485	
Zadłużenie finansowe netto	11 415					8 557

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



**Energetyka
Konwencjonalna**



Ciepłownictwo



**Energetyka
Odnawialna**

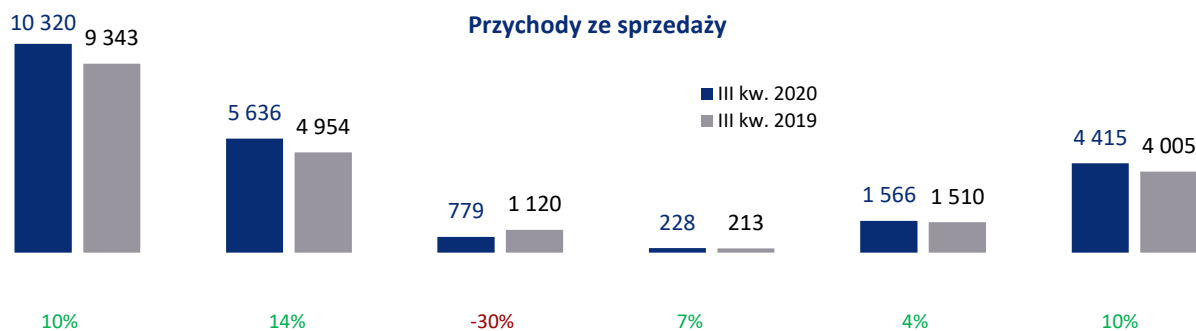


Dystrybucja

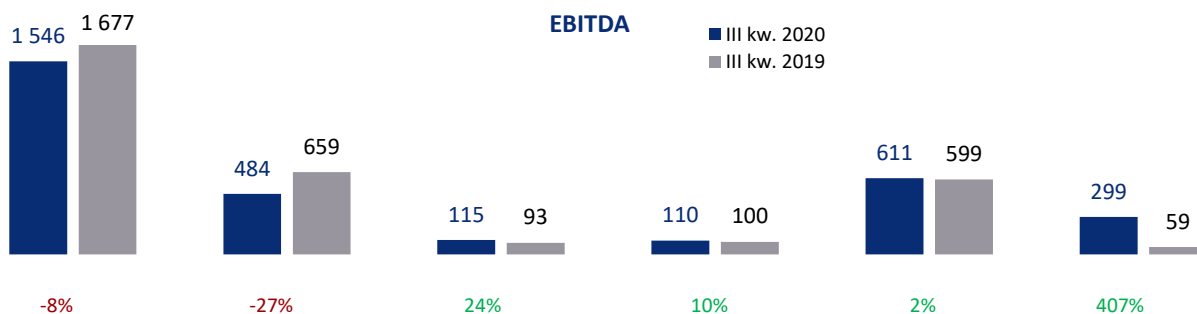


Obrót

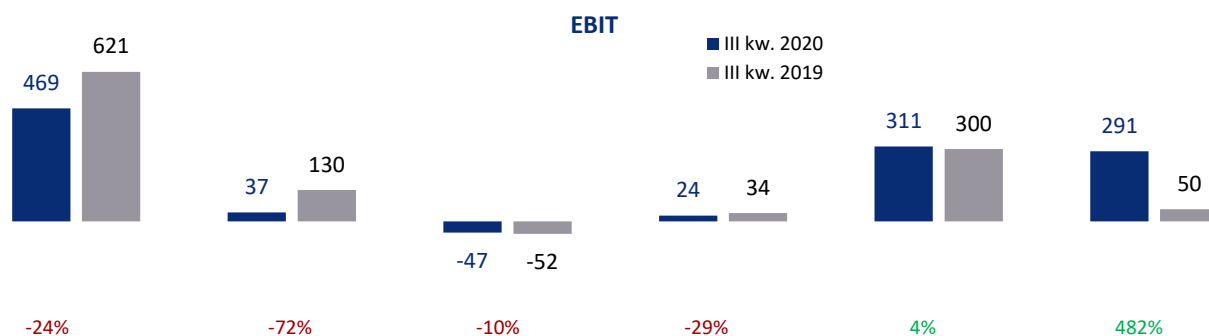
Przychody ze sprzedaży



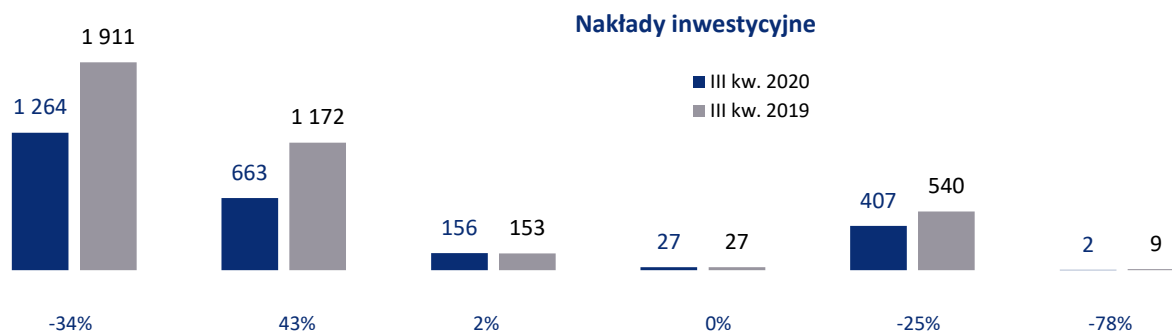
EBITDA



EBIT



Nakłady inwestycyjne



Bilans energii elektrycznej

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

Wolumen sprzedaży	III kwartał	III kwartał	Zmiana %	I-III kwartał	I-III kwartał	Zmiana %
	2020	2019		2020	2019	
A . Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, tym:	28,71	26,36	9%	86,22	76,99	12%
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	10,34	10,89	-5%	30,46	32,78	-7%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	18,37	15,47	19%	55,76	44,21	26%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	15,12	13,27	14%	46,31	36,67	26%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	14,27	13,94	2%	42,85	43,44	-1%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	0,68	0,85	-20%	2,94	3,12	-6%

*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% obligacji 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 trzech kwartałach 2020 roku jest następstwem wysokiej bazy odnotowanej w trzech kwartałach 2019 roku. W 2019 roku spółki sprzedaży detalicznej GK PGE odnotowały zwiększony wolumen sprzedaży energii elektrycznej w związku z przejęciem 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	III kwartał	III kwartał	Zmiana %	I-III kwartał	I-III kwartał	Zmiana %
	2020	2019		2020	2019	
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	14,27	13,94	2%	42,85	43,44	-1%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	7,72	7,75	0%	22,40	24,76	-10%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,28	4,40	-3%	11,70	10,79	8%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,01	0%	0,02	0,03	-33%
Elektrociepłownie węglowe	0,51	0,44	16%	2,97	2,84	5%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Elektrociepłownie gazowe	1,23	0,86	43%	3,62	3,12	16%
Elektrociepłownie biomasowe	0,04	0,08	-50%	0,25	0,22	14%
Elektrociepłownie odpady komunalne	0,01	0,01	0%	0,03	0,03	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,13	0,12	8%	0,50	0,45	11%
Elektrownie wodne	0,08	0,05	60%	0,33	0,32	3%
Elektrownie wiatrowe	0,27	0,23	17%	1,05	0,91	15%
w tym produkcja OZE	0,41	0,38	8%	1,68	1,51	11%

Niższy poziom produkcji energii elektrycznej w trzech kwartałach 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 2,4 TWh) jest następstwem niższego średniego obciążenia Elektrowni Bełchatów na blokach 2-14 o 14 MW, tj. o 4%. Na skutek mniejszego wykorzystania przez PSE S.A., bloki 2-

14 Elektrowni Bełchatów pozostawały w rezerwie dłużej o 4 322 h, natomiast bloki Elektrowni Turów dłużej o 1 386 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 0,9 TWh) wynika z wyższej produkcji w Elektrowni Opole, co jest głównie efektem pracy bloków 5 i 6, które wyprodukowały w trzech kwartałach 2020 roku 5,2 TWh energii elektrycznej przy 1,9 TWh w trzech kwartałach 2019 roku. Powyższy efekt został pomniejszony na skutek dłuższego o 5 444 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 6 800 h czasu postoju bloków tej elektrowni w remontach (blok nr 6 pozostawał w remoncie od 30 września 2019 roku do końca czerwca 2020 roku natomiast blok nr 7 pozostawał w remoncie od 2 maja 2020 roku do końca sierpnia 2020 roku). Niższa produkcja w Elektrowni Rybnik spowodowana jest dłuższym o 10 764 h postojem bloków 3-8 tej elektrowni w rezerwie oraz niższym obciążeniem tych bloków o 9 MW.

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

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.

Wyższa produkcja na farmach wiatrowych wynika z lepszej wietrzności w trzech kwartałach 2020 roku. Wykorzystanie mocy na farmach wiatrowych w trzech kwartałach 2020 roku było średnio większe o 2 p.p.

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

Produkcja ciepła

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	III kwartał	III kwartał	Zmiana	I-III kwartał	I-III kwartał	Zmiana
	2020	2019		2020	2019	
Produkcja ciepła w PJ, z czego:	4,02	4,13	-3%	32,60	33,53	-3%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,34	0,34	0%	1,83	1,85	-1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,07	0,10	-30%	0,42	0,60	-30%
Elektrociepłownie węglowe	2,72	2,75	-1%	23,47	23,97	-2%
Elektrociepłownie gazowe	0,87	0,80	9%	6,33	6,27	1%
Elektrociepłownie biomasowe	0,00	0,10	-100%	0,37	0,63	-41%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,04	-75%	0,09	0,10	-10%
Elektrociepłownie pozostałe	0,01	0,00	-	0,09	0,11	-18%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła w 2020 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. W porównaniu z 2019 rokiem średnie temperatury za trzy kwartały były wyższe o 1,6°C, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

Sprzedaż ciepła

W III kwartale 2020 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 3,79 PJ i był niższy o 0,1 PJ r/r.

W trzech kwartałach 2020 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 31,54 PJ i był niższy o 0,91 PJ r/r.

Na powyższe wyniki wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w 2020 roku.

