A large, dark blue semi-circular graphic on the left side of the page. It contains a faint, glowing blue background with various data visualization elements, including bar charts, a clock face, and network-like patterns.

Sprawozdanie Zarządu
z działalności
Grupy Kapitałowej PGE
za okres 6 miesięcy

zakończony 30 czerwca 2021 roku

SPIS TREŚCI

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE	3
1. Grupa Kapitałowa PGE.....	4
1.1. Charakterystyka działalności.....	4
2. Ryzyka działalności GK PGE.....	5
2.1. Perspektywa bieżąca.....	6
2.2. Perspektywa długoterminowa	10
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	13
3.1. Otoczenie makroekonomiczne	13
3.2. Otoczenie rynkowe.....	14
3.3. Ceny praw majątkowych.....	21
3.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.....	22
3.5. Otoczenie regulacyjne.....	24
4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE	39
4.1. Podstawowe segmenty działalności GK PGE.....	39
4.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE.....	40
4.3. Charakterystyka segmentów działalności.....	47
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA KONWENCJONALNA	47
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO.....	54
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA	61
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – DYSTRYBUCJA	65
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – OBRÓT.....	69
SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO	71
4.4. Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	73
5. Pozostałe elementy Sprawozdania	83
5.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej.....	83
5.2. Publikacja prognoz wyników finansowych.....	90
5.3. Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych	90
6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego	90
7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu.....	91
Słowniczek pojęć branżowych	92

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE GK PGE

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Okres zakończony		Zmiana %
		30 czerwca 2021	30 czerwca 2020	
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	21 908	22 776	-4%
Zysk z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	3 158	271	1 065%
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	5 254	2 805	87%
Marża EBITDA	%	24%	12%	
Zysk z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe (EBITDA powtarzalna)	mIn PLN	4 290	3 117	38%
Marża EBITDA powtarzalna	%	20%	14%	
Zysk/Strata netto	mIn PLN	2 719	-637	-
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	2 247	2 504	-10%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	3 290	5 309	-38%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-2 076	-3 449	-40%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	12	-1 153	-

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień		Zmiana %
		30 czerwca 2021 roku	31 grudnia 2020 roku	
Kapitał obrotowy	mIn PLN	1 360	71	1 815%
Zadłużenie netto*/LTM EBITDA**	x	0,71	1,22	

*W celu ujednoczenia raportowania zadłużenia netto (dostosowanie do sposobu liczenia kowenantów zawartych w umowach kredytowych) począwszy od wyników za I półrocze 2021 roku nastąpiła zmiana w prezentacji, co skutkuje również zmianą w okresie porównywalnym (stan na 31 grudnia 2020 roku), tj. w środkach o ograniczonej możliwości dysponowania ujęte są wyłącznie środki na rachunkach klientów PGE Dom Maklerski S.A., stanowiące zabezpieczenie rozliczeń z Izbą Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. ("IRGIT").

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

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		Stan na dzień		Zmiana %
		30 czerwca 2021 roku	30 czerwca 2020 roku	
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mIn PLN	932	-434	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mIn PLN	17	-40	-
Rozwiązanie rezerwy - Program Dobrowolnych Odejść	mIn PLN	11	-	-
Rekompensaty KDT	mIn PLN	4	41	-90%
Rozwiązanie rezerwy na ryzyko zwrotu równowartości otrzymanych uprawnień do emisji CO ₂ w Elektrowni Dolna Odra	mIn PLN	-	121	-
Razem	mIn PLN	964	-312	-

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”). Działalność Grupy Kapitałowej PGE jest zorganizowana w siedmiu segmentach operacyjnych:



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.



GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

Przedmiotem działalności segmentu jest gospodarowanie ubocznymi produktami spalania („UPS”) w Grupie PGE.



POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

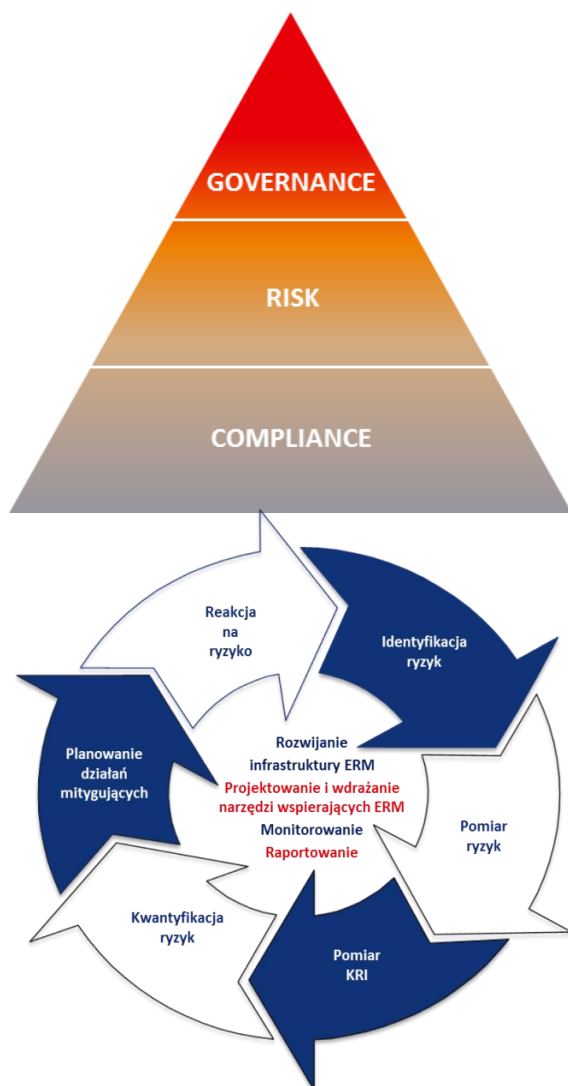
Przedmiotem działalności jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden), świadczenie usług informatycznych, księgowo-kadrowych, transportowych, zarządzanie funduszami inwestycyjnymi oraz inwestycje w start-up’y.

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

2. Ryzyka działalności GK PGE

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

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



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

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







Wszystkie zidentyfikowane i oceniane ryzyka dotyczące bieżącej działalności Grupy umieszczone są w rejestrze ryzyk (księgach ryzyk) prowadzonym przez Departament Ryzyka i Ubezpieczeń („DRU”) w PGE S.A. W księgach ryzyk odzwierciedlane są zmiany wartości poszczególnych parametrów ryzyka wraz z informacją o realizowanych działaniach mitygujących (zmniejszających prawdopodobieństwo wystąpienia i minimalizujących negatywne skutki ryzyka).

Tabela poniżej przedstawia najistotniejsze ryzyka zidentyfikowane w GK PGE wraz z ich oceną w perspektywie roku 2022 (12 miesięcy, tj. do końca roku 2022). Poziom ryzyka oznacza jego potencjalny finansowy wpływ na wyniki Grupy, a perspektywa ryzyka (trend) przypuszczalny kierunek rozwoju ryzyka. Potencjalne zdarzenia determinujące wycenę ryzyk w poprzednim raporcie, obecnie częściowo opisywane są w innych sekcjach tego raportu, jako zdarzenia okresu. Ocena opisanych ryzyk uwzględnia wpływ na nie pandemii COVID-19. Fakt ten nie jest traktowany jako oddzielne ryzyko.

Obecny scenariusz nie uwzględnia sytuacji potencjalnego wydzielenia aktywów węglowych (segment Energetyka Konwencjonalna - „EK”) z Grupy PGE.

2.1. Perspektywa bieżąca

Poniżej przedstawiono najważniejsze ryzyka i zagrożenia w PGE S.A. oraz Grupie PGE wraz z ich oceną oraz perspektywą na rok 2022.

Poziom ryzyka	 Niski	 średni	 Wysoki	Działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ryzykiem
Perspektywa ryzyka w kolejnym okresie	↘ Spadek	↗ wzrost	↔ Stabilna	
poziom niski	ryzyko, które nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane			
poziom średni	ryzyko, co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści			
poziom wysoki	ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia			
Ryzyka rynkowe i produktowe związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	Marża brutto na energii elektrycznej z aktywów wytwórczych GK PGE i obrocie produktami powiązaniymi – jej wysokość wynika z niepewności co do przyszłych poziomów i zmienności cen rynkowych (cen energii elektrycznej oraz cen kluczowych produktów energetycznych – tj. CO ₂ , paliw, w tym w szczególności węgla kamiennego, gazu i cen praw majątkowych)		↗	Najważniejsze działania: <ul style="list-style-type: none"> Optimalizacja aktywów wytwórczych - określenie scenariuszy produkcyjnych dla zaktualizowanych parametrów rynkowych energii elektrycznej, CO₂ i paliw. Wykorzystanie jednolitych założeń organizacji procesu w kontekście strategii handlowych i planowania średnioterminowego (strategia zabezpieczania kluczowych ekspozycji w obszarze obrotu energią elektryczną i produktami powiązaniymi odpowiadająca apetytowi na ryzyko w horyzoncie średnioterminowym). Ustalanie poziomu zabezpieczenia pozycji z uwzględnieniem wyników pomiaru ryzyka cen energii elektrycznej i produktów powiązanych, opartego o miary „at risk”. Docelowe poziomy zabezpieczenia określone są z uwzględnieniem sytuacji finansowej Grupy, w szczególności biorąc pod uwagę założone cele wynikające z przyjętej strategii. Monitorowanie ekspozycji dla poszczególnych obszarów w odniesieniu do wyznaczonych limitów i strategii zabezpieczenia określonych przez Komitet Ryzyka lub Zarząd PGE S.A. poprzez raporty operacyjne sporządzane przez DRU. Badanie, monitorowanie oraz analiza rynków energii elektrycznej i trendów w sektorze w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych. Wykorzystywanie odwoławczej ścieżki administracyjnej przewidzianej w Prawie Energetycznym i Kodeksie Postępowania Cywilnego. Pozyskiwanie nowych klientów - dywersyfikacja kanałów dotarcia do odbiorców końcowych oraz różnicowanie grupy docelowych poprzez utrzymanie rozbudowanego portfolio produktowego i dopasowanie ofert do rynku. Utrzymywanie dotychczasowych klientów - zdywersyfikowany portfel ofert lojalizujących oraz działania o charakterze pozyskaniowym oraz specjalne oferty dedykowane dla klientów utraconych na rzecz konkurencji.
	Wolumen sprzedaży energii elektrycznej - będący pochodną niepewności związanej z kształtowaniem się wskaźników makroekonomicznych wpływających na zapotrzebowanie na energię elektryczną i towary energetyczne, w tym m.in. w kontekście wpływu epidemii koronawirusa i podejmowanych działań zaradczych		↗ ¹	
	Taryfy (ceny regulowane) – wynikające z obowiązku zatwierdzenia dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej i ciepła		↗ ²	

¹Zmiana perspektywy (trendu) ryzyka wynika z rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie Energetycznym („KSE”). W lutym 2021 roku zapotrzebowanie na moc w polskim systemie elektroenergetycznym osiągało rekordowy poziom. 12 lutego 2021 roku odnotowano 27 617 MW i był to najwyższy poziom w historii krajowej elektroenergetyki.

² Zmiana perspektywy ryzyka wynika z kwalifikacji przenoszenia w taryfie wszystkich kosztów uzasadnionych na inwestycje.

	Rynek Mocy – wynikające z niepewności związanej z wstrzymaniem płatności z Rynku Mocy i zagrożeń związanych z dotrzymaniem zobowiązań wynikających z obowiązku mocowego Jednostek Rynku Mocy	■■■	↘ ³	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dbałość o wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych. ▪ Wykorzystywanie narzędzi wspomagających procesy relacji z klientami umożliwiające lepsze planowanie oraz organizację samej sprzedaży. ▪ Prowadzenie działań lobbingsowych w ramach postępowania prowadzonego przed TSUE. ▪ Zapewnienie oczekiwanej gotowości do pracy poszczególnych Jednostek Rynku Mocy.
Ryzyka majątkowe związane z rozwojem i utrzymaniem majątku	Awarie i szkody w majątku – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych oraz ich ochroną przed czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, skutki zjawisk pogodowych, dewastacja)	■■■□	↔ ⁴	<p>Najważniejsze działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dywersyfikacja dotychczasowej struktury źródeł produkcyjnych, wprowadzanie technologii ograniczającej negatywny wpływ czynników atmosferycznych. ▪ Aktywna realizacja strategii rozwoju i unowocześniania własnych mocy wytwórczych. ▪ Dokonywanie bieżących remontów zgodnie z najwyższymi standardami sektorowymi. ▪ Ubezpieczenie najważniejszych aktywów wytwórczych na wypadek awarii oraz powstania szkód w majątku. Składniki majątku ubezpieczane są w oparciu o analizę kosztów ubezpieczenia, dostępnych pojemności rynków ubezpieczeniowych na określone ryzyka lub dla poszczególnych rodzajów aktywów, kosztów związanych z ewentualnym odtworzeniem majątku i potencjalnie utraconych przychodów. ▪ Systematycznie poprawiana niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez modernizację sieci dystrybucyjnej. ▪ Stałe monitorowanie przepisów i regulacji prawnych dotyczących ochrony środowiska oraz polityki energetycznej.
	Rozwój i inwestycje – związane ze strategicznym planowaniem powiększania potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego oraz prowadzeniem bieżącej działalności inwestycyjnej	■■■	↗ ⁵	
Ryzyka operacyjne związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych	Produkcja energii elektrycznej i ciepła – związana z planowaniem produkcji i negatywnym wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne	■■■	↔	<p>Najważniejsze działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Optymalizacja czasu życia urządzeń i dyspozycyjności kluczowych składników majątku. ▪ Terminowe przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku. ▪ Optymalizacja kosztów m.in. poprzez monitorowanie cen i stanu zapasów paliw oraz zabezpieczenie ich dostaw w postaci długoterminowych kontraktów z dostawcami oraz formuł ustalania cen. ▪ Monitorowanie zmian prawnych i zmian norm technicznych w zakresie produktów ubocznych. ▪ Inwestycje w poprawę sprawności procesu spalania. ▪ Stałe monitorowanie dostępności usług. ▪ Tworzenie Planów Ciągłości Działania dla krytycznych systemów, opracowywanie i testowanie procedur awaryjnych. ▪ Bieżący monitoring zmian w przepisach prawa. ▪ Szkolenia w zakresie regulacji zapobiegających praniu pieniędzy oraz finansowaniu terroryzmu. ▪ Wymóg zapoznania się z Dobrymi Praktykami Zakupowymi oraz z Kodeksem Postępowania dla Partnerów Biznesowych spółek GK PGE.
	Gospodarowanie paliwami – związane z niepewnością co do kosztów, jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw (głównie węgla kamiennego) oraz surowców produkcyjnych, a także sprawnością procesu zarządzania zapasami	■■■□	↔	
Produkty i usługi uboczne - związane z gospodarką odpadami produkcyjnymi	■■□□	↔		

³ Zmiana perspektywy ryzyka wynika z poprawy sytuacji dotyczącej skargi na polski Rynek Mocy (vide sprawa brytyjskiego Rynku Mocy). 24 czerwca 2021 roku Sejm przyjął projekt ustawy o zmianie ustawy o Rynku Mocy oraz niektórych innych ustaw. Nowe przepisy zapewnią m.in. sprawne funkcjonowanie Rynku Mocy i spełnienie unijnych wymogów limitów emisyjności.