4.3. Charakterystyka segmentów działalności

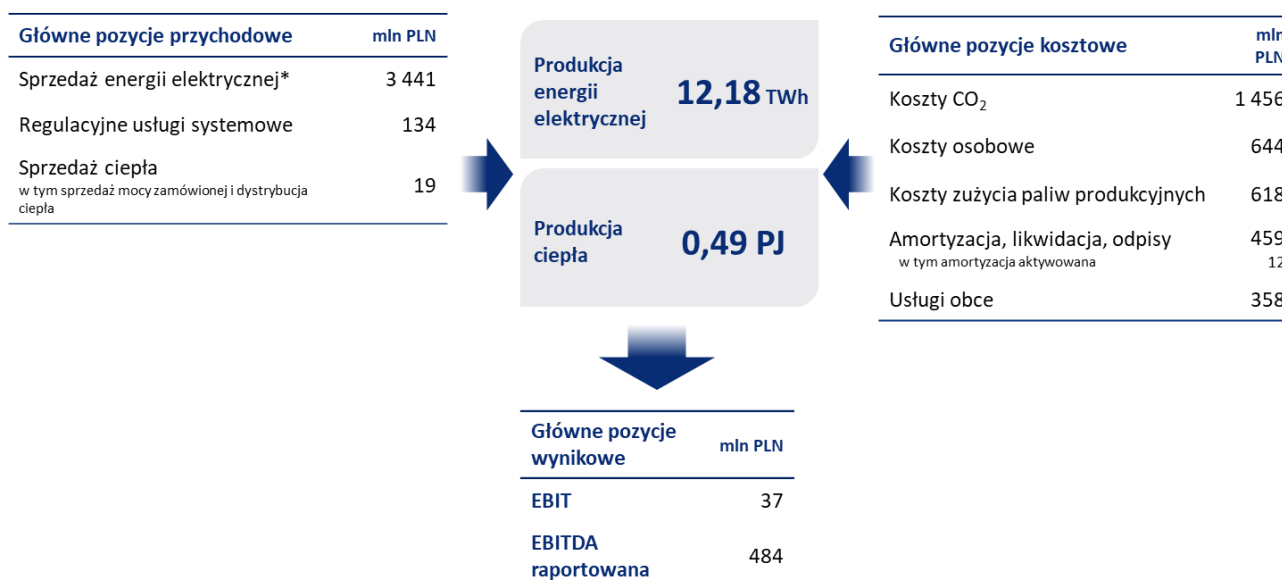
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Opis segmentu i model jego działalności

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2020 roku.

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** na podstawie umów zawartych z polskim operatorem systemu przesyłowego, czyli spółką PSE S.A. Są one równoległymi przychodami do tych uzyskiwanych z rynku energii elektrycznej, a związane są z koniecznością stabilnego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Regulacyjne usługi systemowe świadczą elektrownie PGE GiEK S.A. („PGE GiEK”).

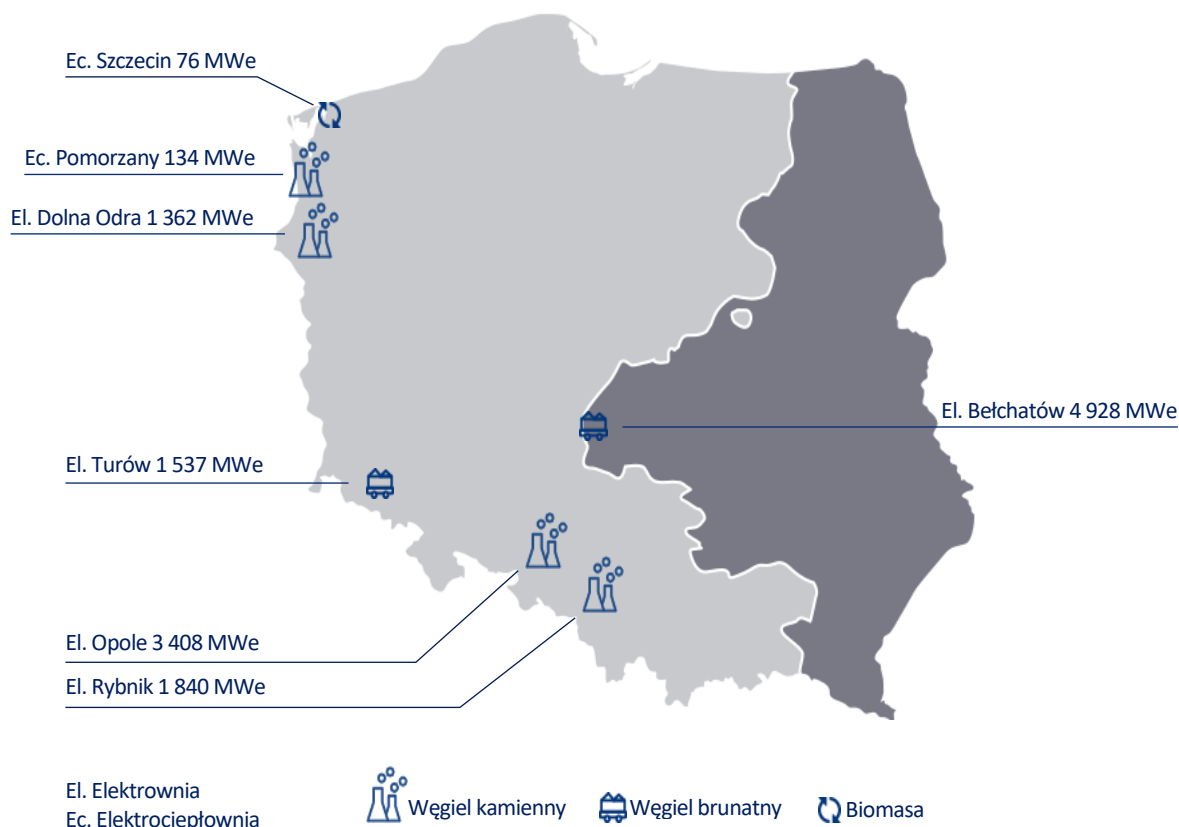
Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego zarówno w elektrowniach systemowych oraz EC Szczecin oraz EC Pomorzany, będących częścią Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

AKTYWA

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

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 87%³ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 34%⁴ 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.

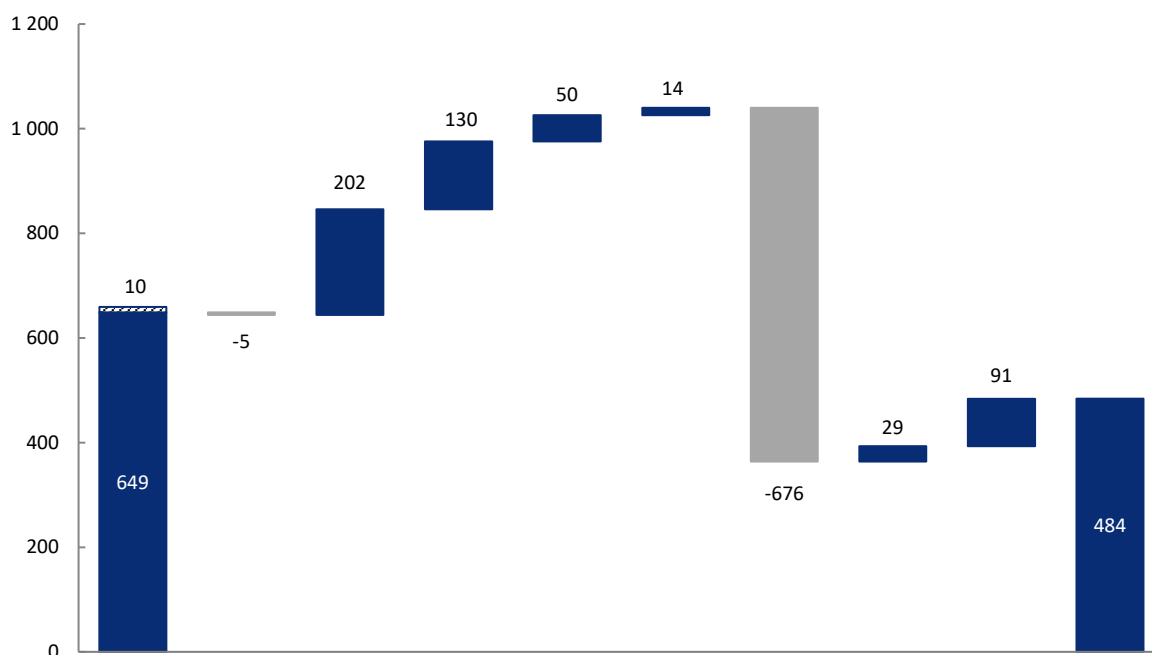


³ Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.

⁴ Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA III kw. 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 III kw. 2020
Odchylenie		-5	202	130	50	14	-676	29	91	
EBITDA raportowana III kw. 2019	659									
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019	10									
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	649	3 044	70	84	632	780	673	464		
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		3 241	200	134	618	1 456	644	373		484
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020										0
EBITDA raportowana III kw. 2020										484

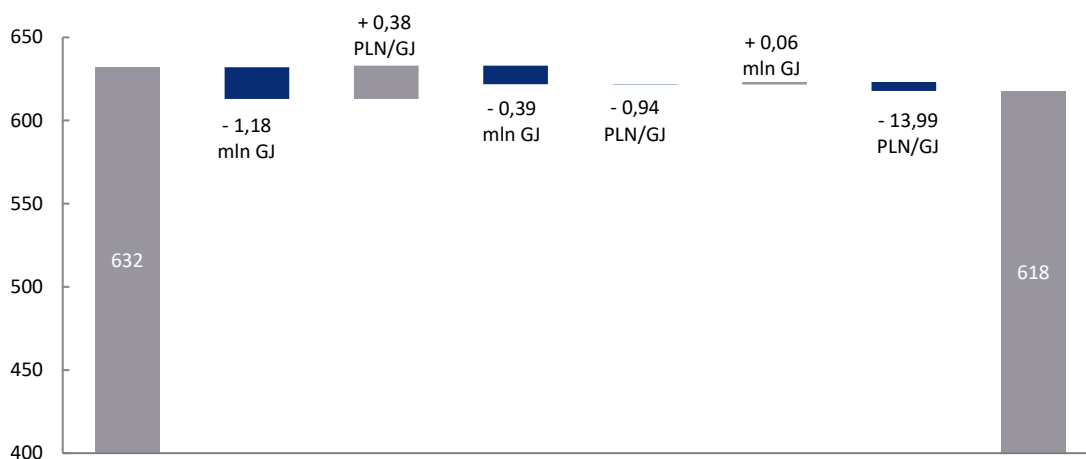
 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

*Pozycja skorygowana o wpływ zdarzeń jednorazowych.

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

- **Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na realizację kontraktów zawartych w 2019 roku.
- **Wyższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej** z powodu wyższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 1,3 TWh, przy wyższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną.
- **Wyższe przychody z RUS**, głównie z Operacyjnej Rezerwy Mocy („ORM”) w Elektrowni Opole i Elektrowni Rybnik ze względu na mniejsze wykorzystanie tych jednostek wytwórczych.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, głównie biomasy na skutek niższej produkcji energii elektrycznej w Elektrociepłowni Szczecin z powodu remontu średniego kotła nr 1 od 1 sierpnia 2020 roku do końca września 2020 roku. 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. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty osobowe** na skutek niższego poziomu rezerwy urlopowej oraz niższego poziomu zatrudnienia.