⁴ Zmiana perspektywy ryzyka wynika z dopasowania ochrony ubezpieczeniowej a także pogłębienia współpracy z Ubezpieczycielami i podjęcia aktywnych działań, pozytywnie wpływających na adekwatność wyceny strat i odszkodowań należnych z tytułu zawieranych przez GK PGE umów ubezpieczenia. Awaryjność urządzeń nie zmienia się w sposób skokowy i przewidywana jest na poziomie stabilnym.

⁵ Zmiana perspektywy ryzyka wynika z równoległe prowadzonych działań inwestycyjnych oraz przygotowań do wydzielenia aktywów węglowych. Ważnym ryzykiem w tym kontekście jest czynnik zasobów ludzkich.

	<p>Cyberbezpieczeństwo – ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania przestrzeni przetwarzania i wymiany informacji tworzonej przez systemy informatyczne funkcjonujące w GK PGE</p>	■ ■ ■	↗	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ścieżka akceptacji oraz regulacje wewnętrzne dotyczące procesu zakupowego. ■ Kontrola środowiska pracy. ■ Szkolenie pracowników w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy. ■ Informowanie o zagrożeniach, obostrzeniach i zasadach związanych z COVID-19 (dedykowana zakładka w Intranecie). ■ Prowadzenie intensywnego i skutecznego dialogu w celu uniknięcia eskalacji ewentualnych sporów ze stroną społeczną oraz wypracowania jak najkorzystniejszych rozwiązań w obszarze zatrudnienia i związanych z tym kosztów w ramach GK PGE. ■ Aktywny udział PGE w programach stażowych oraz współpracy z ośrodkami edukacji w celu zapewnienia dopływu wykwalifikowanych kadr. ■ Ocena i szkolenie kadr w celu optymalnego ich wykorzystania w strukturach Grupy.
	<p>Zakupy – związane z nieefektywnością i nieprawidłowością realizacji procesu zakupowego</p>	■ ■ □	↔	
	<p>Bezpieczeństwo pracowników – związane z niezapewnieniem bezpiecznych warunków pracy</p>	■ ■ □	↘	
	<p>Zasoby ludzkie – związane z trudnościami w zapewnieniu kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań</p>	■ ■ □	↗	
	<p>Dialog społeczny – związany z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy a stroną społeczną, mogącego doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych</p>	■ ■ ■	↗	
<p>Ryzyka regulacyjno – prawne związane z wypełnieniem wymogów zewnętrznego i wewnętrznego otoczenia prawnego</p>	<p>Zmiany prawne w systemach wsparcia – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu systemu wsparcia produkcji energii certyfikowanej</p>	■ □ □	↔	<p>Najważniejsze działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Monitoring wprowadzanych i proponowanych zmian prawnych zapewnia, że działalność prowadzona w podstawowych segmentach biznesowych odbywa się zgodnie z przepisami oraz, że GK PGE dysponuje rozwiązaniami uwzględniającymi ewentualne zmiany w otoczeniu prawnym. ■ Dialog społeczny i kampanie reklamowe. ■ Nadzór operacyjny w zakresie planowanych oraz realizowanych działań inwestycyjnych i modernizacyjnych w zakresie spełnienia wymagań środowiskowych. ■ Planowa realizacja planu inwestycji na dostosowanie instalacji do wymagań zawartych w konkluzjach BAT. Brak spełnienia wymagań wynikających z konkluzji BREF/ BAT może skutkować odmową wydania decyzji ustalającej lub zmieniającej postanowienia pozwoleń zintegrowanych. ■ Udoskonalanie działań na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska, poprzez wdrażanie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem. ■ Zmniejszanie emisyjności aktywów wytwórczych GK PGE, rozwój nisko i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii.
	<p>Ochrona środowiska – obowiązki wynikające z przepisów określających wymogi środowiskowe, jakie powinny spełniać instalacje energetyczne oraz zasad korzystania ze środowiska naturalnego w tym niepewność co do ich ostatecznego kształtu i poziomu limitów</p>	■ ■ ■	↗	
	<p>Klimat – zobowiązania wynikające z ustaleń na poziomie unijnym, krajowym i celów strategicznych w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej UE</p>	■ ■ ■	↗ ⁶	

⁶ Zmiana perspektywy ryzyka wynika z rosnącej presji klimatycznej na świecie (Fit for 55), rosnących wymagań ze strony inwestorów finansowych, pojawiających się nowych wytycznych i obowiązków z nich wynikających, m.in. sprawozdawczości w zakresie informacji niefinansowych, ujawniania śladu węglowego, posiadania polityki różnorodności.

	<p>Koncesje – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością</p>	■ ■ ■	↗	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dostosowanie regulacji wewnętrznych oraz praktyk postępowania tak, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami. ■ Aktywne uczestnictwo PGE S.A. jako członka Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, który otworzył swoje biuro w Brukseli. Poprzez działania PKEE, Spółka aktywnie wpływa na działania w procedowaniu i kształtowaniu unijnych przepisów, a także prowadzi dialog z instytucjami UE. ■ Efektywne pozyskiwanie finansowania zewnętrznego oraz dozwolonej pomocy publicznej na realizację planowanych nisko i zeroemisyjnych inwestycji przez GK PGE.
	<p>Podatki – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu i interpretacji przepisów podatkowych</p>	■ ■ ■	↗	
<p>Ryzyka finansowe związane z prowadzoną gospodarką finansową</p>	<p>Kredytowe – związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych)</p>	■ ■ ■	↔ ⁷	<p>Najważniejsze działania:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Przeprowadzanie przed zawarciem transakcji handlowych oceny scoringowej kontrahenta, w oparciu o którą ustalany jest limit kredytowy, który jest regularnie aktualizowany i monitorowany. Ekspozycje przekraczające ustalone limity są zabezpieczane zgodnie z obowiązującą w Grupie Polityką zarządzania ryzykiem kredytowym. Poziom wykorzystania limitów jest regularnie monitorowany, prowadzony jest również bieżący monitoring płatności należności oraz stosuje się wczesną windykację. ■ Stosowanie w Grupie centralnego modelu finansowania, zgodnie z którym co do zasady finansowanie zewnętrzne pozyskiwane jest przez PGE S.A. Spółki zależne w Grupie korzystają z różnych źródeł finansowania wewnątrzgrupowego, a ryzyko utraty płynności monitorowane jest przy pomocy narzędzi okresowego planowania w zakresie prowadzonej działalności operacyjnej, inwestycyjnej i finansowej. ■ W zakresie ryzyka walutowego i stopy procentowej Grupa PGE przyjęła wewnętrzne zasady zarządzania tymi ryzykami. Spółki z Grupy PGE zawierają transakcje pochodne w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę (IRS, CCIRS, FX Forward) wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyka. Regulacje obowiązujące w Grupie Kapitałowej PGE nie pozwalają, w zakresie transakcji pochodnych opartych o stopę procentową i walutę, na zawieranie transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu generowanie dodatkowych zysków wynikających ze zmian poziomu stóp procentowych i zmiany kursów walutowych, jednocześnie narażając Grupę na ryzyko poniesienia ewentualnej straty z tego tytułu.
	<p>Płynność finansowa – związana z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej</p>	■ ■ ■	↔	
	<p>Stopy procentowe – wynikające z negatywnego wpływu zmian oprocentowania na przepływy pieniężne Grupy PGE</p>	■ ■ ■	↔	
	<p>Walutowe – wynikające z niekorzystnego wpływu wahań kursów walutowych na przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta krajowa</p>	■ ■ ■	↗	

⁷ Zmiana perspektywy ryzyka wynika z poprawy sytuacji bieżących analiz terminowości dokonywanych płatności przez kontrahentów. Negatywny wpływ COVID-19 związany ze spłatą należności nie jest obecnie monitorowany.

2.2. Perspektywa długoterminowa

Cel oceny determinowany jest przez wyzwania i zagrożenia, jakie pojawią się przed Grupą PGE w ciągu najbliższej dekady. Każde z ryzyk długoterminowych oceniane jest pod względem jego wpływu na realizację celów biznesowych, wizerunek firmy oraz ciągłość działania. Przedstawiony wynik jest dominantą (wartością najczęściej występującą w wynikach) z tych trzech aspektów.

Wyniki tej oceny prezentowane są w podziale na następujące kategorie:

Majątek	Prawo i regulacje	Działalność operacyjna	Rynek i produkty	Finanse
<ul style="list-style-type: none"> ■ Cyberbezpieczeństwo ■ Siły natury 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Prawo ■ Restrykcje środowiskowe 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Wizja rozwoju sektora energetycznego ■ Zasoby ludzkie ■ Bezpieczeństwo pracowników i klientów 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Konkurencja ■ Rewolucja technologiczna 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Makroekonomia

Cyberbezpieczeństwo - ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania przestrzeni przetwarzania i wymiany informacji tworzonej przez systemy informatyczne funkcjonujące w GK PGE (ingerencja w jakikolwiek element infrastruktury GK PGE skutkująca zaburzeniem pracy infrastruktury IT i OT (Operational Technology – sieci przemysłowe), a co się z tym wiąże zakłócenie pracy procesu przez nią wspieranego).

Siły natury - ryzyko nasilenia występowania ekstremalnych warunków atmosferycznych, wpływających na cenę i wolumen energii elektrycznej oraz ciepła, koszty ich dystrybucji i wytwarzania (wzrost częstotliwości występowania ekstremalnych warunków atmosferycznych, w wyniku których mogą zostać uszkodzone składniki majątku GK PGE oraz zmiany klimatu mające wpływ na zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło).

Prawo - ryzyko niestabilności prawa krajowego określającego reguły prowadzenia działalności GK PGE oraz wzrostu ilości i zakresu regulacji unijnych mających wpływ na Grupę (sytuacja, w której przepisy regulujące działalność GK PGE będą się zmieniały coraz częściej, będzie ich coraz więcej i będą coraz bardziej rygorystyczne a jakość stanowionego prawa nie będzie rosła).

Restrykcje środowiskowe - ryzyko związane z zaostrzeniem restrykcji w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz prowadzenia działalności wydobywczej w GK PGE (pojawianie się kolejnych zapisów dotyczących ochrony klimatu, ochrony środowiska naturalnego stanowiących dodatkowe bariery utrudniające (zwiększające koszty) działanie na rynku energii elektrycznej i ciepła).

Wizja rozwoju sektora energetycznego - ryzyko zmiany koncepcji dotyczącej kształtowania sektora energetycznego w Polsce i roli jaką pełni w nim GK PGE (działania administracyjne mające lub mogące mieć wpływ na zmianę kierunku rozwoju GK PGE).

Zasoby ludzkie - ryzyko związane z trudnościami w zapewnieniu kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań.