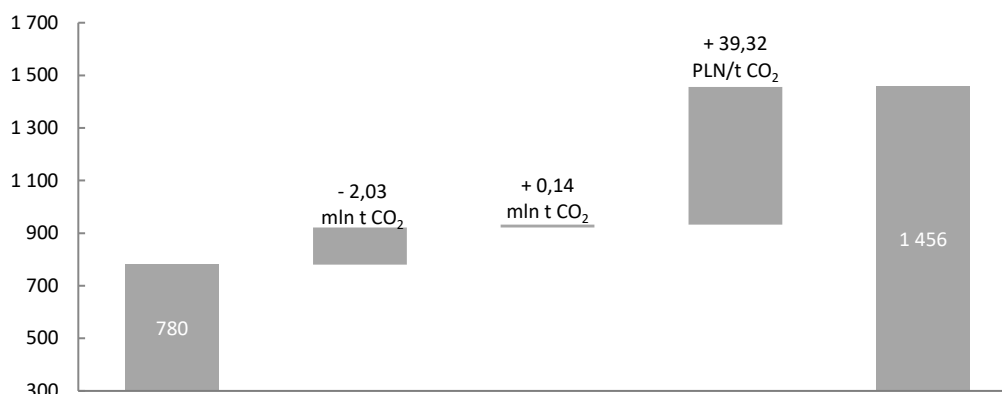
Rysunek: Koszty zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



	Koszty paliw III kw. 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 III kw. 2020
Odchylenie		-19	20	-10	-1	2	-6	
Koszty paliw III kw. 2019	632	587		26		19		
Koszty paliw III kw. 2020		588		15		15		618

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

Rodzaj paliwa	III kwartał 2020		III kwartał 2019	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 891	588	1 992	587
Biomasa	56	15	89	26
Olej opałowy lekki i ciężki	12	15	10	19
RAZEM		618		632

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

	Koszty CO ₂ III kw. 2019	Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	Emisja CO ₂	Średni koszt CO ₂	Koszty CO ₂ III kw. 2020
Odchylenie		141	11	524	
Koszty CO ₂ III kw. 2019	780				
Koszty CO ₂ III kw. 2020					1 456

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w III kwartale 2020 i 2019 roku.

mIn PLN	III kwartał 2020	III kwartał 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	566	1 053	-46%
▪ Rozwojowe	218	635	-66%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	348	418	-17%
Pozostałe	13	25	-48%
RAZEM	579	1 078	-46%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	84	94	-11%
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	663	1 172	-43%

KLUCZOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE W SEGMENTCIE 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 pierwszy 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”.
- 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”.
- 28 sierpnia 2020 roku wykonawca budowy dwóch bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra, złożył wniosek o uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę.
- 5 września 2020 roku przeprowadzono pierwsze rozpalenie kotła, na oleju lekkim, bloku nr 7 w Elektrowni Turów.
- Decyzją Marszałka Województwa Dolnośląskiego z 11 września 2020 roku dokonano zmiany pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji do spalania paliw zlokalizowanej na terenie Elektrowni Turów, odnoszącą się do wprowadzenia do warunków pozwolenia nowego bloku energetycznego nr 7.
- 30 września 2020 roku zakończył się pierwszy rok okresu gwarancyjnego dla bloku nr 6 w Elektrowni Opolo. W tym czasie blok nr 6 pracował zgodnie z potrzebami KSE bez istotnych problemów.

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 Elektrowni Dolna Odra.
- 6 maja 2020 roku zawarto aneks nr 3 z Konsorcjum Firm w składzie: SBB ENERGY S.A. z siedzibą w Opolu (Lider Konsorcjum), POLIMEX MOSTOSTAL S.A. z siedzibą w Warszawie (Partner Konsorcjum) oraz POLIMEX ENERGETYKA Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (Partner Konsorcjum) 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 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-godzinnego Ruchu Próbnego. 18 lipca 2020 roku zakończono 72-godzinny Ruch Próbnny IOS.
- 23 lipca 2020 roku podpisano protokół końcowy przekazania-przejęcia do eksploatacji, po modernizacji, bloku 2 w Elektrowni Bełchatów.
- 26 lipca 2020 roku zsynchronizowano z KSE blok nr 3 w Elektrowni Turów. 19 września 2020 roku zakończył się ruch regulacyjny w/w bloku, a 21 września 2020 roku rozpoczął się 30-dniowy ruch próbny.
- 27 lipca 2020 roku zakończono modernizację elektrofiltra bloku 2 w Elektrowni Opolo.
- 31 lipca 2020 roku zawarto umowę na modernizację elektrofiltrów bloków 4-8 w Elektrowni Rybnik.
- 21 sierpnia 2020 roku zakończono modernizację elektrofiltra bloku 4 w Elektrowni Turów.
- 8 września 2020 roku podpisano umowę na realizację zadania dotyczącego redukcji emisji pyłu na bloku 5 w Elektrowni Turów.
- 8 września 2020 roku podpisano umowę, na budowę pod klucz instalacji do dawkowania mieszanin soli bromu ścieków w Elektrowni Turów.
- 10 i 23 września 2020 roku podano spaliny na zmodernizowane instalacje odsiarczania spalin bloków nr 9 i 10 w Elektrowni Bełchatów.
- 30 września 2020 roku podpisano umowę z SEEN Technologie na rozbudowę przemysłowej oczyszczalni ścieków w Elektrowni Turów.

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w III kwartałach 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	3,4 mld PLN	269,9 mln PLN	Węgiel brunatny/ 43,1%	Konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas	Termin umowny: 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 negocjacji. .	Do końca III kwartału 2020 roku zaawansowanie projektu jest na poziomie 97,8%. We wrześniu 2020 roku uruchomiono palniki olejowe. Trwa rozruch obracarki turbiny, rozpoczęto rozruch młynów węglowych i elektrofiltra. Rozpoczęto proces dmuchania kotła parą. W IV kwartale 2020 roku planowane jest pierwsze podanie węgla do kotła oraz pary na turbinę i synchronizacja bloku z KSE.
Budowa nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra							
Budowa dwóch bloków gazowo-parowych 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra	4,3 mld PLN	43,0 mln PLN	38,8 mln PLN*	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	Grudzień 2023 roku	W III kwartale 2020 roku prowadzone były prace projektowe inwestycji oraz przygotowawcze w zakresie przekazania terenu budowy - budowa ogrodzenia i zaplecza kontenerowego. 29 października 2020 roku uzyskane zostało pozwolenie na budowę dla nowych bloków, a 5 listopada 2020 roku przekazany został teren budowy Generalnemu Wykonawcy. Prace realizowane są zgodnie z harmonogramem.

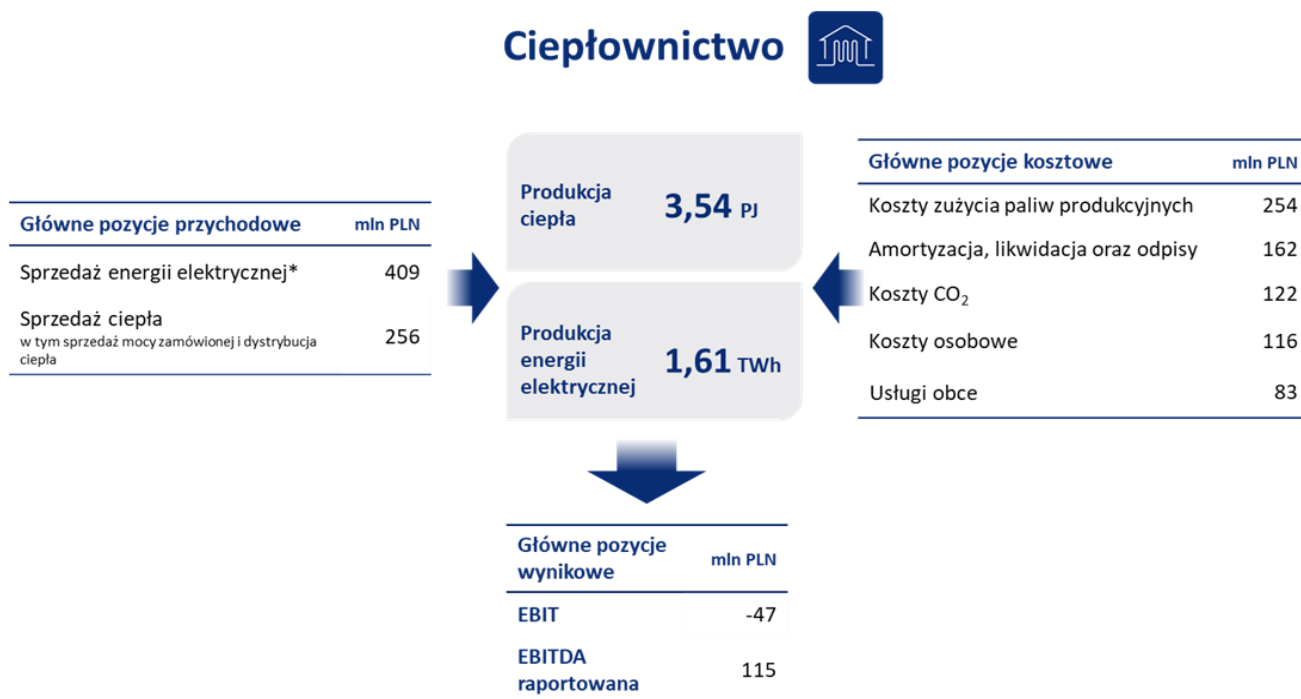
*Poniesione nakłady nie uwzględniają wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji.

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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2020 roku.



*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 oparte o średnie ceny sprzedaży wytwarzania ciepła z jednostek o określonym paliwie, nie będących jednostkami kogeneracji. Publikowane są one co roku przez Prezesa URE. Taryfa na wytwarzanie ciepła dla jednostek kogeneracyjnych na dany rok taryfowy odzwierciedla tym samym zmianę poziomu kosztów ponoszonych przez jednostki ciepłownicze (niekogeneracyjne) w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku taryf na dystrybucję ciepła wykorzystywana jest metoda kosztowa, która pozwala pokryć koszty uzasadnione (głównie koszty strat ciepła oraz podatek od nieruchomości) oraz zwrot z zainwestowanego kapitału, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE. Taryfy dystrybucyjne dla ciepła są wykorzystywane przez oddziały w Gorzowie i Zgierzu, a także spółki Kogeneracja S.A., PGE Toruń S.A. oraz Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

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

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Do 2018 roku elektrociepłownie uzyskiwały przychody z tyt. sprzedaży świadectw pochodzenia energii w postaci certyfikatów kogeneracyjnych (żółtych i czerwonych). Od 2019 roku, wraz ze zmianą modelu wsparcia, 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 uzyskiwany jest z bloku biomasowego w Kielcach.