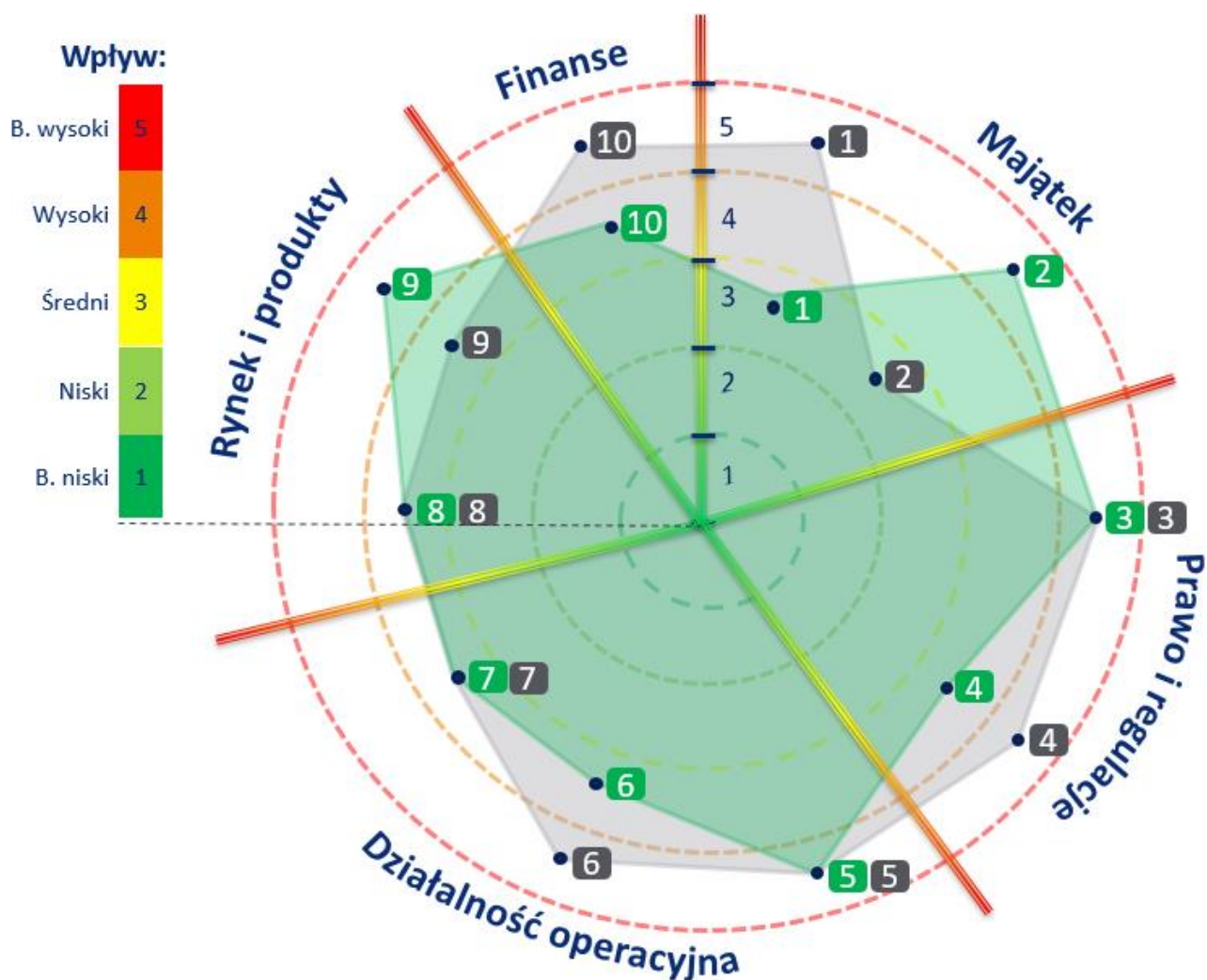
Bezpieczeństwo pracowników i klientów - ryzyko wystąpienia nieoczekiwanych zdarzeń niosących ze sobą nieodwracalne straty materialne oraz ciężkie urazy lub śmierć ludzi.

Konkurencja - ryzyko dynamicznego rozwoju ofert produktowych konkurencji oraz ich wzmocnienie strukturalne wpływające na zmniejszenie udziału GK PGE w rynku energetycznym.

Rewolucja technologiczna - ryzyko zmiany technologicznej, powodującej spadek produkcji energii elektrycznej i ciepła w źródłach systemowych i ich dystrybucji przy pomocy majątku sieciowego będącego w gestii GK PGE.

Makroekonomia - ryzyko zmiany sytuacji gospodarczej powodujące wahania wskaźników makroekonomicznych oraz cen surowców mających wpływ na działalność GK PGE (zmiany gospodarcze mogące wpływać na pogorszenie wskaźników finansowych spółek z GK PGE).

Rysunek: Mapa ryzyk długoterminowych



- | | | |
|----|----|-------------------------------------|
| 1 | 1 | Cyberbezpieczeństwo |
| 2 | 2 | Siły natury |
| 3 | 3 | Prawo |
| 4 | 4 | Restrykcje środowiskowe |
| 5 | 5 | Wizja rozwoju sektora elektrycznego |
| 6 | 6 | Zasoby ludzkie |
| 7 | 7 | Bezp. pracowników i klientów |
| 8 | 8 | Konkurencja |
| 9 | 9 | Rewolucja technologiczna |
| 10 | 10 | Makroekonomia |

(I) - scenariusz uwzględniający wydzielenie aktywów węglowych (segment EK) z Grupy Kapitałowej PGE



(II) - Scenariusz nieuwzględniający wydzielenia aktywów węglowych (segment EK) z Grupy Kapitałowej PGE



Źródło: Opracowanie własne

Ocena ryzyk długoterminowych została dokonana w dwóch scenariuszach: (I) uwzględniający i (II) nieuwzględniający wydzielenia aktywów węglowych z Grupy Kapitałowej PGE. Umieszczenie na mapie i różnice w wycenie pomiędzy tymi scenariuszami przedstawiają poziom istotności danego ryzyka/zagadnienia dla GK PGE.

Mapa ryzyk długoterminowych powstała w oparciu o elementy dominujące w odpowiedziach, wg subiektywnego postrzegania rozwoju tych ryzyk w ocenach najwyższej kardy kierowniczej GK PGE (Członkowie Zarządu i Dyrektorzy Pionów). Scenariusz zakładający niewydzielenie aktywów węglowych poza Grupę wiąże się z większą niepewnością, a tym samym więcej kategorii ryzyk znajduje się pod wpływem bardzo wysokiego ryzyka.

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 UE i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma zarówno sytuacja w poszczególnych segmentach gospodarki, jak i na rynkach finansowych, które determinują warunki pozyskiwania przez Grupę PGE finansowania dłużnego.

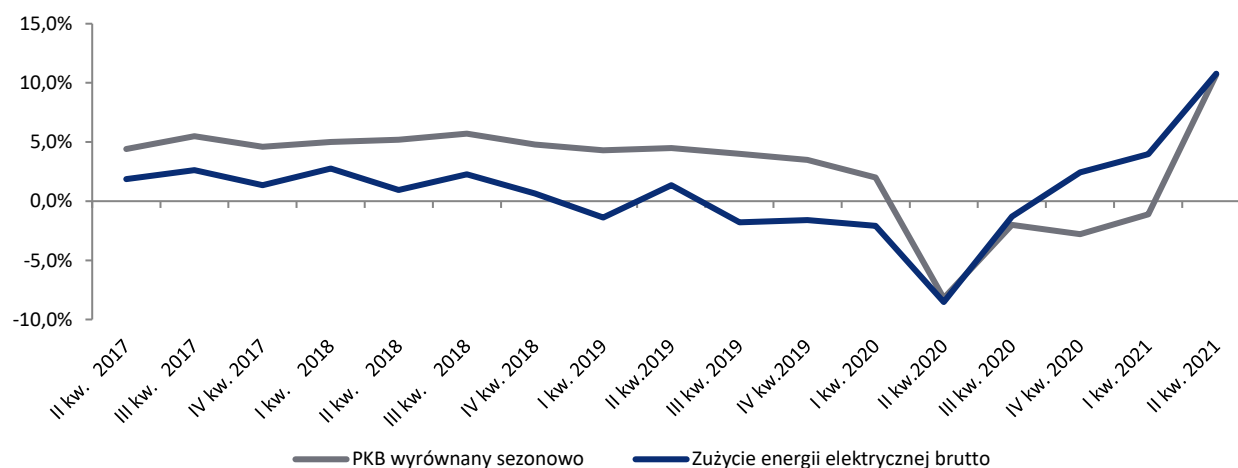
Co do zasady, w Polsce istnieje historyczna korelacja pomiędzy zmianą zapotrzebowania na energię elektryczną a zmianą tempa wzrostu gospodarczego. Biorąc pod uwagę pozycję Grupy PGE na polskim rynku wytwarzania, a także istotny udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz jej dystrybucji, zmiany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

W I półroczu 2021 roku sytuacja społeczno-gospodarcza w kraju nadal kształtowała się pod wpływem pandemii COVID-19. Począwszy od kwietnia 2021 roku stopniowo znoszono obostrzenia epidemiczne wprowadzone w okresie zimowym, co wpłynęło na stopniową poprawę wyników w stosunku do ubiegłego roku.

Poprawa sytuacji społeczno-gospodarczej oraz niższe temperatury powietrza w sezonie zimowym, wpłynęły na wzrost zużycia energii elektrycznej brutto w I półroczu 2021 roku o ponad 7% r/r.

Tendencje gospodarcze w I półroczu 2021 roku pozostały pod wpływem ograniczeń związanych z pandemią dotyczących przede wszystkim sektora usług. Jednak stopniowe znoszenie obostrzeń powoduje, iż szacunki ośrodków analitycznych są zgodne, że 2021 rok powinien być czasem odbudowy światowej i polskiej gospodarki. GUS podał, że po wyhamowaniu spadku PKB w I kwartale 2021 roku (-)1,2% r/r, nastąpił wzrost PKB w II kwartale 2021 roku o 10,7% r/r. Komisja Europejska podniosła swój szacunek dla wzrostu PKB Polski w 2021 roku z 4,0% do 4,8% r/r. Dalszy wpływ pandemii na PKB będzie zależał od czasu jej trwania oraz tempa powrotu do pełnej wydajności, zwłaszcza sektora usług i przemysłu.

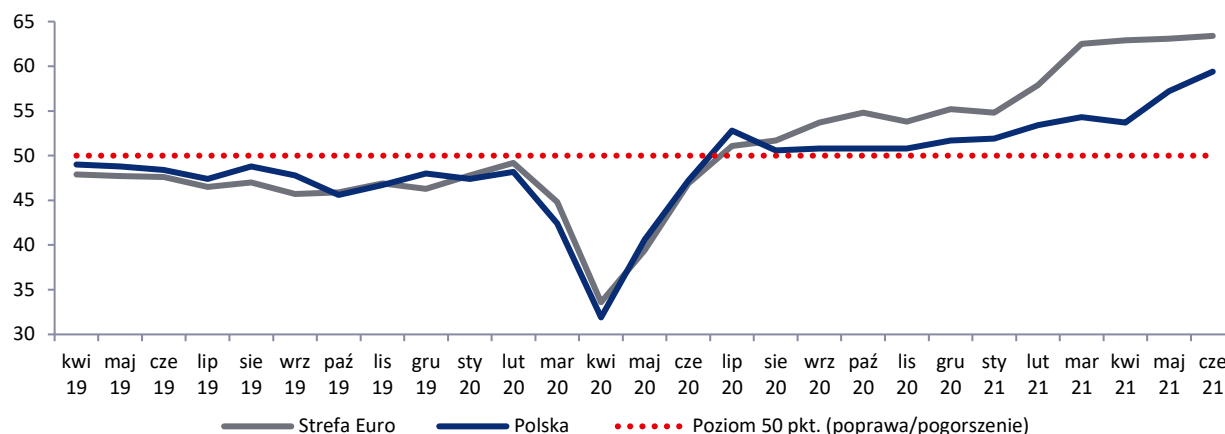
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: KE, GUS, PSE S.A.

Wskaźnik Purchasing Managers' Index („PMI”) odzwierciedla pozytywny wpływ działań podejmowanych w celu odbudowy gospodarki ze skutków pandemii COVID-19. Odczyty PMI dla przemysłu w Polsce w I półroczu 2021 roku wskazywały na optymistyczny nastrój panujący w przemyśle. W maju oraz czerwcu 2021 roku wskaźnik PMI notował rekordowe wartości odpowiednio 57,2 pkt. oraz 59,4 pkt. Czerwcową wartość wskaźnika PMI jest najwyższym odczytem notowanym w sięgającej 1998 roku historii tych badań. Średni PMI dla przemysłu w Polsce w I półroczu 2021 roku wyniósł 55,0 pkt., co oznacza wzrost o 28% r/r. Wynik powyżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menadżerowie oczekują poprawy sytuacji sektora. Na polski przemysł wpływa kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w I półroczu 2021 roku osiągnął średnio 60,8 pkt., podczas gdy w ubiegłym roku wynosił średnio 43,6 pkt. (wzrost o 39,4% r/r). W czerwcu 2021 roku, wskaźnik PMI dla przemysłu Strefy Euro osiągnął najwyższy poziom w historii i wyniósł 63,4 pkt. Tempo wzrostu wskaźnika odzwierciedla szybką poprawę koniunktury w sektorze. Jednocześnie rosnąca aktywność ekonomiczna jest blokowana przez wydłużenie czasu dostaw surowców i komponentów, co jest odzwierciedleniem rynkowych braków wynikających zarówno z silnego popytu na dobra przemysłowe, jak i z zakłóceń w logistyce będących pochodną restrykcji związanych z COVID-19.

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



Źródło: Markit Economics

Zjawiska w polskim przemyśle odzwierciedlone są m.in. przez wskaźnik dynamiki produkcji przemysłowej ogółem. W I półroczu 2021 roku produkcja sprzedana przemysłu była wyższa niż w analogicznym okresie roku ubiegłego (kiedy notowano jej spadek), co było efektem jej wysokiej dynamiki w II kwartale 2021 roku. W I półroczu 2021 roku wzrost produkcji sprzedanej przemysłu w stosunku do analogicznego okresu ubiegłego roku wyniósł 18,2% (wobec spadku o 6,3% przed rokiem). W I kwartale 2021 roku produkcja zwiększyła się o 7,8%, a w II kwartale 2021 roku o 30,3% (po głębokim spadku rok wcześniej). Zwiększyła się sprzedaż w większości sekcji przemysłu (oprócz górnictwa i wydobywania). Najbardziej wzrosła produkcja sprzedana w przetwórstwie przemysłowym, w którym przed rokiem jej spadek był głębszy niż przeciętnie w przemyśle. Wyższa niż w I półroczu 2020 roku była sprzedaż we wszystkich głównych gałęziach przemysłu. Najwyższy jej wzrost notowano w produkcji trwałych dóbr konsumpcyjnych.

3.2. Otoczenie rynkowe

SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (GWh).

	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej	86 365	80 640	7%
Elektrownie wiatrowe	6 762	7 859	-14%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu kamiennym	44 696	33 835	32%
Elektrownie zawodowe ciepłe na węglu brunatnym	21 210	18 669	14%
Elektrownie zawodowe ciepłe gazowe	6 437	6 633	-3%
Saldo wymiany zagranicznej	3 272	6 547	-50%
Pozostałe (el. przemysłowe, wodne, inne odnawialne) ⁸	3 988	7 097	-44%

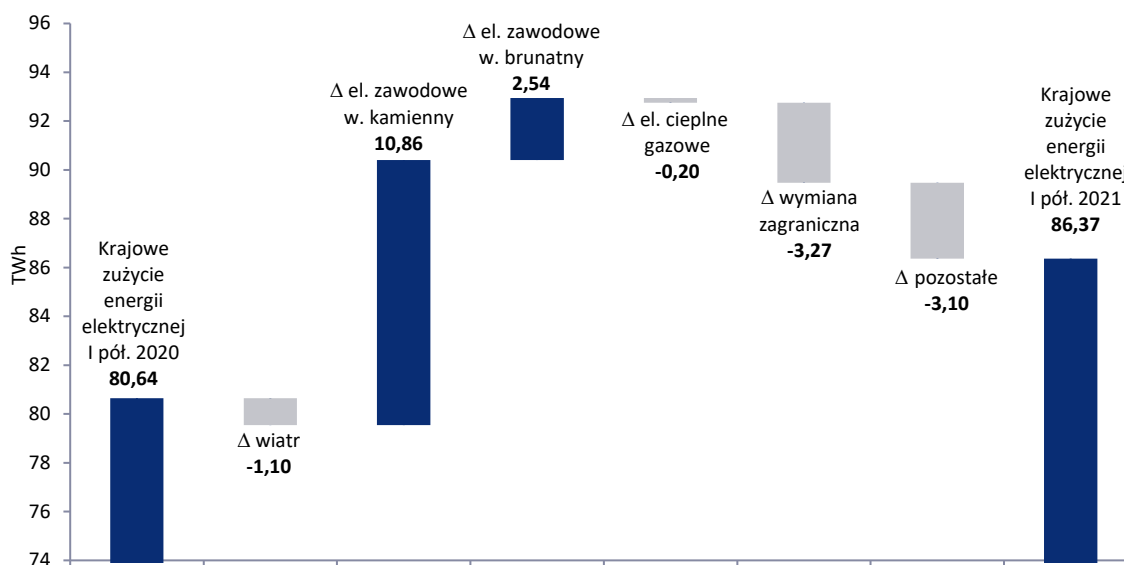
Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

⁸ Od 1 stycznia 2021 roku elektrownie przemysłowe są wliczane do elektrowni zawodowych ciepłych. Nie ma możliwości ich historycznego podziału w takim ujęciu, dlatego rok 2021 należy potraktować jako okres przejściowy. Nowa klasyfikacja wynika z wprowadzonych zmian w systemach informatycznych OSP w związku z potrzebą dostosowania ich działania do zmian wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki: Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania, Karty aktualizacji nr CK/13/2020 IRIESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci oraz Karty aktualizacji nr CB/28/2020 IRIESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

I półrocze 2021 roku

W I półroczu 2021 roku krajowe zużycie energii elektrycznej zwiększyło się (przede wszystkim z powodu niskich temperatur oraz wzrostu zapotrzebowania polskiej gospodarki ze względu na mniejszy wpływ pandemii koronawirusa) o ok. 5,7 TWh w porównaniu z rokiem bazowym. Na skutek słabej wietrzności, generacja wiatrowa spadła o 1,1 TWh r/r. Dodatkowo, ze względu na sytuację w krajach ościennych, import netto zmniejszył się o ok. 3,3 TWh w porównaniu z rokiem poprzednim. W rezultacie, do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była większa produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem kamiennym (+ok. 10,9 TWh) i węglem brunatnym (+ ok.2,5 TWh).

Wykres: Bilans energii w KSE – I półrocze 2021 roku (TWh).



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

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

Rynek Dnia Następnego („RDN”)

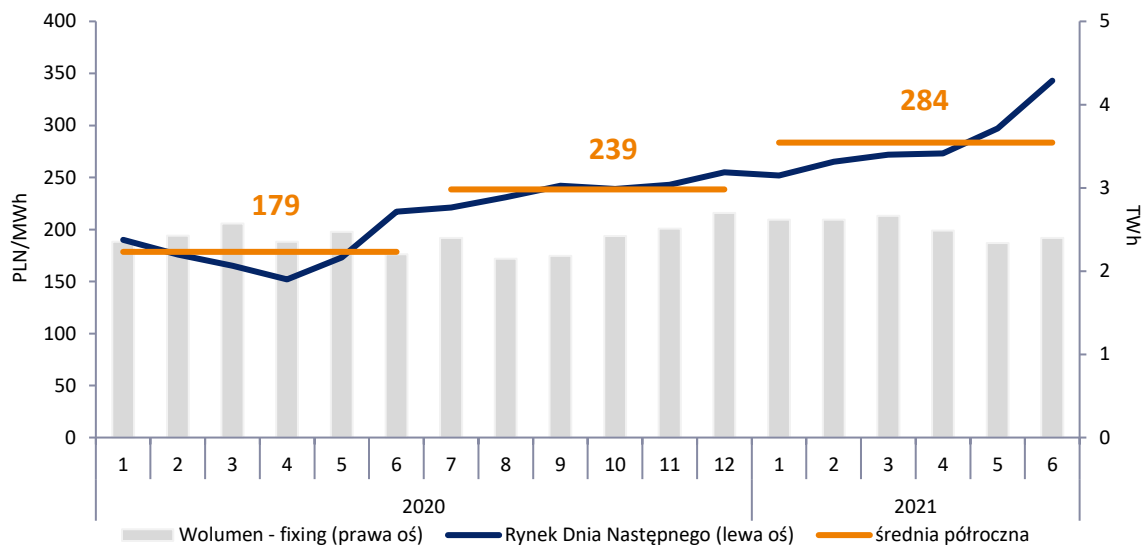
Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	284	179	59%
RDN – wolumen obrotu	TWh	15,1	14,4	5%

Analiza – wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN

Czynnik	Jedn.	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂	EUR/t	44,57	21,71	105%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	11,44	12,00	-5%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	6,8	7,9	-14%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	8%	10%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	4%	8%	

W I półroczu 2021 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 284 PLN/MWh i była o 59% wyższa od średniej ceny (179 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku. Do wzrostu cen przyczyniło się wyższe o ok. 5,7 TWh w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku zapotrzebowanie na energię elektryczną, niższy o ok. 50% w stosunku do I półrocza 2020 roku import energii netto i niższy o ok. 14% poziom generacji ze źródeł wiatrowych KSE.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2020–2021 (TGE).*



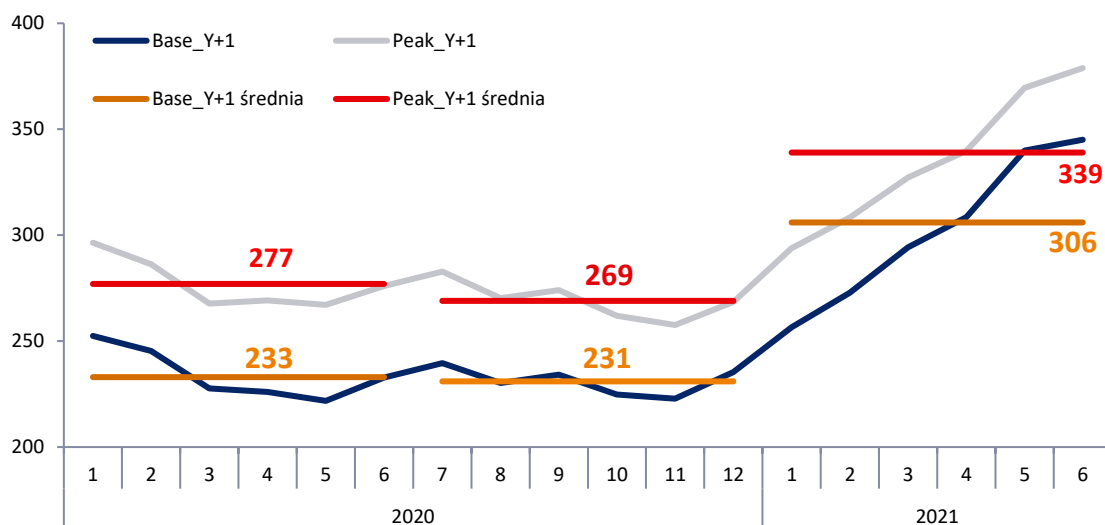
*Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing).

Rynek Transakcji Terminowych („RTT”)

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	306	233	31%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	45,14	69,77	-35%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	339	277	22%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	5,30	6,45	-18%

Ceny energii na rynku terminowym kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na RDN opisane powyżej. Obserwowany wzrost cen produktu bazowego r/r dla całego roku związany jest ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz bardzo wysokimi cenami CO₂.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2020–2021 (TGE).*

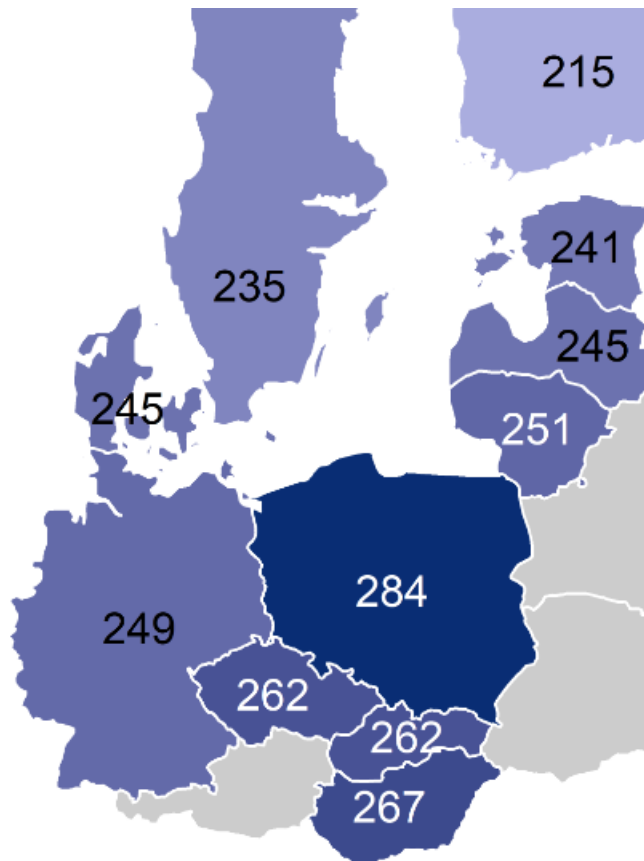


*Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

Rynek międzynarodowy

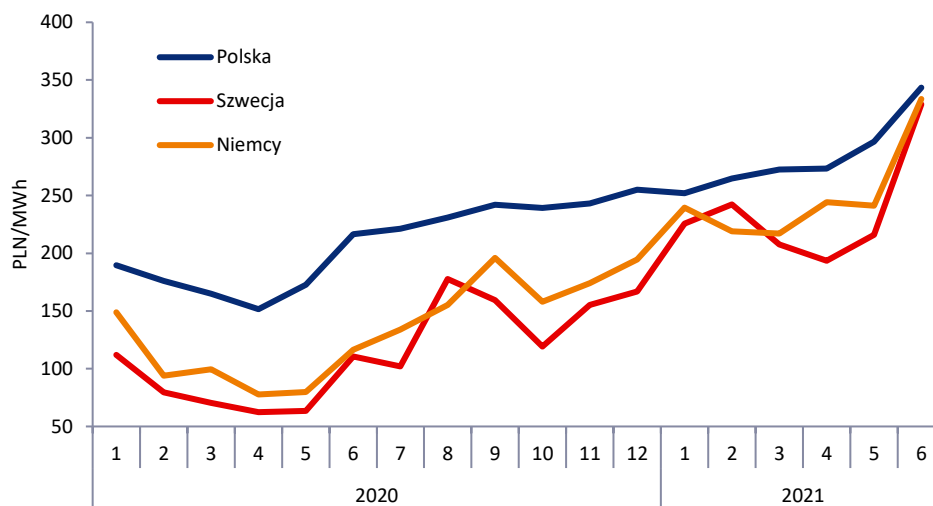
Rynek hurtowy (porównanie rynków dnia następnego)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2021 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,54 PLN).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

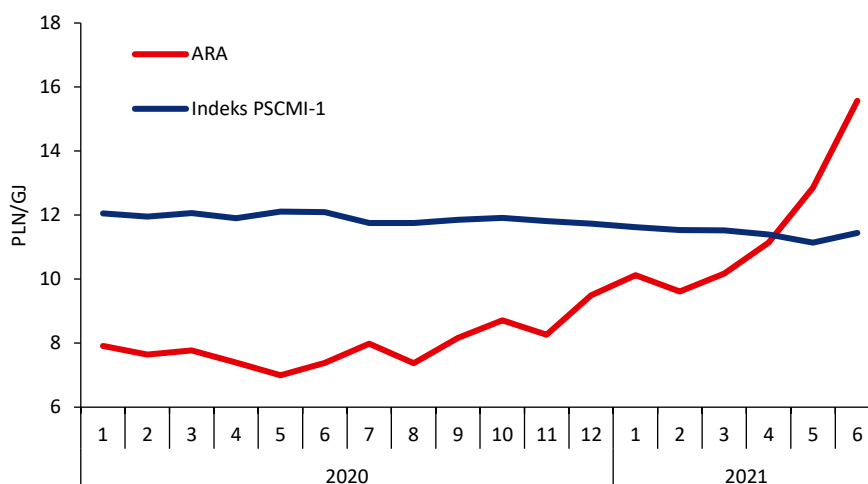
Wykres: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I półroczu 2021 roku wzrost cen r/r na rynkach ościennych kształtował się w przedziale 146-153 PLN/MWh (tj. ok. 243-284%), podczas gdy w Polsce średni poziom cen był wyższy o 105 PLN/MWh r/r (ok. 59%). 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 wzrosła o 54% r/r, podczas gdy krajowy indeks cen mięł energetycznych PSCMI-1 spadł w tym samym czasie o 5%. Zwiększone w II półroczu 2019 roku zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych umożliwiły natomiast import wyższego wolumenu tańszej energii, co poskutkowało wyższą korelacją hurtowych cen energii w Polsce i za granicą oraz zbliżaniem się cen krajowych do poziomu obserwowanego na rynkach państw sąsiednich.