AKTYWA

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

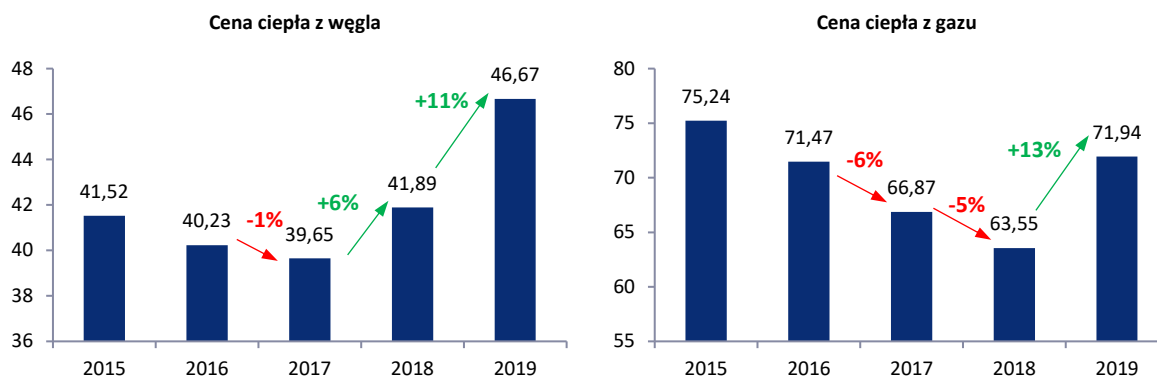


TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

Opis taryfowania w segmencie

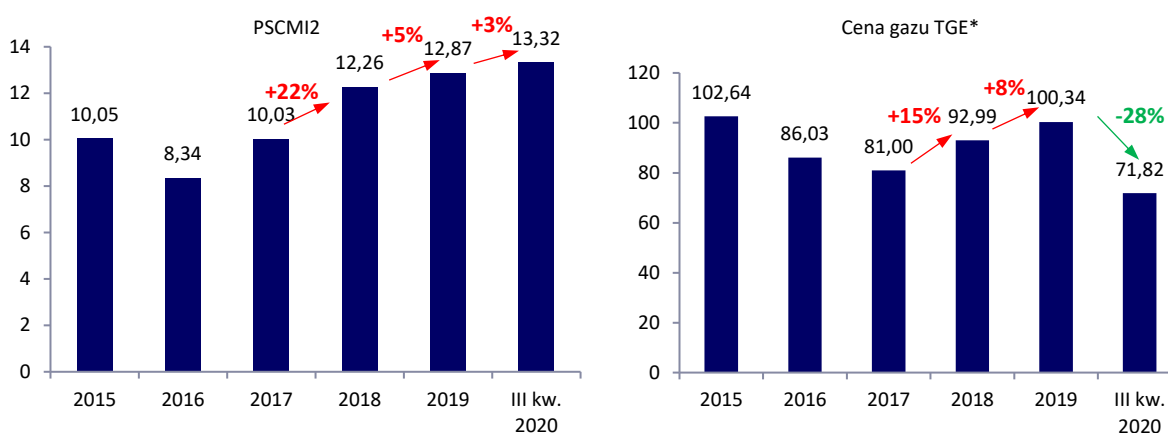
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów ponoszonych przez jednostki niebędące jednostkami kogeneracji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

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



Źródło: URE.

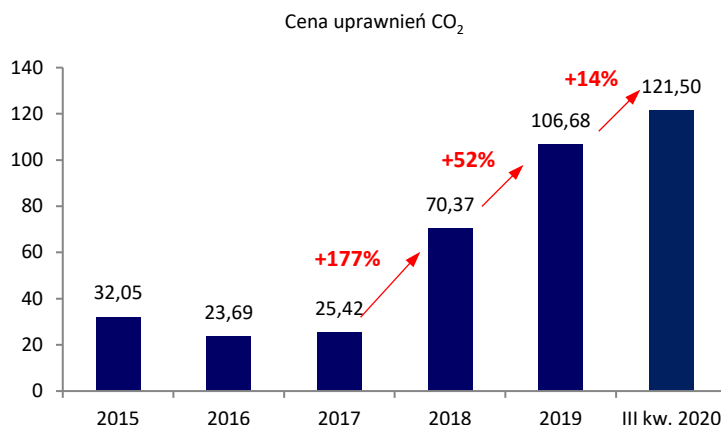
Rysunek: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) i gazu (PLN/MWh).



Źródło: ARP, TGE.

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

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



Źródło: ICE.

Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze przyrosty kosztów, wzrosła w 2019 roku o 11%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2020 roku. W III kwartale 2020 roku odnotowano natomiast dalszy średni rynkowy wzrost ceny węgla o 3%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ powiększyła się o 14%.

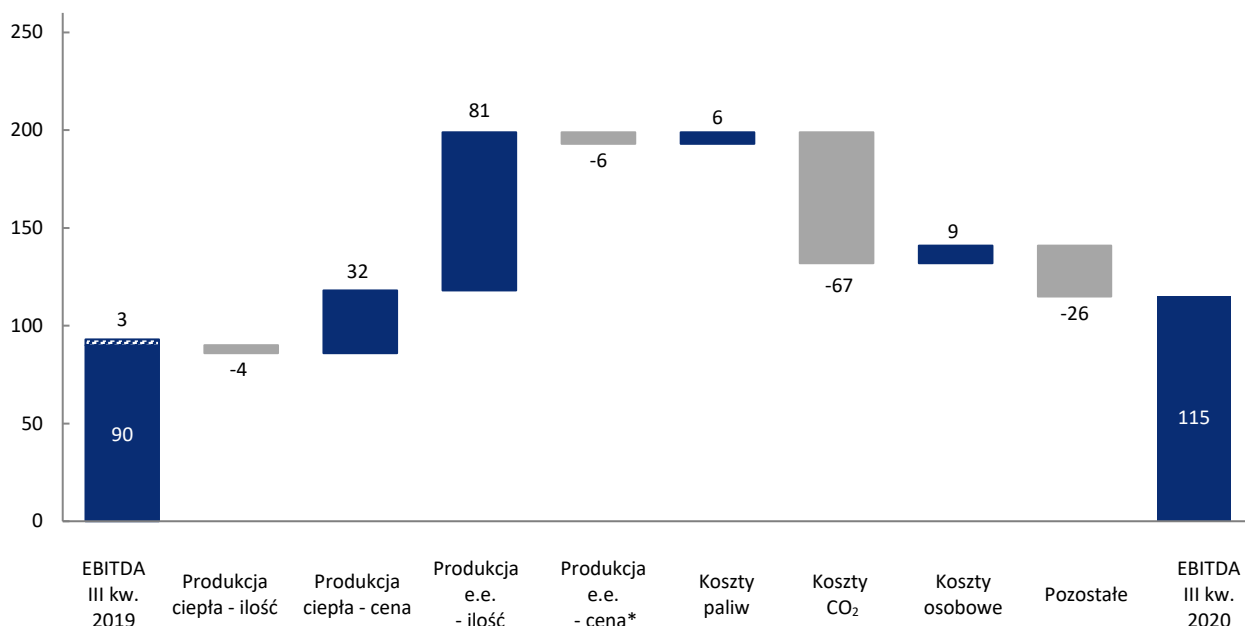
Oprócz opóźnienia czasowego w przenoszeniu kosztów istotne znaczenie ma fakt, że koszt CO₂ jest przenoszony jedynie częściowo w cenie jednostek referencyjnych. Jest to związane z tym, że jedynie ok. 45% jednostek ciepłowniczych w Polsce należy do systemu EU ETS (moc powyżej 20 MW), a więc jest zobowiązanych do umarzania uprawnień do emisji CO₂. Cena referencyjna przenosi także jedynie 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 III kwartale 2020 roku obserwowane są już niższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny te kształtują się na poziomie 72 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 powtarzalnego wyniku EBITDA w segmencie Ciepłownictwo w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Odchylenie									
EBITDA raportowana III kw. 2019	93								
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2019	3								
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	90	228	334	260	55	125	32		
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		256	409	254	122	116	58	115	
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020									0
EBITDA raportowana III kw. 2020									115


 Odwrócenie wpływu zdarzenia jednorazowego powiększającego wynik raportowany.

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

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła** w III kwartale 2020 roku r/r to efekt wysokich temperatur zewnętrznych, w porównaniu do 2019 roku średnie temperatury były wyższe o 1,6°C, co przełożyło się na niższą o 0,1 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła** jest wynikiem wzrostu cen uzyskanych w taryfach na ciepło w efekcie opublikowania przez URE nowych cen referencyjnych.
- **Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w segmencie o 0,3 TWh jako efekt wyższej produkcji w Elektrociepłowni Lublin Wrotków oraz w Elektrociepłowni Rzeszów spowodowanej wysoką marżowością w efekcie niskich cen gazu ziemnego.
- **Niższe ceny sprzedaży energii elektrycznej** (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Niższe koszty zużycia paliw** spowodowane są niższą produkcją ciepła z węgla, częściowo skompensowane produkcją z gazu. 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.
- **Niższy poziom pozycji pozostałe** spowodowane głównie niższymi przychodami ze sprzedaży usług oraz niższymi przychodami ze sprzedaży praw majątkowych.

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

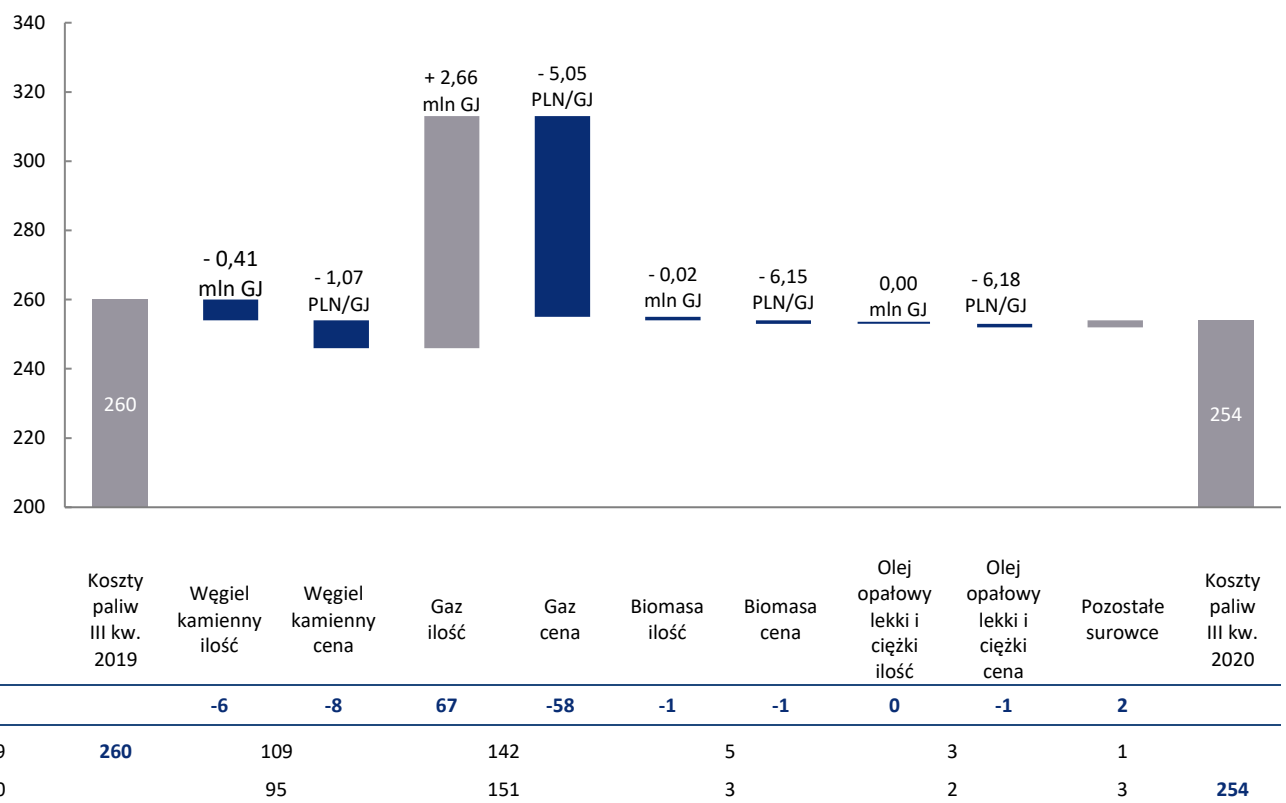
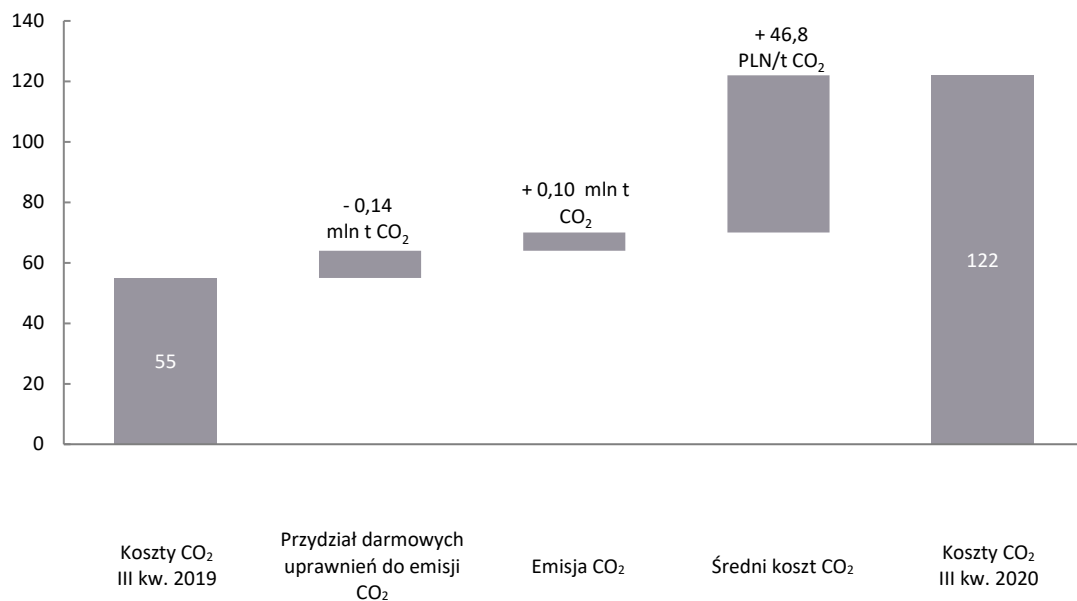


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	III kwartał 2020		III kwartał 2019	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	300	95	324	109
Gaz (tys. m ³)	298 404	151	239 037	142
Biomasa	15	3	16	5
Olej opałowy oraz pozostałe surowce		5		4
RAZEM		254		260

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



Odchylenie	9	6	52
Koszty III kw. 2019	55		
Koszty III kw. 2020			122

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo w III kwartale 2020 i 2019 roku.

mln PLN	III kwartał 2020	III kwartał 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	147	146	1%
▪ Rozwojowe	143	24	496%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	4	122	-97%
Pozostałe	9	7	29%
RAZEM	156	153	2%

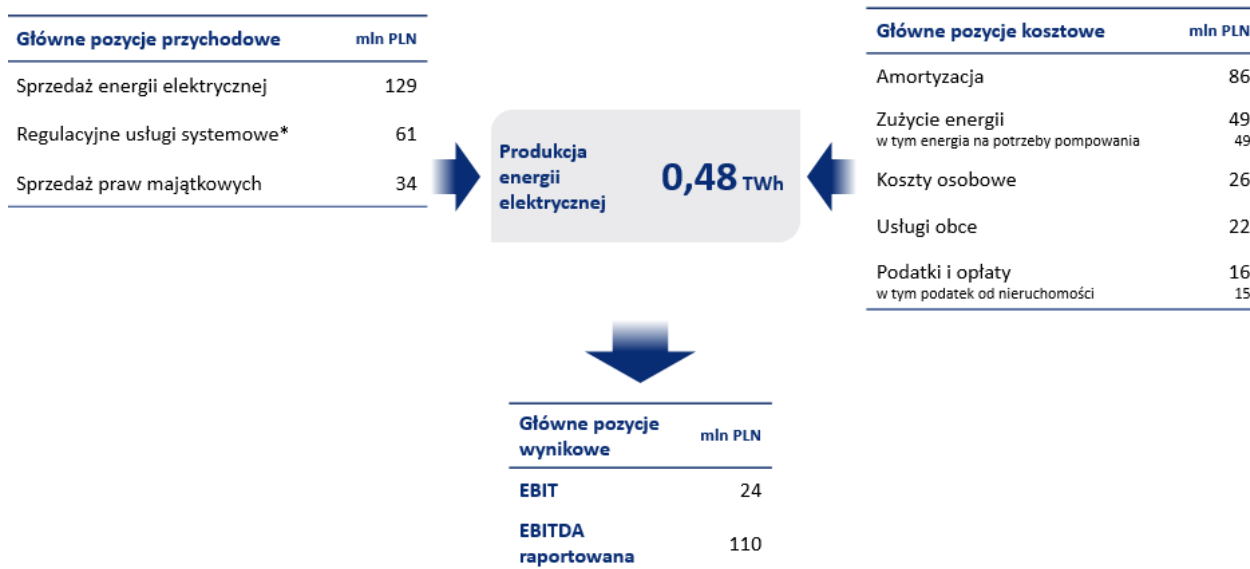
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA

Opis segmentu i model jego działalności

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2020 roku.

Energetyka Odnawialna

** Ujęcie zarządcze*

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

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

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

AKTYWA

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

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.

Pod koniec lipca 2020 roku została kupiona FW Skoczylody, zlokalizowana w pobliżu Rawy Mazowieckiej, o łącznej mocy 36 MW. Farma wybudowana została pod koniec 2015 roku i składa się z 12 turbin.

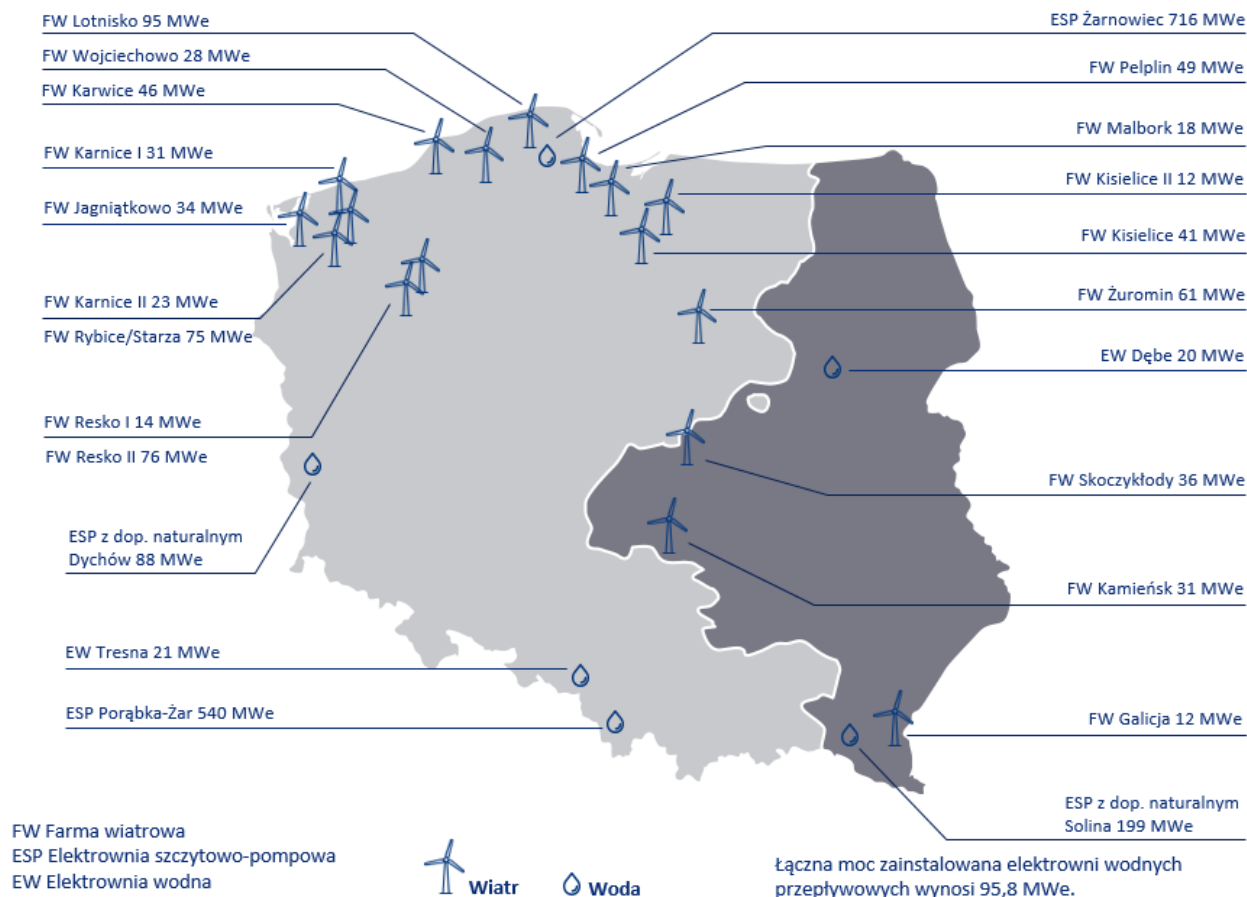
Obecnie łączna moc zainstalowana posiadanych farm wiatrowych wynosi 683 MW.