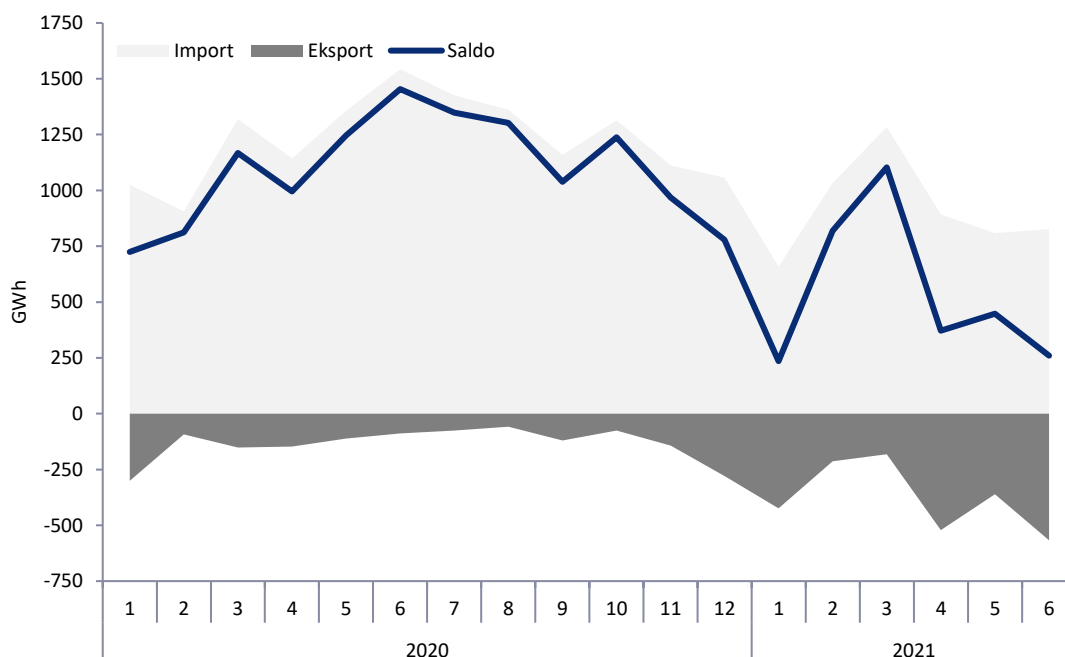
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1⁹.



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

Wymiana handlowa

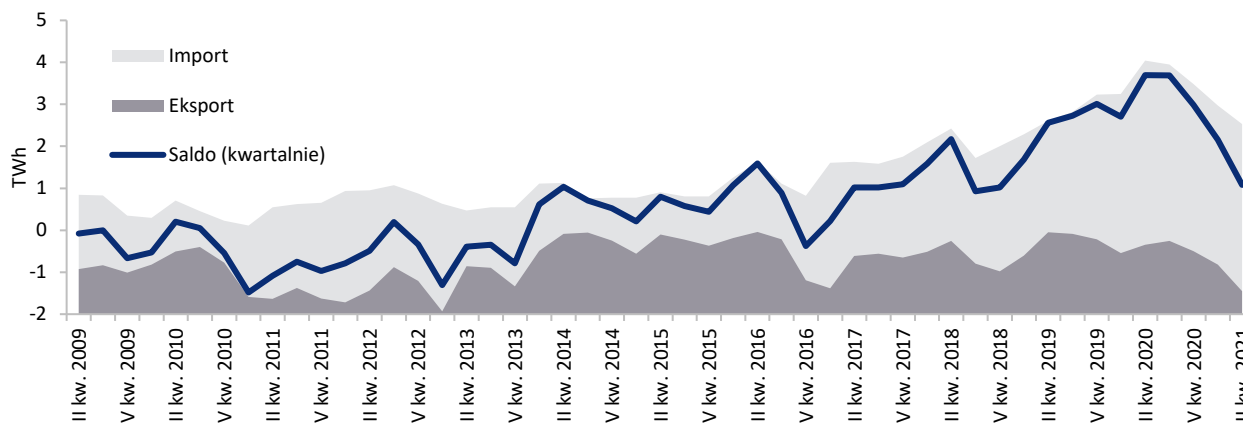
Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2020-2021.



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

⁹ Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI-1 różnią się metodologią: m.in.: indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy, PSCMI-1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/t vs. kaloryczność PSCMI-1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2009-2021.

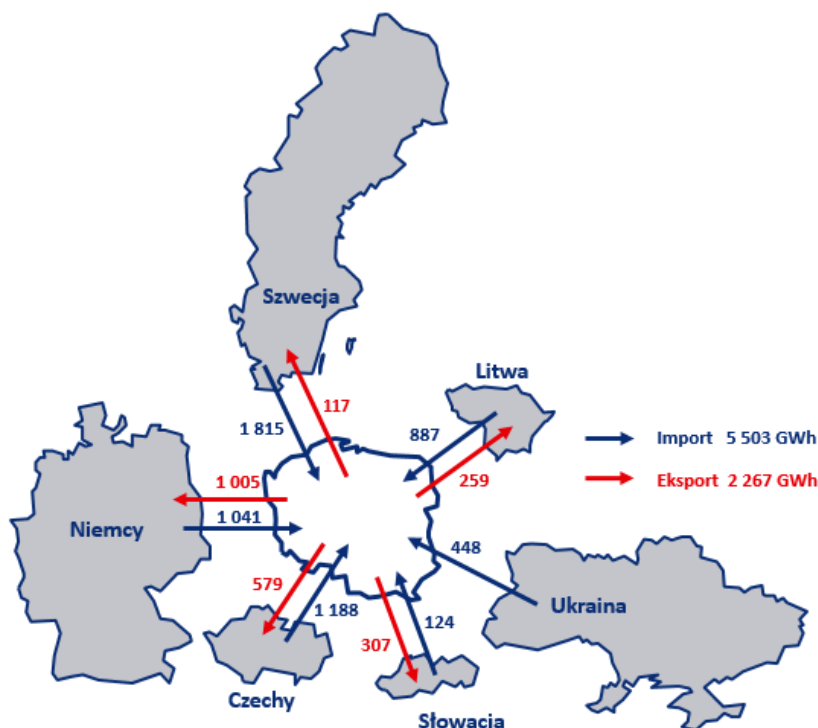


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W II kwartale 2021 roku Polska pozostawała importerem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło ok. 1,1 TWh (import 2,5 TWh, eksport 1,4 TWh) i było niższe r/r o ok. 2,6 TWh (tj. o ok. 71% r/r). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (0,9 TWh), Niemiec (0,6 TWh) i Litwy (0,4 TWh).

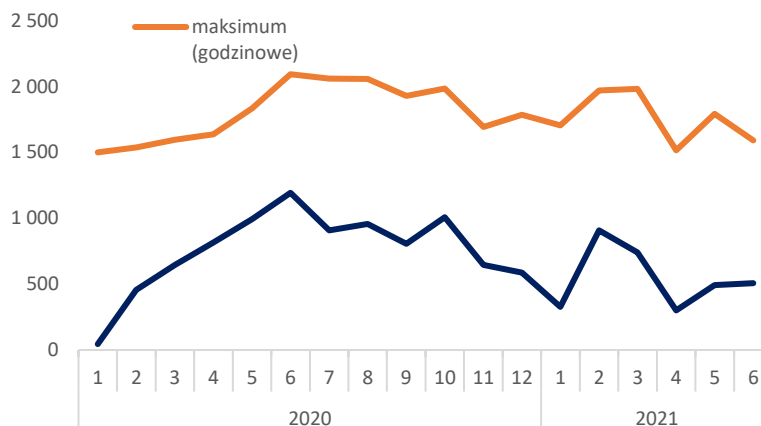
W I półroczu 2021 roku saldo wymiany handlowej wyniosło ok. 3,2 TWh (import 5,5 TWh, eksport 2,3 TWh) i było niższe r/r o ok. 3,2 TWh (tj. o ok. 49% r/r). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import ze Szwecji (1,8 TWh), Czech (1,2 TWh) i Niemiec (1,0 TWh).

Wykres: Geograficzna struktura wymiany handlowej w I półroczu 2021 roku (GWh).



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

Wykres: Saldo wymiany równoległej¹⁰: średni vs. maksymalny godzinowy przepływ w poszczególnych miesiącach.



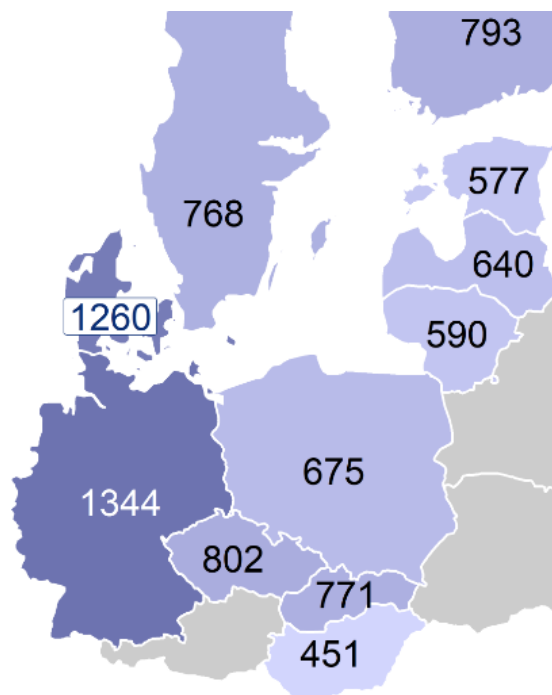
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Wzrost światowych cen paliw (które przekładają się na wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej z gazu zimnego i węgla kamiennego) oraz dodatkowo niższa wietrzność przełożyły się na wzrost cen energii w krajach sąsiednich, co w efekcie ograniczyło import energii do Polski.

Rynek detaliczny

Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy zarówno od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, jak i od systemu fiskalnego, mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W II półroczu 2020 roku¹¹ 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 40%. W Danii i Niemczech udział narzutów w finalnej, łącznej cenie energii elektrycznej płaconej przez odbiorcę indywidualnego przekraczał 50%.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,47 PLN).

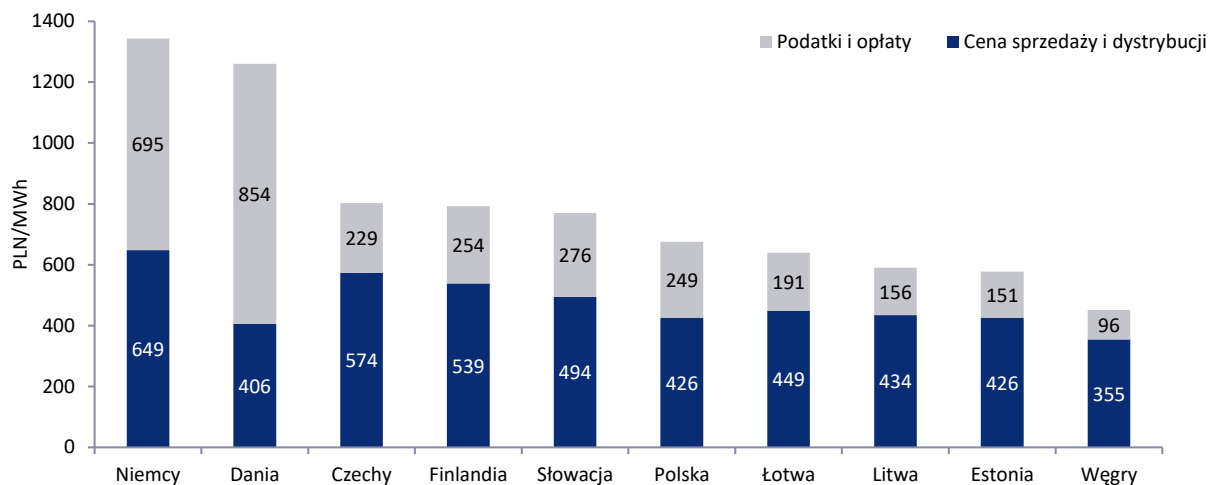


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

¹⁰ Wymiana równoległa – wymiana pomiędzy zsynchronizowanymi systemami na granicach z Niemcami, Czechami i Słowacją.

¹¹ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych, na dzień publikacji brak danych za I półrocze 2021 roku.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2020 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,47 PLN).

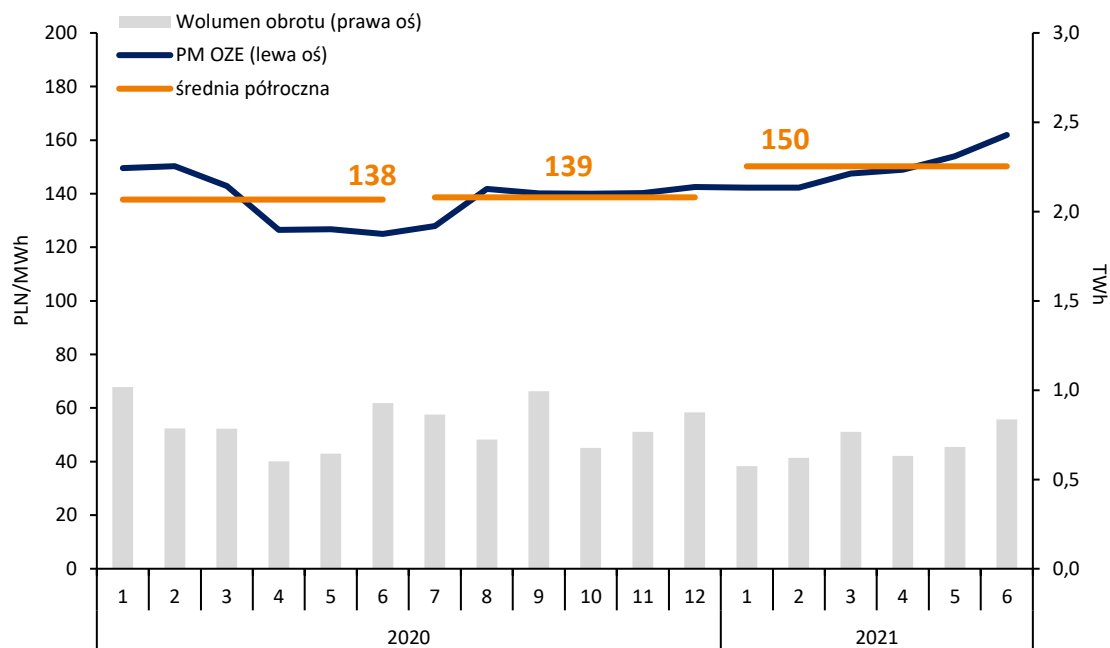


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

3.3. Ceny praw majątkowych

W I półroczu 2021 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 150,21 PLN/MWh i była o 9% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów w roku 2021 nie zmienił się w porównaniu z rokiem 2020 i wyniósł 19,5%. Spadek popytu na świadectwa pochodzenia związany był przede wszystkim z niższym tempem kontrakcji energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz niepewnością co do wielkości obowiązku umorzeniowego w 2022 roku. Dodatkowo, w 2020 roku zakończył się 15-letni okres wsparcia dla pierwszych instalacji, które weszły do systemu w 2005 roku.