Natomiast 3 września 2020 roku odbyło się otwarcie elektrowni PV Lesko (1 MW).

Na aktywa segmentu składa się:

- 17 farm wiatrowych,
- 2 elektrownie fotowoltaiczne,⁵
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

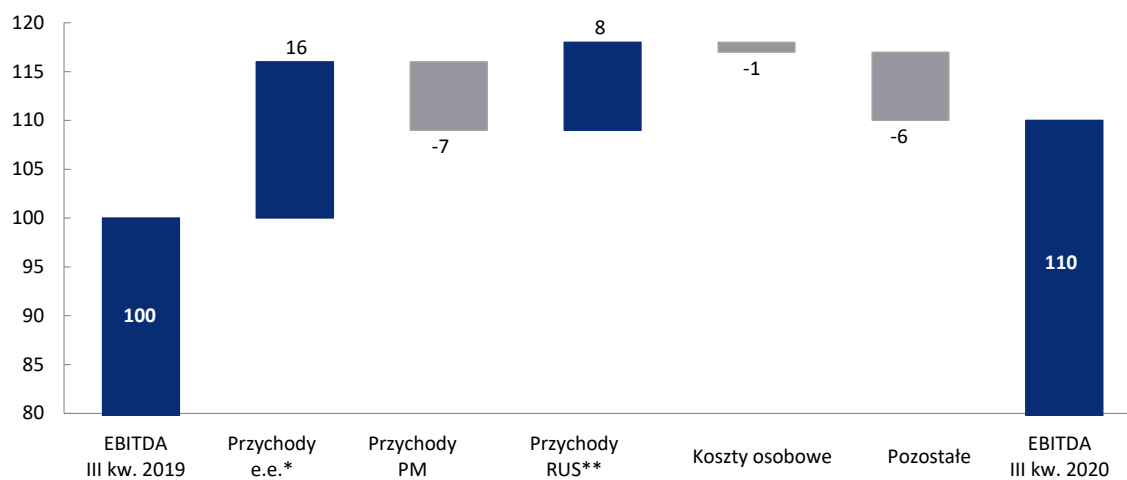
Rysunek: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna.



⁵ Spółka w październiku 2020 roku uruchomiła kolejną farmę fotowoltaiczną. Jednomegawatowa elektrownia PV Bliskowice składa się z blisko 3 tysięcy paneli o mocy 350 W każdy zamontowanych na powierzchni 1,8 ha. Powiększenie aktywów o nowo uruchomioną farmę fotowoltaiczną 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	Przychody e.e.*	Przychody PM	Przychody RUS**	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2020
EBITDA III kw. 2019	100	65	41	53	25	34
EBITDA III kw. 2020	81	34	61	26	40	110

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

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

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynika z: wyższego wolumenu sprzedaży o 71 GWh, co dało wzrost przychodów o ok. 11 mln PLN oraz wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 11 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 5 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych** wynikają z: niższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 18 PLN/MWh r/r, co dało spadek przychodów o ok. 5 mln PLN; niższego wolumenu produkcji o 16 GWh, wynikającego głównie z niższej produkcji na wietrze względem ubiegłego roku, co wpłynęło na spadek przychodów o ok. 2 mln PLN.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych** wynika głównie z wyższego wolumenu na usługę RIG (Rezerwa Interwencyjna Gotowość), z powodu wyższej generacji na potrzeby bilansowania KSE w związku z wyższą produkcją na źródłach OZE. Jednocześnie prognoza na koniec roku przewiduje zniesienie efektu nadwyżki.
- **Wzrost kosztów osobowych** spowodowany wzrostem zatrudnienia (przechodzenie na serwis własny dla farm wiatrowych) oraz rozwojem spółki PGE Baltica sp. z o.o., która zajmuje się projektem budowy farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim.
- **Wzrost pozycji pozostałe** związany jest głównie z wyższymi kosztami remontów i eksploatacji.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne (z wyłączeniem akwizycji) w segmencie Energetyka Odnawialna w III kwartale 2020 i 2019 roku.

mln PLN	III kwartał 2020	III kwartał 2019	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	23	25	-8%
▪ Rozwojowe	5	4	25%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	18	21	-14%
Pozostałe	4	2	100%
RAZEM	27	27	0%

KLUCZOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

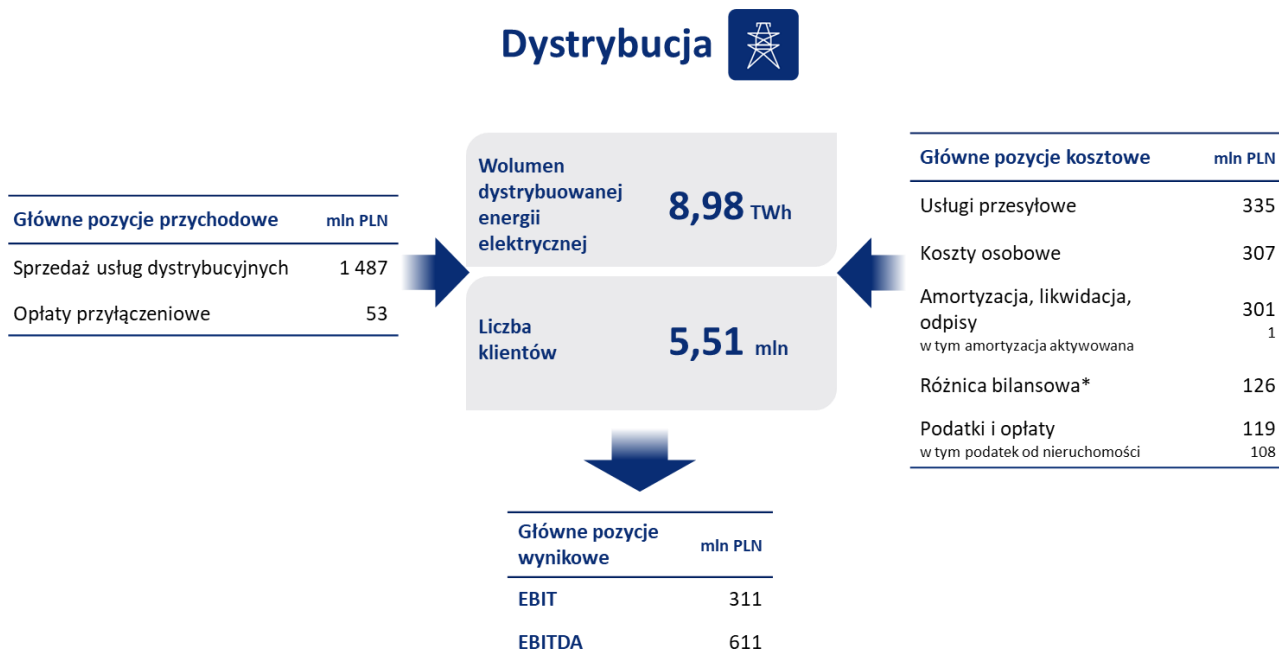
3 września 2020 roku odbyło się otwarcie elektrowni PV Lesko (1 MW).

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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2020 roku. Liczba klientów wg stanu na koniec III kwartału 2020 roku.

***Ujęcie zarządcze**

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

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

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.



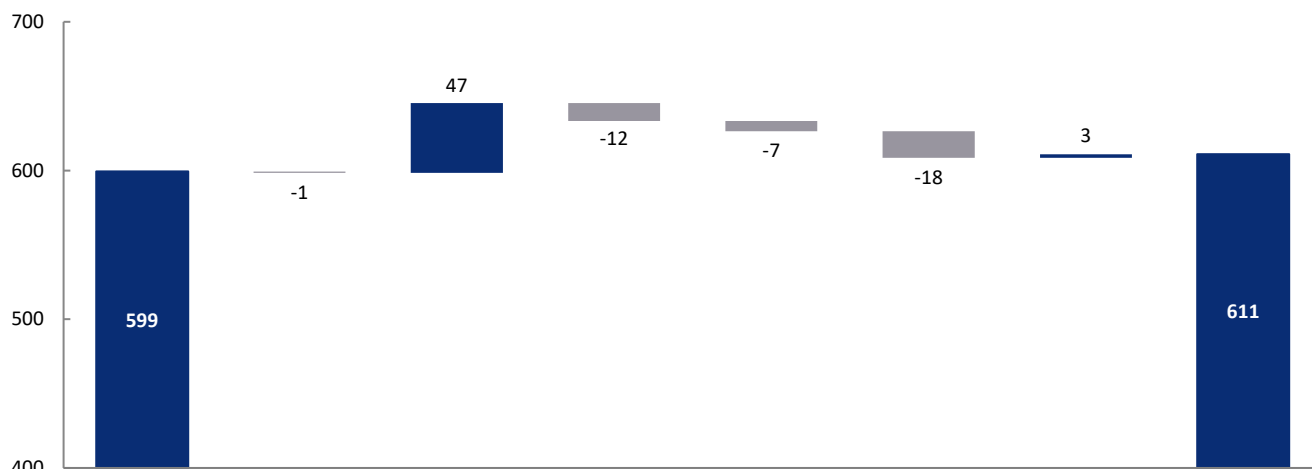
Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów w III kwartale 2020 i 2019 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt. stan na koniec kwartału)	
	III kwartał 2020	III kwartał 2019	III kwartał 2020	III kwartał 2019
Grupa taryfowa A	1,31	1,42	109	109
Grupa taryfowa B	3,66	3,62	12 377	12 064
Grupa taryfowa C+R	1,59	1,63	486 667	485 480
Grupa taryfowa G	2,42	2,32	5 015 153	4 955 184
RAZEM	8,98	8,99	5 514 306	5 452 837

*Z doszacowaniem sprzedaży.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA III kw. 2019	Wolumen dystrybuowanej e.e.	Zmiana taryfy dystrybucyjnej*	Różnica bilansowa**	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2020
Odchylenie		-1	47	-12	-7	-18	3	
EBITDA III kw. 2019	599	1 068		114	101	289	35	
EBITDA III kw. 2020		1 114		126	108	307	38	611

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

** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

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

- **Wzrost stawek w Taryfie 2020** o 5,3 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w analogicznym okresie ubiegłego roku, który przełożył się na wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie w efekcie wyższego wolumenu strat sieciowych.
- **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.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w III kwartale 2020 i 2019 roku.