Wykres: Średnie miesięczne ceny zielonych praw majątkowych (TGEoza).



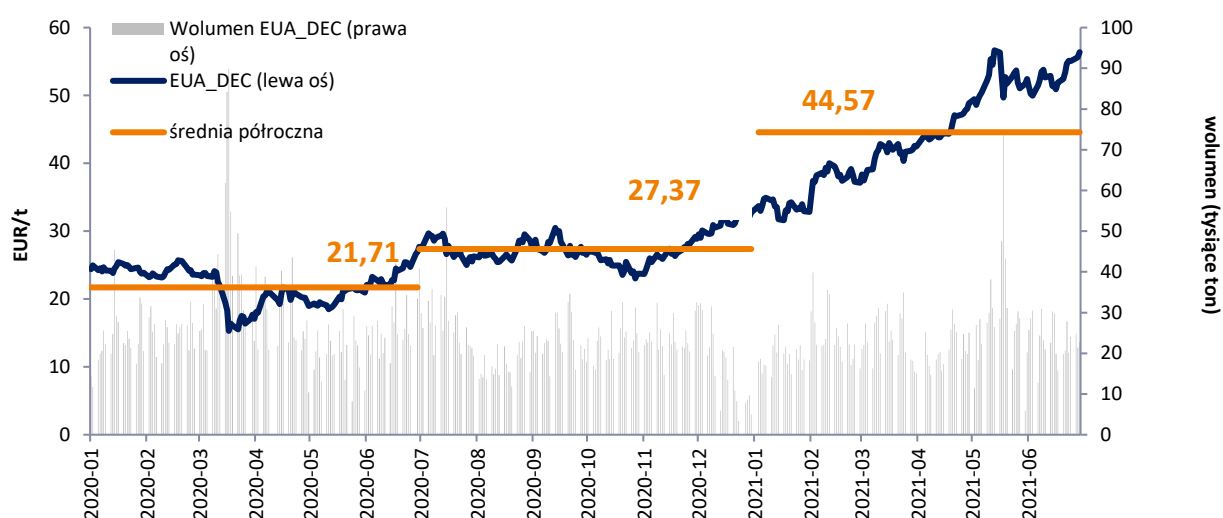
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

3.4. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

Notowania uprawnień European Union Allowances („EUAs”) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła obciążane są kosztami związanymi 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 były przewidziane za realizację zadań inwestycyjnych planowanych na 2019 rok. Oznacza to, że bezpłatny przydział uprawnień dla wytwarzania energii elektrycznej wedle obecnie stosowanej metody zakończył się wraz z wpływem przydziałów za 2019 rok.

Ceny uprawnień do emisji CO₂ po gwałtownym załamaniu wywołanym wybuchem pandemii w połowie marca 2020 roku zaczęły się odbudowywać aż do gwałtownego wzrostu, który rozpoczął się w listopadzie 2020 roku. W I półroczu 2021 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 21 wyniosła 44,57 EUR/t i była znacząco wyższa (o 105%) od średniej ceny 21,71 EUR/t instrumentu EUA DEC 20 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

PRYZDZIAŁ DARMOWYCH UPRAWNIENI DO EMISJI CO₂

Przydziały darmowych uprawnień do emisji CO₂ na produkcję ciepła na 2020 rok Grupa otrzymała 23 kwietnia 2021 roku, po weryfikacji sprawozdań rzeczowo-finansowych z inwestycji ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym. Od 2020 roku nie są przyznawane przydziały dla wytwórców energii elektrycznej.

7 lipca 2021 roku Minister właściwy do spraw klimatu ogłosił wykaz instalacji wraz z ostateczną liczbą uprawnień do emisji CO₂ przydzieloną na produkcję ciepła na lata 2021-2025, zgodnie z Ustawą z 12 czerwca 2015 roku o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Publikacja tego wykazu jest ostatnim etapem procesu określania przydziału uprawnień do emisji na podstawie raportów dotyczących danych podstawowych, przedłożonych przez prowadzących instalacje do 30 czerwca 2019 roku. Dane wyjściowe do określenia przydziału w ww. wykazie pochodzą z okresu 2014-2018.

Publikacja wykazu kończy proces określania ostatecznej liczby uprawnień do emisji przydzielonej instalacji zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2019/331 z 19 grudnia 2018 roku w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Opublikowana, ostateczna liczba uprawnień do emisji podlega dostosowaniu na podstawie średniej wielkości produkcji z dwóch lat poprzedzających rok, na który będą wydane uprawnienia do emisji. Dane o wielkości produkcji są przekazywane przez prowadzących instalacje do 31 marca każdego roku poczynając od roku 2021 w raportach na temat poziomu działalności („raport

ALC”). Na podstawie tych danych przydziały uprawnień do emisji podlegają zmniejszeniu albo są zwiększane, jeśli średnia wielkość produkcji ciepła z dwóch lat przekroczy próg $\pm 15\%$ (po przekroczeniu tego progu w kolejnych latach próg będzie ± 5 p.p. powyżej 15%). Na tej podstawie zostanie ustalona ostateczna liczba uprawnień do emisji dla instalacji. Dostosowanie będzie odbywało się corocznie na zasadach określonych w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2019/1842 z 31 października 2019 roku. Przekazane przez prowadzących instalacje raporty ALC zostaną zaakceptowane przez Komisję Europejską, która wyda decyzję zatwierdzającą ostateczną liczbę uprawnień do emisji. Uprawnienia będą wydane na rachunek instalacji w rejestrze Unii w roku 2021. Komisja Europejska planuje wydanie decyzji zatwierdzającej wydanie uprawnień do emisji za rok 2021 w IV kwartale 2021 roku.

Minister właściwy do spraw klimatu będzie ogłaszał w BIP zatwierdzoną ostateczną roczną liczbę uprawnień do emisji, wynikającą z raportów ALC na podstawie Ustawy z 12 czerwca 2015 roku o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Tabela: Emisja CO₂ w I półroczu 2021 roku w podziale na emisję związaną z produkcją energii elektrycznej oraz energii cieplnej w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO₂ na 2021 rok (tony).


Produkt	Emisja CO ₂ w I półroczu 2021 roku*	Przydział uprawnień do emisji CO ₂ na 2021 rok
Energia elektryczna	30 848 494	-
Energia cieplna	3 065 144	667 856
RAZEM	33 913 638	667 856




*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 2021 roku, które mogą mieć wpływ na działalność GK PGE w kolejnych latach.



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne. Wykaz RM: UC 17 Druk sejmowy: 808 Ustawa z 20 maja 2021 roku o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne zawiera szereg zmian o znaczeniu systemowym, m.in.: <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 rynku energii. 	3 lipca 2021 roku ustawa weszła w życie z wyjątkami, gdzie okres vacatio legis został przedłużony do 12, 24, 30 i 36 miesięcy.	–	Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segmenty Obrót i Dystrybucja. Projekt przygotowuje rynek na dalszą implementację dyrektywy 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wykaz RCL: UC 74	Projekt ustawy obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE. Projekt rozwija kierunki zmian w regulacjach zapoczątkowane w ustawie z 20 maja 2021 roku o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Są to m.in.: <ul style="list-style-type: none"> ■ umożliwienie technicznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny od 2026 roku, ■ wdrożenie instytucji obywatelskich społeczności energetycznych, ■ prawo odbiorcy do dobrowolnego i czasowego obniżenia zużycia energii elektrycznej („DSR”), agregacji, zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ■ uregulowanie funkcji agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień, ■ uregulowanie odpowiedzi odbioru i odbiorcy aktywnego na rynku energii, ■ umożliwienie posiadania niektórych instalacji magazynowania energii przez OSD i OSP, ■ rozszerzenie kompetencji URE, 	23 czerwca 2021 roku upłynął termin na zgłaszanie uwag.	Publikacja projektu po konsultacjach, skierowana do prac w Radzie Ministrów.	Projektowane rozwiązania będą miały wpływ na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, w szczególności na segmenty Obrót i Dystrybucja. Projekt wdraża lub służy stosowaniu wielu aktów unijnych regulujących rynek energii elektrycznej, w tym dyrektywę 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz kodeksy sieci.



	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii.</p> <p>Wykaz RCL: UD 162</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ przepisy dotyczące usług systemowych, usług elastyczności oraz zmiany w zakresie bilansowania, ▪ wprowadzenie przepisów wprowadzających rozdział działalności przesyłowej i dystrybucyjnej od magazynowania energii – (operator systemu elektroenergetycznego, z wyjątkami przewidzianymi w projekcie, nie może być posiadaczem, nie może wznosić, obsługiwać magazynu energii ani nim zarządzać). <p>Projekt obejmuje propozycje przepisów znoszących obowiązek obliga giełdowego oraz zaostrzających odpowiedzialność w zakresie manipulacji na rynku energii elektrycznej. Prezes URE będzie mógł dysponować odpowiednimi narzędziami do zapobiegania nadużyciom i próbom nadużyć na rynku energii elektrycznej. Zgodnie z uzasadnieniem projektu ustawy, zniesienie obliga realizuje m.in. Polski Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej.</p>	<p>8 kwietnia 2021 roku opublikowano uwagi zgłoszone w toku konsultacji publicznych.</p>	<p>Skierowane do dalszych prac w Radzie Ministrów.</p>	<p>Proponowana zmiana zniesienia obliga giełdowego nie wpłynie negatywnie na działalność Grupy PGE.</p>
	<p>Ustawa o zmianie Ustawy o Rynku Mocy oraz niektórych innych ustaw.</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>22 lipca 2021 roku sejmowa Komisja ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych rekomendowała przyjęcie poprawek zgłoszonych przez Senat.</p> <p>7 sierpnia 2021 roku ustawa została podpisana przez Prezydenta. Weszła w życie 1 września 2021 roku, za wyjątkiem art. 6, który wchodzi w życie 1 lipca 2024 r.</p>	<p>-</p>	<p>Nowelizacja ma kluczowe znaczenie dla Grupy PGE posiadającej istotny udział w Rynku Mocy.</p>
	<p>Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.</p> <p>Druk sejmowy: 809</p>	<p>Ustawa 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>Ustawa 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>22 stycznia 2021 roku ustawa została podpisana przez Prezydenta. Weszła w życie 18 lutego 2021 roku.</p>	<p>-</p>	<p>Ustawa ta ma kluczowe znaczenie dla rozwoju morskich farm wiatrowych i tym samym dla spółki PGE Baltica sp. z o.o., która jest odpowiedzialna za realizację programu offshore w Grupie Kapitałowej PGE i koordynuje przygotowania do budowy morskich farm wiatrowych.</p>