mIn PLN	III kwartał 2020	III kwartał 2019	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	163	208	-22%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	213	293	-27%
Pozostałe	31	39	-21%
RAZEM	407	540	-25%

KLUCZOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

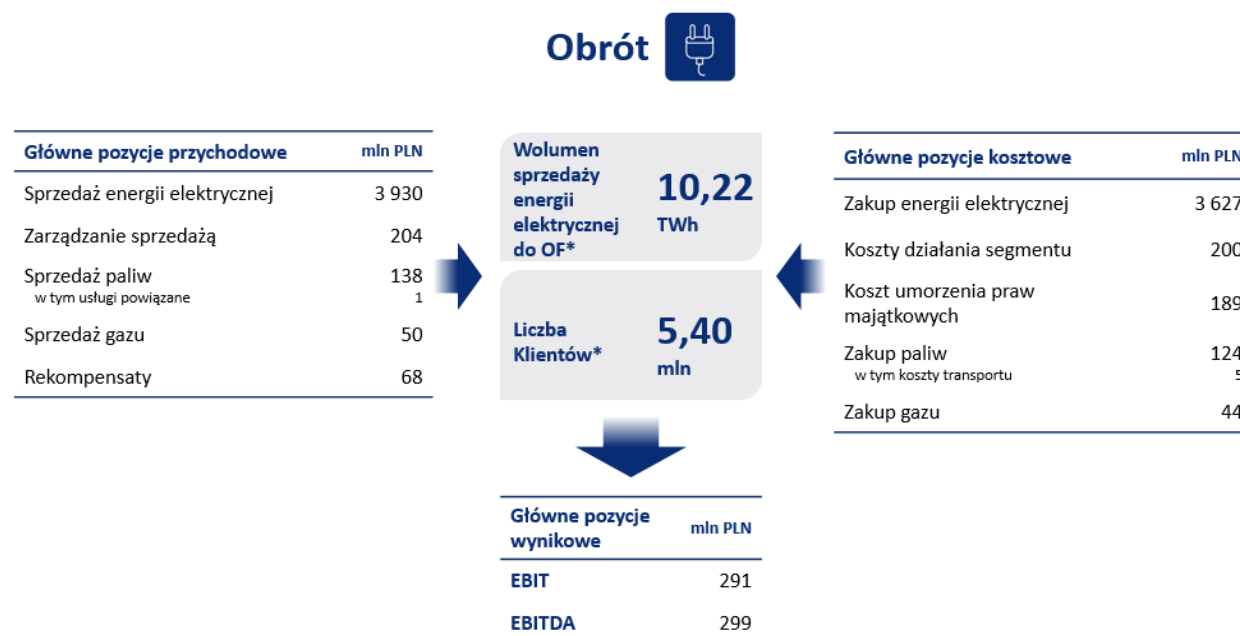
W III kwartale 2020 roku największe nakłady w kwocie 140 mln PLN poniesione zostały na przyłączenie nowych odbiorców.

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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2020 roku. Liczba klientów wg stanu na koniec III kwartału 2020 roku.



*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

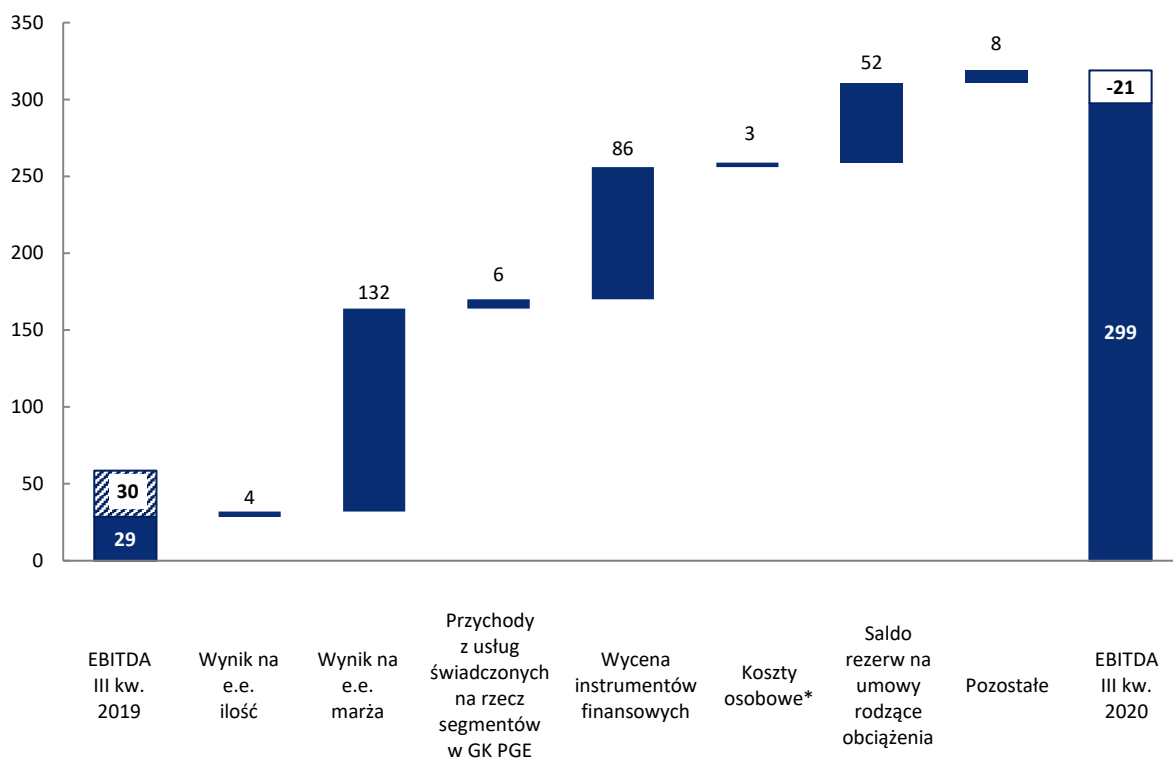
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w III kwartale 2020 i 2019 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt. na koniec kwartału)*	
	III kwartał 2020	III kwartał 2019	III kwartał 2020	III kwartał 2019
Grupa taryfowa A	2,33	2,55	142	164
Grupa taryfowa B	3,87	3,96	12 543	12 747
Grupa taryfowa C+R	1,64	1,81	447 712	452 222
Grupa taryfowa G	2,38	2,30	4 942 377	4 853 278
RAZEM	10,22	10,62	5 402 774	5 318 411

*PGE Obrót S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA III kw. 2019	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Wycena instrumentów finansowych	Koszty osobowe*	Saldo rezerw na umowy rodzące obciążenia	Pozostałe	EBITDA III kw. 2020
Odchylenie		4	132	6	86	3	52	8	
EBITDA raportowana III kw. 2019	59								
Zdarzenie jednorazowe III kw. 2019	30								
EBITDA powtarzalna III kw. 2019	29	24		207	-90	84	29	57	
EBITDA powtarzalna III kw. 2020		160		213	-4	81	81	49	320
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020									-21
EBITDA raportowana III kw. 2020									299

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

*Pozycja skorygowana o wpływ zdarzenia jednorazowego.

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

- **Wyższy wynik na energii elektrycznej**, wynikający głównie z ujęcia korekty wartości przychodów z tytułu rekompensat, w związku ze złożeniem wniosku korygującego do Zarządcy Rozliczeń za 2019 rok oraz korekty kosztów umorzenia certyfikatów z lat ubiegłych na poczet realizacji obowiązku za 2019 rok.
- **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 objętej zarządzaniem.
- **Wycena instrumentów finansowych** tj. kontraktów typu forward związanych z handlem uprawnieniami do emisji CO₂.
- **Spadek kosztów osobowych** w związku ze spadkiem poziomu zatrudnienia.
- **Pozytywny wpływ salda rezerw na umowy rodzące obciążenia** wynikający z odmiennych założeń przyjętych do wyliczenia poziomu rezerw w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na koniec III kwartału 2019 roku wynik na rezerwach był rezultatem zmian legislacyjnych, wprowadzających obowiązek utrzymania cen dla odbiorców z 30 czerwca 2018 roku. W III kwartale 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>>](#)

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. Na dzień 30 czerwca 2020 roku Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób przyczyniły się do zmiany wartości posiadanych aktywów. Przesłanki pozostają aktualne na dzień 30 września 2020 roku. 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, jak również zostały one uwzględnione w przeprowadzonych testach na utratę wartości aktywów trwałych oraz finansowego majątku trwałego. Na dzień 30 września 2020 roku wpływ na wyniki finansowe nadal pozostał ograniczony. Niemniej jednak, dalszy wpływ pandemii może być widoczny w kolejnych okresach, szczególnie gdyby została podjęta decyzja o kwarantannie narodowej. 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 inwestycji.

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 Ciepłownictwo. W segmencie Energetyka Konwencjonalna odnotowany został przyrost marży w porównaniu do wartości planowanych.

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 uwidocznił się przede wszystkim w II kwartale bieżącego roku, 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. Uwzględniając cały łańcuch tworzenia wartości, wpływ powyższych czynników na poziomie Grupy nie miał istotnego charakteru.

Na 30 września 2020 roku wpływ z tytułu przewidywanego wzrostu zatorów płatniczych, szczególnie na należnościach od przedsiębiorstw z sektora małych i średnich przedsiębiorstw nie był istotny. Jak opisano w nocie 2.4 sprawozdania finansowego Grupa utworzyła dodatkowe odpisy na należności w kwocie 22 mln PLN. 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. Aktualnie Grupa nie przewiduje, by zjawisko przybrało bardziej materialny charakter i nie identyfikuje zagrożenia płynnościowego.

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 i rotacyjnej, budowanie świadomości dotyczącej w szczególności podstawowych zasad ochrony przed koronawirusem, profilaktyki, kwarantanny oraz związanych z organizacją Grupy 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.

W obszarze obsługi klientów detalicznych Grupa PGE skoncentrowała się przede wszystkim na rozszerzeniu kanałów obsługi zdalnej.

Na skutek wprowadzenia odpowiednich działań zaradczych na wczesnym etapie pandemii, GK 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 1 miliarda PLN. 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. 29 września 2020 roku nastąpiło umorzenie certyfikatów FIZAN PGE Ventures, natomiast 22 października 2020 roku FIZAN Eko-Inwestycje.

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.

Kolejnym podjętym krokiem jest optymalizacja zatrudnienia w spółce PGE S.A. i ogłoszenie Programu Dobrowolnych Odejsć („PDO”, „Program”).

PDO zostało uruchomione po podpisaniu porozumienia przez przedstawicieli pracowników i pracodawcy, po przeprowadzeniu konsultacji społecznych. Odbywa się ono według przejrzystych zasad, uwzględniając cele organizacji oraz interes pracowników. Program Dobrowolnych Odejsć zawiera świadczenia, które otrzymają pracownicy po przystąpieniu do Programu, w tym uzależnione od stażu pracy odprawy pieniężne i odszkodowania z tytułu rozwiązania stosunku pracy.

Jako odpowiedzialny pracodawca, spółka PGE S.A., zaoferowała odchodzącym pracownikom Program Wsparcia Zawodowego, który został zaprojektowany w taki sposób, by wielowymiarowo pomóc pracownikowi zdefiniować na nowo swoje cele, przeanalizować własne predyspozycje, rozwinąć posiadane kwalifikacje i umiejętności oraz zbudować kompetencje niezbędne przy poszukiwaniu pracy. Program Wsparcia Zawodowego uwzględnia także sytuację tych pracowników, którzy w ciągu najbliższych 4 lat osiągną wiek emerytalny.

Jednocześnie, uwzględniając kondycję Spółki, jeżeli PDO nie doprowadzi do oczekiwanego zmniejszenia zatrudnienia o ok. 20%, w spółce przeprowadzony zostanie proces Zwolnień Grupowych na podstawie Ustawy z dnia 13 marca 2003 roku o szczególnych zasadach rozwiązywania z pracownikami stosunków pracy z przyczyn niedotyczących Pracowników (Dz. U. z 2018 r., poz. 1969). Proces Zwolnień Grupowych będzie trwał od 2 listopada 2020 roku do 15 grudnia 2020 roku. Ewentualna druga tura Zwolnień Grupowych przewidziana jest w okresie marzec-kwiecień 2021 roku.

Ponadto, również pozostałe spółki z Grupy PGE zostały zobowiązane do optymalizacji, racjonalizacji działań i skoncentrowaniu się na zadaniach bezpośrednio związanych z prowadzoną działalnością. PDO przeprowadzony został także w spółce PGE Systemy, zajmującej się świadczeniem usług teleinformatycznych dla spółek Grupy PGE.

W III kwartale 2020 roku koszty PDO, uwzględnione w wynikach spółek wynoszą 28 mln PLN.

PRZEDSTAWIENIE PRZEZ MINISTERSTWO KLIMATU ZAKTUALIZOWANYCH ZAŁOŻEŃ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 ROKU („PEP2040”)

8 września 2020 roku Minister Klimatu przekazał zaktualizowany projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 roku do zaopiniowania przez Komitet Koordynacyjny ds. Polityki Rozwoju oraz wydania przez ministra ds. rozwoju regionalnego opinii w sprawie zgodności ze średniookresową strategią kraju. Dokument ma kluczowe znaczenie dla krajowej branży energetycznej, wyznaczając ramy transformacji energetycznej w Polsce. PEP2040 ma uwzględniać skalę wyzwań związanych z dostosowaniem krajowej gospodarki do uwarunkowań regulacyjnych UE, związanych z celami klimatyczno-energetycznymi na 2030 rok, Europejskim Zielonym Łądem, planem odbudowy gospodarczej po pandemii COVID-19 i dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej w II połowie XXI w.

Poprzez realizację celów i działań wskazanych w PEP2040 przeprowadzona ma zostać niskoemisyjna transformacja energetyczna przy aktywnej roli odbiorcy końcowego i zaangażowaniu krajowego przemysłu.

Zgodnie z upublicznonym streszczeniem projekt PEP2040 przewiduje m.in. uruchomienie w 2033 roku pierwszego bloku elektrowni jądrowej oraz wzrost znaczenia biomasy, biogazu, geotermii oraz pomp ciepła. Podkreśla się rolę OZE, głównie offshore.

Kierunek transformacji polskiej energetyki wskazany w zaprezentowanym dokumencie pozostaje zbieżny z założeniami Strategii Grupy PGE do 2030 roku.

Projekt PEP2040 zostanie opublikowany po uzyskaniu pozytywnej opinii Komitetu Koordynacyjnego ds. Polityki Rozwoju pod przewodnictwem Minister Funduszy i Polityki Regionalnej.

PODPISANIE LISTU INTENCYJNEGO DOTYCZĄCEGO SPRZEDAŻY UDZIAŁÓW W SPÓŁCE PGE EJ 1 SP. Z O.O.

1 października 2020 roku Zarząd spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. podpisał ze Skarbem Państwa, list intencyjny dotyczący nabycia przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce PGE EJ 1 sp. z o.o.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Podpisanie listu intencyjnego dotyczącego sprzedaży udziałów w spółce PGE EJ 1 sp. z o.o.](#)

PUBLIKACJA STRATEGII GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE DO 2030 ROKU Z PERSPEKTYWĄ DO ROKU 2050

19 października 2020 roku Zarząd PGE przyjął, a Rada Nadzorcza Spółki zatwierdziła Strategię Grupy PGE do 2030 roku z perspektywą do 2050 roku.

Szczegółowy opis znajduje się w pkt 2 niniejszego sprawozdania.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Publikacja Strategii GKPGE](#)

ZŁOŻENIE WSTĘPNEJ NIEWIĄŻĄCEJ OFERTY NABYCIA UDZIAŁÓW W AKTYWACH GRUPY FORTUM PRZEZ KONSORCJUM Z UDZIAŁEM PGE

27 października 2020 roku konsorcjum inwestycyjne, którego stroną jest PGE złożyło wstępną, niewiązącą ofertę nabycia od Fortum Holding B.V. działalności ciepłowniczej i chłodniczej prowadzonej w Estonii, na Litwie, na Łotwie i w Polsce. Członkami Konsorcjum są: PGE S.A., Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., PFR Inwestycje FIZ, którego częścią portfela inwestycyjnego zarządza Polski Fundusz Rozwoju S.A. oraz IFM Investors Pty Ltd.

16 listopada 2020 roku PGE oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (Partnerzy), złożyli zmodyfikowaną, wstępną niewiązącą ofertę nabycia aktywów należących do Fortum Holding B.V.

Przedmiotem zmodyfikowanej oferty jest nabycie działalności ciepłowniczej prowadzonej przez Fortum Holding B.V. wyłącznie w Polsce. Jednocześnie Partnerzy zrezygnowali z zamiaru nabycia aktywów Grupy Fortum prowadzących działalność na terenie Estonii, Litwy i Łotwy oraz udziału w konsorcjum inwestycyjnym z PFR Inwestycje FIZ oraz IFM Investors Pty Ltd.

Partnerzy będą kontynuować wspólne prace zmierzające do złożenia oferty wiążącej.

Polska spółka zależna należąca do Fortum Holding B.V. prowadzi działalność związaną głównie z wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą ciepła oraz wytwarzaniem energii elektrycznej.

Zakup udziałów w aktywach Grupy Fortum jest zgodny ze Strategią Grupy PGE do 2030 roku ogłoszoną 19 października 2020 roku.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

1. [Złożenie wstępnej niewiążącej oferty nabycia udziałów FORTUM](#)
2. [Złożenie wstępnej niewiążącej oferty nabycia udziałów FORTUM](#)

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 Wojtowitz	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.

Po podjęciu uchwał 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 1 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 września 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 września 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 współników, 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.

1 października 2020 roku PGE S.A. oraz pozostali współnicy spółki PGE EJ1 (Enea S.A., KGHM Polska Miedź S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A.) podpisali ze Skarbem Państwa List intencyjny dotyczący nabycia przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce PGE EJ1. Strony listu intencyjnego zobowiązały się do przeprowadzenia w dobrej wierze wszelkich działań niezbędnych dla przygotowania i dokonania transakcji polegającej na nabyciu przez Skarb Państwa udziałów w spółce PGE EJ1. Intencją wyrażoną w liście intencyjnym jest, aby Skarb Państwa nabył udziały w spółce PGE EJ1 do 31 grudnia 2020 roku, przy czym strony nie określiły terminu obowiązywania listu intencyjnego. List intencyjny nie pociąga za sobą zobowiązania stron do dokonania transakcji. Decyzja o przeprowadzeniu transakcji uzależniona będzie od wyników negocjacji.

Badania lokalizacyjne i środowiskowe

Aktualny zakres Programu prowadzonego przez PGE EJ1 zakłada przeprowadzenie prac 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 trzech kwartałach 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 września 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 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.

TWORZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Podmiot	Data zawiązania/rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 1 sp. z o.o. w organizacji PGE Baltica 2 sp. z o.o. w organizacji PGE Baltica 3 sp. z o.o. w organizacji PGE Baltica 4 sp. z o.o. w organizacji	24 września 2020 roku Na chwilę obecną brak wpisu spółek w KRS	24 września 2020 roku PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zawiązała 4 jednoosobowe spółki kapitałowe z siedzibami w Warszawie w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością. Aktualnie firmy tych spółek brzmią: PGE Baltica 1 sp. z o.o. w organizacji, PGE Baltica 2 sp. z o.o. w organizacji, PGE Baltica 3 sp. z o.o. w organizacji i PGE Baltica 4 sp. z o.o. w organizacji. Kapitał zakładowy każdej ze spółek wynosi 20 000 PLN.

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 PIMERGE 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

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
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	18 czerwca 2020 roku. W wyniku powyższej transakcji PGE GiEK S.A. stała się jedynym współnikiem spółki, posiadającym 100% udziału w kapitale zakładowym spółki. 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 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 (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 września 2020 roku	Wartość nominalna akcji na dzień 30 września 2020 roku
		(szt.)	(PLN)
Zarząd PGE S.A.		300	3 075
Paweł Strączyński	Wiceprezes Zarządu	300	3 075

6. Oświadczenia Zarządu

OŚWIADCZENIE W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

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

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

7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej dnia 17 listopada 2020 roku.

Warszawa, 17 listopada 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 Zarządę Rozliczeń S.A.
FW	Farma Wiatrowa
Generacja wymuszona	wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
GJ	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = ok. 278 kWh
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utratę energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość odpadów produkcyjnych
GPZ	Główny Punkt Zasilania - rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej
Grupa taryfowa	grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
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 – kluczowa miara ryzyka
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 pikie, 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 postoiu, 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 miałw energetycznych sprzedawanych do energetyki zawodowej i przemysłowej w Polsce
Purchasing Managers Index (PMI)	złożony wskaźnik opracowywany przez Markit Economics w celu zobrazowania kondycji sektora przemysłowego; wartość wskaźnika powyżej 50 pkt. oznacza poprawę sytuacji w sektorze
PV	fotowoltaiczny
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.

RIG	usługa Rezerwa Interwencyjna Gotowość - jest to gotowość elektrowni do świadczenia usługi generacji mocy czynnej lub poboru tej mocy na żądanie PSE.
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 moc zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 V = 1J/1C = (1 kg \times m^2) / (A \times s^3)$
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, $1 W = 1J/1s = 1 kg \times m^2 \times s^{-3}$
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m ³ do masy wydobytego węgla brunatnego 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