	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Wykaz RCL: UD 107</p> <p>Druk sejmowy: 1 129</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 (system bez taryf gwarantowanych), FIP (system dopłat do ceny rynkowej) i aukcyjnego (możliwość 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, ■ podniesienie progu mocowego dla instalacji fotowoltaicznych („PV”), powyżej którego wymagane jest uwzględnienie instalacji i stref ochronnych wokół nich w planie zagospodarowania przestrzennego, ■ możliwość zawierania umów dzierżawy nieruchomości rolnych Skarbu Państwa bez przetargu pomiędzy Krajowym Ośrodkiem Wsparcia Rolnictwa („KOWR”) a spółkami kapitałowymi, o których mowa w art. 1 ust. 1 Ustawy z 18 marca 2010 roku o szczególnych uprawnieniach Ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych w celu budowy, modernizacji lub rozbudowy urządzeń lub instalacji związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej, zapewniających bezpieczeństwo i podtrzymujących funkcjonalność mienia ujawnionego w jednolitym wykazie obiektów, instalacji, urządzeń i usług wchodzących w skład infrastruktury krytycznej. 	<p>11 sierpnia 2021 roku odbyło się III czytanie i ustawa została przyjęta przez Sejm.</p> <p>13 sierpnia 2021 roku ustawa została przekazana do Senatu.</p> <p>9 września 2021 roku Senat przedstawił swoje stanowisko do projektu.</p> <p>17 września 2021 roku Sejm przyjął poprawki redakcyjne Senatu i odrzucił poprawkę o skreśleniu przepisu umożliwiającego bezprzetargowe wydzierżawianie nieruchomości rolnych Skarbu Państwa spółkom Skarbu Państwa na potrzeby związane z wytwarzaniem energii elektrycznej.</p>	<p>Przekazanie do podpisu Prezydenta RP.</p>	<p>Projekt ustawy dotyczy głównie segmentu Energetyka Odnawialna, wydłużając okres, w którym nowe projekty OZE mogą ubiegać się o wsparcie. Projekt 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>Zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.</p> <p>Wykaz RCL: UD 207</p>	<p>Modyfikacja zasady 10 h – złagodzenie poprzez umożliwienie gminom określenia w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego (po konsultacjach z lokalnymi społecznościami) mniejszej niż wymagana ustawą odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, jednak nie mniejszej niż 500 m.</p>	<p>4 czerwca 2021 roku upłynął termin zgłaszania uwag do projektu ustawy.</p>	<p>Publikacja projektu po konsultacjach, ponowne konsultacje publiczne lub przedstawienie poprawionego projektu do dalszych prac Radzie Ministrów.</p>	<p>Projekt ma znaczenie dla rozwoju segmentu Energetyka Odnawialna.</p>
	<p>Ustawa o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Ustawa z 15 kwietnia 2021 roku o zmianie ustawy</p>	<p>Ustawa 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</p>	<p>15 kwietnia 2021 roku ustawa przyjęta przez Sejm, poza wyjątkami weszła w życie 25 czerwca 2021 roku.</p>	<p>-</p>	<p>Ustawa może stanowić szanse ubiegania się o finansowanie dla inwestycji GK PGE.</p>



	o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw.	(termomodernizacja budynków jednorodzinnych, modernizacja źródeł i sieci ciepłowniczych, rozwój niskoemisyjnej energetyki rozproszonej). Zapisy ustawy nie przesądzają jakie inwestycje będą finansowane, jednakże zakładają, 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.			
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw.	Projektowana ustawa, w zakresie swojej regulacji, transponuje do polskiego prawa szereg dyrektyw unijnych, w tym zwłaszcza Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE, w zakresie dotyczącym budowy stacji ładowania przez OSD. Projektowana ustawa w najnowszym brzmieniu zakłada zniesienie tzw. interwencyjnego mechanizmu budowy infrastruktury ładowania. Zgodnie z propozycją przepisów OSD nie będą odpowiedzialne za budowę brakujących punktów ładowania w gminach, na które ustawa o elektromobilności nakładała obowiązek osiągnięcia określonej ilości punktów ładowania.	2 lipca 2021 roku projekt został skierowany do Komisji Prawniczej. W dniach 19-22 lipca 2021 roku odbyło się posiedzenie Komisji Prawniczej, podczas którego do projektu ustawy wprowadzono zmiany. Wnioskodawca został zobligowany do opracowania projektu ustawy uwzględniającego ustalenia podjęte na posiedzeniu Komisji Prawniczej.	Skierowanie projektu do Sejmu.	Projektowane przepisy nie wpłyną negatywnie na działalność Grupy PGE. Likwidacja mechanizmu interwencyjnego wiąże się ze zniesieniem obowiązków nałożonych na PGE Dystrybucja oraz PGE Obrót.
	Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2021 roku.	Celem niniejszego rozporządzenia jest umożliwienie przeprowadzenia aukcji w 2021 roku, co umożliwi kontynuację trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji nowych zobowiązań unijnych.	Projekt rozporządzenia został opublikowany 22 grudnia 2020 roku i z pominięciem konsultacji publicznych został ogłoszony 28 grudnia 2020 roku . Wejście w życie rozporządzenia nastąpiło 12 stycznia 2021 roku .		Przepisy umożliwią wystawienie projektów fotowoltaicznych Grupy w aukcjach przewidzianych na 2021 rok.
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2021 roku oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2021 roku.	Parametry istotne dla aukcji OZE, które mają zostać przeprowadzone w 2021 roku. Niewielkie zmiany w stosunku do cen z 2020 roku.	Rozporządzenie przyjęte 16 kwietnia 2021 roku .	-	Istotne z punktu widzenia planowania i rozwoju inwestycji OZE w GK PGE.
	Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad	Rozporządzenie wprowadza możliwość jednorazowej, szybkiej zmiany taryf dla ciepła, kalkulowanej metodą kosztową ze względu na istotną zmianę ceny uprawnień do emisji CO ₂ . Proponowane rozwiązanie zakłada uproszczony sposób procedowania, bez konieczności badania i analizowania całej taryfy dla ciepła.	Rozporządzenie podpisane 24 kwietnia 2021 roku . Opublikowane 28 kwietnia 2021 roku , weszło w życie	-	Rozporządzenie ma pozytywny wpływ na segment Ciepłownictwo, a w szczególności na wytwarzanie ciepła


		z dniem następującym po dniu ogłoszenia.	w ciepłowniach. Pośrednio rozporządzenie wpływa pozytywnie na wielkość przychodów z jednostek kogeneracyjnych.
	<p>Ustawa o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Ustawa ma na celu transpozycję dyrektywy EIA (określającej zasady oceny oddziaływania na środowisko) w zakresie art. 11 ust. 1 i 3, tj. regulacji dotyczących dostępu społeczeństwa do wymiaru sprawiedliwości w dziedzinie środowiska poprzez przyznanie organizacjom ekologicznym nowych uprawnień rzutujących na możliwość wykorzystania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięć znacząco oddziałujących na środowisko oraz uzyskiwania dalszych decyzji inwestycyjnych w procesie inwestycyjno-budowlanym.</p>	<p>20 kwietnia 2021 roku Ustawa została podpisana przez Prezydenta, a opublikowana została 28 kwietnia 2021 roku. Ustawa weszła w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.</p>	<p>-</p> <p>Ustawa wpływa na wszystkie segmenty działalności Grupy PGE, realizujące inwestycje infrastrukturalne.</p>
	<p>Ustawa o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Ustawa 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 realizacją 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>Ustawa podpisana przez Prezydenta. Opublikowana 7 maja 2021 roku. Ustawa weszła w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.</p>	<p>-</p> <p>Nowelizacja w zaproponowanym brzmieniu będzie miała neutralny wpływ na spółki z GK PGE. Projektowane zmiany mają wpłynąć korzystnie na realizację celu wskazanego w dyrektywie EED.</p>
	<p>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2022 roku.</p> <p>Wykaz MKIŚ: 638</p>	<p>Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Ustaw i weszło w życie 28 sierpnia 2021 roku.</p>	<p>Zmniejszony poziom obowiązku może wpłynąć na zmniejszenie przyrostu przychodów segmentu Energetyka Odnawialna z tytułu sprzedaży PM OZE. Jednocześnie ogranicza obciążenie segmentu Obrót koniecznością nabycia określonej ilości PM OZE w stosunku do wolumenu obrotu energią elektryczną.</p>


	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań technicznych, warunków przyłączenia oraz współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym.</p> <p>Wykaz RCL: UD 19</p>	<p>Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia zawartego w art. 9 ust. 4a Ustawy – Prawo energetyczne, które nakłada na Ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ wymagań technicznych w zakresie przyłączenia mikroinstalacji do sieci oraz warunków jej współpracy z systemem elektroenergetycznym, ■ warunków przyłączenia mikroinstalacji do sieci oraz tryb: <ul style="list-style-type: none"> ■ wydawania warunków przyłączenia dla tej instalacji, ■ dokonywania zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji. <p>Zgodnie z wytycznymi zawartymi w upoważnieniu ustawowym, przy określeniu ww. elementów wzięto pod uwagę potrzebę zwiększenia udziału energii elektrycznej wytwarzanej w mikroinstalacjach prosumentów energii odnawialnej w bilansie energetycznym kraju, bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, oraz wymagania w zakresie budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci.</p> <p>Zasadniczym celem rozporządzenia jest redukcja i uproszczenie formalności związanych z przyłączeniem mikroinstalacji, a tym samym uatrakcyjnienie procesu inwestycyjnego w zakresie tego rodzaju instalacji.</p> <p>Projekt wprowadza m.in.: ujednolicony wzór zgłoszenia mikroinstalacji, jak również wzór wniosku o wydanie warunków przyłączenia mikroinstalacji.</p> <p>Szczegółowe wymagania techniczne w zakresie przyłączenia mikroinstalacji do sieci oraz warunki jej współpracy z systemem elektroenergetycznym i szczegółowe warunki przyłączenia mikroinstalacji do sieci określa załącznik do rozporządzenia.</p>	<p>28 czerwca 2021 roku projekt po uzgodnieniach został skierowany do rozpoznania przez Komisję Prawniczą przy RCL.</p>	<p>Rozpoznanie projektu przez Komisję Prawniczą i skierowanie projektu do podpisu Ministra.</p>	<p>Projekt rozporządzenia ma istotny wpływ na segment Dystrybucja w zakresie przyłączeń mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz segment Obrót w zakresie rozliczeń prosumentów, w tym również dla sprzedawców zobowiązanych w zakresie obowiązku zakupu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej z mikroinstalacji.</p> <p>Segment Dystrybucja będzie zobowiązany do dokonywania rejestracji i udostępniania danych pomiarowych, dotyczących nadwyżki energii wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej.</p> <p>Przedsiębiorstwa segmentu Obrót będą zobowiązane do rozliczania w ramach umowy nadwyżki energii wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej.</p>
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie procesów rynku energii.</p> <p>Wykaz RCL: UD 603</p>	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie procesów rynku energii stanowi wykonanie delegacji ustawowej zawartej w art. 11zh ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne. Projekt rozporządzenia ma umożliwić przygotowania systemów IT (systemy zdalnego odczytu operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz centralnego systemu informacji rynku energii) w związku z nowymi wyzwaniami rynku energii elektrycznej. Określenie pełnego katalogu procesów rynku energii jest niezbędne dla zapewnienia przejrzystości zobowiązań wszystkich uczestników rynku energii, zarówno użytkowników systemu elektroenergetycznego obowiązanych realizować procesy rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii („CSIRE”), jak i dla operatora informacji rynku energii („OIRE”), tak aby można było ocenić</p>	<p>24 czerwca 2021 roku opublikowano projekt rozporządzenia wraz z uzasadnieniem i Oceną Skutków Regulacji („OSR”). W lipcu i sierpniu 2021 roku opublikowano uwagi zgłoszone do projektu.</p>	<p>Uwzględnienie/nieuwzględnienie uwag zgłoszonych do projektu. Publikacja zmienionego projektu i przekazanie zmodyfikowanego projektu do dalszych prac Rady Ministrów/na</p>	<p>Rozporządzenie będzie miało istotny wpływ przede wszystkim na segment Dystrybucja, ale także na segmenty: Energetyka Konwencjonalna oraz Obrót.</p>



		wywiązywanie się przez ww. podmioty z nałożonych na nich obowiązków. Rozporządzenie określi katalog procesów rynku energii, których realizacja za pośrednictwem CSIRE będzie obowiązkowa dla użytkowników systemu. Katalog procesów rynku energii zawiera podstawowe procesy realizowane obecnie na rynku energii elektrycznej, biorąc pod uwagę jak największą użyteczność CSIRE dla użytkowników systemu.		posiedzenie Komisji Prawniczej RCL.	
	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie systemu pomiarowego. Wykaz RCL: UD 507	Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 11x ust. 2 Ustawy Prawo energetyczne, która nakłada na ministra właściwego do spraw energii, obowiązek uregulowania w nim, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji szczegółowych wymagań i standardów, jakie ma spełniać system pomiarowy. Dodatkowo, projekt rozporządzenia stanowi wypełnienie obowiązku określonego w art. 19 ust. 3 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, zgodnie z którym Państwa Członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania przyjmują i publikują minimalne wymagania funkcjonalne i techniczne dotyczące inteligentnych systemów opomiarowania, które mają zostać wprowadzone na ich terytoriach.	24 czerwca 2021 roku opublikowano projekt rozporządzenia wraz z uzasadnieniem i OSR. 14 lipca 2021 roku opublikowano zgłoszone uwagi do projektu rozporządzenia w ramach uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania.	Uwzględnienie/nieuwzględnienie uwag zgłoszonych do projektu. Publikacja zmienionego projektu i przekazanie zmodyfikowanego projektu do dalszych prac Rady Ministrów/na posiedzenie Komisji Prawniczej RCL.	Rozporządzenie będzie miało istotny wpływ przede wszystkim na segment Dystrybucja, ale także na segmenty: Energetyka Konwencjonalna oraz Obrót. W zakresie działalności OSD konieczne będzie doprecyzowanie wymagań w zakresie układów pomiarowych, w tym liczników energii elektrycznej oraz systemu pomiarowego.
	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Wykaz RCL:641	Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 46 ust 5 i 6 Ustawy z 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 roku poz. 716, z późn. zm.). Zgodnie przepisami Ustawy – Prawo energetyczne, minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE określa, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Konieczność wydania projektowanej zmiany rozporządzenia, poprzedzonego rozporządzeniem Ministra Klimatu z 23 kwietnia 2020 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. poz. 718 oraz z 2021 roku poz. 158 i poz. 788), jest skutkiem wyzwań stojących przed ciepłownictwem systemowym, w tym polityka klimatyczna i zmniejszające się zapotrzebowanie na ciepło. Konieczność zmiany rozporządzenia wynika także z realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku („PEP2040”), która zakłada zwiększenie wykorzystania ciepła systemowego. Powoduje to konieczność opracowania nowego modelu rynku ciepła, z koniecznością uwzględnienia akceptowalności cen ciepła przez odbiorców, a równocześnie umożliwienia pokrycia kosztów uzasadnionych wraz ze zwrotem z zainwestowanego kapitału przedsiębiorstwom energetycznym.	5 sierpnia 2021 roku opublikowano projekt rozporządzenia wraz z uzasadnieniem i OSR.	Uwzględnienie/nieuwzględnienie uwag zgłoszonych do projektu. Publikacja zmienionego projektu i przekazanie zmodyfikowanego projektu do dalszych prac Rady Ministrów/na posiedzenie Komisji Prawniczej RCL.	Rozporządzenie ma pozytywny wpływ na segment Ciepłownictwo, zarówno na wytwarzanie ciepła w ciepłowniach, jak i jednostkach kogeneracji. Pozytywne zmiany w procesie taryfowania mogą stać się dodatkowym impulsem inwestycyjnym.



ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Europejski Zielony Ład/ Pakiet Fit for 55					
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej (Europejskie prawo o klimacie).	Wprowadzenie dla UE prawnie wiążącego celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz określenie nowego celu redukcji emisji na 2030 rok.	<p>10–11 grudnia 2020 roku Rada Europejska przyjęła co najmniej 55% cel redukcji emisji do 2030 roku w porównaniu z poziomem z roku 1990.</p> <p>21 kwietnia 2021 roku w ramach trilogów osiągnięto wstępne porozumienie ws. Europejskiego prawa o klimacie.</p> <p>5 maja 2021 roku COREPER (Komitet Stałych Przedstawicieli w Radzie) potwierdził przyjęcie porozumienia.</p> <p>10 maja 2021 roku Komisja ds. środowiska PE potwierdziła przyjęcie porozumienia. W tej sytuacji formalnością było ostateczne przyjęcie tekstu porozumienia na sesji plenarnej PE 24 czerwca 2021 roku oraz w Radzie 28 czerwca 2021 roku.</p> <p>Europejskie prawo o klimacie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 9 lipca 2021 roku i weszło w życie 29 lipca 2021 roku.</p> <p>Do kluczowych rozstrzygnięć należą:</p> <ul style="list-style-type: none"> cel neutralności klimatycznej do 2050 roku określony na poziomie całej UE. Po 2050 roku UE powinna dążyć do osiągania negatywnych emisji, cel na 2030 rok potwierdzony na poziomie „co najmniej 55%” do 2030 roku w porównaniu z poziomem z roku 1990, z ograniczeniem kontrybucji pochłaniania CO₂ przez lasy do realizacji tego celu do maksymalnie 225 mln ton CO₂, ustanowienie indykatywnego budżetu węglowego dla całej UE na lata 2030-2050, określającego ilość gazów cieplarnianych, jaką UE może jeszcze wyemitować w ramach zobowiązań z Porozumienia Paryskiego, a który to budżet KE ma opublikować wspólnie z propozycją celu na 2040 rok (najprawdopodobniej w 2024 roku). 	14 lipca 2021 roku nastąpiła spodziewana publikacja jednoznacznych wniosków legislacyjnych wdrażających cele klimatyczne przyjęte w Europejskim prawie o klimacie (tzw. pakiet Fit for 55).	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne.
	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	Przeciwdziałanie zmianom klimatu i realizacja zobowiązań wynikających z Porozumienia Paryskiego. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	<p>14 lipca 2021 roku KE zaprezentowała projekt reformy dyrektywy ETS i decyzji MSR (odpowiednie wnioski legislacyjne), proponując m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> zwiększenie liniowego współczynnika redukcji emisji (LRF) z 2,2% do 4,2% rok po wejściu dyrektywy w życie (czyli od 2024 roku według założeń KE), jednorazowe zredukowanie liczby uprawnień dostępnych w całym systemie EU ETS o ilość jaką zwiększony LRF zmniejszałby ją gdyby był stosowany już od 2021 roku z jednoczesnym doliczeniem do puli uprawnień odpowiadających emisji transportu morskiego, który będzie objęty systemem ETS, utrzymanie 24% poziomu uprawnień kierowanych do rezerwy, w sytuacji, w której całkowita liczba uprawnień w obrocie („TNAC”) przekroczy 1 096 mln uprawnień. Wówczas gdy TNAC będzie na poziomie pomiędzy 833 mln a 1 096 mln uprawnień, kierowanie do 	Wniosek legislacyjny jest procedowany zgodnie ze zwykłą procedurą prawodawczą przez Parlament Europejski i Radę. KE zakłada, że negocjacje na poziomie instytucji UE mogą potrwać do 2023 roku, tak aby w UE wyższe cele mogły być wdrażane od 2024 roku . Termin transpozycji zmian w dyrektywie ETS został zapisany w projekcie jako 31 grudnia 2023 roku .	Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych i w krótkiej perspektywie czasu jednostek gazowych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne.
					Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej.


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (decyzja MSR).		<p>rezerwy liczby uprawnień przewyższającej 833 mln. Kasowanie uprawnień w MSR powyżej progu 400 mln uprawnień (tzw. dolny próg MSR), dalsze zmniejszanie całkowitej nadwyżki na rynku. Uwzględnienie szerszej puli uprawnień wykorzystywanych na potrzeby obliczenia TNAC,</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ zwiększenie Funduszu Modernizacyjnego (FM) o 2,5% uprawnień całej puli aukcyjnej w latach 2024-2030 z nowym kluczem podziału uprawnień, ▪ objęcie osobnym podsystemem transportu i budynków z osobną ceną CO₂ i MSR dedykowanym dla tych sektorów, ▪ zwiększenie benchmarków dla ciepłownictwa do 2,5% rocznie przy jednoczesnym braku stosowania LRF do tych uprawnień, ▪ całość przychodów budżetowych ze sprzedaży uprawnień na aukcjach ma być wykorzystana na realizację celów dyrektywy ETS, ▪ zwiększenie Funduszu Innowacyjnego o 200 mln uprawnień, ▪ utrudnienie możliwości redukcji mocy instalacji w celu wyprowadzenia spod ETS. 		<p>Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego od 2021 roku w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego.</p> <p>Kolejna rewizja dyrektywy ETS i decyzji MSR spowoduje dalszy wzrost cen uprawnień do emisji.</p>
	Dyrektywa 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa OZE).	Dostosowanie legislacji związanej ze zwiększaniem udziału energii odnawialnej w odniesieniu do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.	<p>14 lipca 2021 roku KE w ramach pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny obejmujący projekt zmiany dyrektywy OZE, który zawiera propozycje nowych celów dla obecnych i nowych sektorów:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ cel ogólny – 40% wiążący na poziomie UE, ▪ budynki – cel indykatorywny 49% na poziomie UE, ▪ przemysł – cel indykatorywny 1,1% rocznie do 2030 roku i cel udziału paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego wynoszący 50% do 2030 roku, ▪ ciepło i chłód – cel wiążący na poziomie krajowym równy 1,1 p.p. rocznie w latach 2021-2025 i 2026-2030 (obecnie indykatorywny). Poza minimalnym rocznym wzrostem proponowane są indykatorywne cele krajowe, ▪ ciepłownictwo i chłód systemowy – cel indykatorywny wynoszący 2,1 p.p. rocznie w latach 2021-2025 i 2026-2030 (obecnie indykatorywny cel to 1,0 p.p. rocznie), ▪ transport – cel wiążący na poziomie krajowym wynoszący 13% redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku, cel dla paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego równy 2,6% w 2030 roku. <p>Kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych zostaną wzmocnione poprzez obniżenie progu instalacji (z 20 do 5 MWt), które muszą wykazywać zgodność z kryteriami dla spalanych paliw z biomasy oraz przez zaostrożenie kryteriów dla biomasy leśnej. Ograniczeniu ulegają również możliwości przyznawania wsparcia</p>	<p>Wniosek legislacyjny został skierowany do dalszych prac w Radzie oraz Parlamencie Europejskim.</p> <p>Jako datę transpozycji do prawa krajowego proponuje się 31 grudnia 2024 roku.</p>	<p>Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych.</p> <p>Większy udział źródeł odnawialnych w polskim miksie energetycznym do 2030 roku.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
			<p>dla instalacji spalających paliwa z biomasy wytwarzających wyłącznie energię elektryczną od 2026 roku.</p> <p>Zgodnie z wnioskiem KE do 31 grudnia 2025 roku każde państwo członkowskie zrealizuje przynajmniej jeden wspólny projekt OZE z przynajmniej jednym innym państwem członkowskim.</p> <p>Państwa członkowskie związane z danym basenem morskim mają również określić cele rozwoju morskiej energii odnawialnej do 2050 roku, z etapami pośrednimi w latach 2030 i 2040.</p>		
	<p>Dyrektywa 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa EED).</p>	<p>Dostosowanie legislacji związanej z poprawą efektywności energetycznej w odniesieniu do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.</p>	<p>14 lipca 2021 roku KE w ramach pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny dotyczący projektu zmiany dyrektywy EED, który obejmie pełny przegląd dyrektywy oraz propozycje nowych celów w zakresie poprawy efektywności energetycznej:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ cel wiążący na poziomie UE redukcji zużycia energii o co najmniej 9% w 2030 roku w porównaniu do roku 2020. W 2030 roku, zużycie energii finalnej w UE ma wynieść 787 Mtoe, a pierwotnej 1 023 Mtoe. Odnosząc dane do obecnego celu 32,5%, oznaczałoby to jego zwiększenie do 36% dla energii finalnej i 39% dla energii pierwotnej, ■ państwa członkowskie miałyby określać swoje kontrybucje oraz trajektorie dojścia do nich w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu, zgodnie z nową metodyką, ■ aktualny cel uzyskiwania nowych oszczędności energii finalnej rocznie na poziomie 0,8% średniej trzyletniej zużycia w latach 2016-2018 miałby obowiązywać do końca 2023 roku. Od roku 2024 proponowany jest wyższy cel - 1,5% nowych rocznych oszczędności energii finalnej w odniesieniu do średniej z lat 2017-2019. Będzie on obowiązywać do 2040 roku. <p>Istotne zmiany wprowadzane są do definicji „efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego”. Od 2035 roku systemy ciepłownicze nie mogłyby zostać uznane za efektywne wyłącznie na podstawie udziału wysokosprawnej kogeneracji, a jedynie na podstawie udziału OZE i ciepła odpadowego.</p> <p>W zakresie spełnienia kwalifikowalności wytwarzania w skojarzeniu jako wysokosprawnej kogeneracji, wśród dotychczasowych kryteriów pojawia się nowe kryterium limitu bezpośrednich emisji CO₂ (dla jednostek wykorzystujących paliwa kopalne), wynoszących mniej niż 270 g CO₂ na 1 kWh energii wytworzonej w skojarzeniu. Szczególną uwagę poświęcono wdrożeniu do dyrektywy zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim”, w tym uwzględnianie tego aspektu przy ustalaniu taryf sieciowych przez regulatora.</p>	<p>Wniosek legislacyjny został skierowany do dalszych prac w Radzie oraz Parlamencie Europejskim.</p> <p>Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany w opublikowanym projekcie.</p>	<p>Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych w szczególności w systemach ciepłowniczych.</p> <p>Szybsze tempo wypierania kogeneracji węglowej z systemów ciepłowniczych w związku z wprowadzeniem nowego kryterium emisyjnego.</p> <p>Wyższy współczynnik rocznych oszczędności energii finalnej będzie wpływać na zwiększenie obciążeń systemem świadectw efektywności energetycznej.</p>


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
 Polska Grupa Energetyczna	Dyrektywa 2003/96/WE w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (dyrektywa ETD).	Dostosowanie legislacji związanej z opodatkowaniem produktów energetycznych i energii elektrycznej do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.	<p>14 lipca 2021 roku KE w ramach pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny obejmujący projekt rewizji dyrektywy ETD. Zgodnie z tym projektem:</p> <ul style="list-style-type: none"> minimalne stawki opodatkowania mają obowiązywać nie od objętości danego rodzaju produktu energetycznego ale od jego wartości energetycznej, określono przy tym nowe wartości tych stawek, zlikwidowane ma zostać rozróżnienie na stawki w przypadku użycia komercyjnego i użycia niekomercyjnego danego produktu energetycznego/energii elektrycznej, dla minimalnych stawek opodatkowania ma obowiązywać okres przejściowy w latach 2023-2033, minimalne stawki opodatkowania podane w dyrektywie mają być waloryzowane o poziom inflacji począwszy od 1 stycznia 2024 roku, państwa członkowskie mogą stosować wyłączenia i obniżki w stawkach podatkowych do m.in.: energii elektrycznej z OZE, wytworzonej ze zrównoważonej biomasy oraz wytworzonej z wysokosprawnej kogeneracji zgodnie z definicją z dyrektywy EED, państwa członkowskie mogą stosować obniżone stawki, które nie będą niższe niż stawki minimalne, dla m.in.: produktów energetycznych i energii elektrycznej wykorzystywanych w kogeneracji oraz przemysłu energochłonnego. wyłączeniu spod opodatkowania na okres o maksymalnej długości 10 lat od wejścia w życie dyrektywy ETD mogą podlegać produkty energetyczne i energia elektryczna używane przez gospodarstwa domowe uznawane za wrażliwe. Za takie gospodarstwa uznawane są gospodarstwa poniżej progu stanowiącego 60% mediany krajowego dochodu do dyspozycji. 	Wniosek legislacyjny został skierowany do dalszych prac w Radzie. Proponowany termin transpozycji dyrektywy to 1 stycznia 2023 roku .	Negatywny wpływ na GK PGE wynikający z podwyższenia minimalnych stawek opodatkowania produktów energetycznych.
	Rozporządzenie w sprawie wspierania infrastruktury paliw alternatywnych (Alternative Fuels Infrastructure Regulation („AFIR“)).	Celem przyjęcia nowego rozporządzenia, które uchyla dyrektywę AFID jest zapewnienie szybszego rozwoju infrastruktury ładowania i wdrożenia celów w zakresie minimalnego rozmieszczenia stacji ładowania, w tym celów	<p>14 lipca 2021 roku KE w ramach pakietu legislacyjnego Fit for 55 przedstawiła wniosek legislacyjny obejmujący projekt rozporządzenia AFIR. Zgodnie z tym projektem:</p> <ul style="list-style-type: none"> na państwa członkowskie nałożone mają zostać obowiązki zapewnienia odpowiedniej gęstości sieci ładowania, mocy punktów ładowania i ładowarek, oddzielne dla pojazdów lekkich i ciężkich, największe stacje ładowania mają do 2035 roku osiągnąć moc wyjściową na poziomie 3,5 MW, operator stacji ładowania powinien mieć możliwość zakupu energii elektrycznej od każdego sprzedawcy zlokalizowanego na terenie UE, monitoring postępów odbywać się będzie w oparciu o krajowe ramy polityki na rzecz rozwoju rynku paliw alternatywnych w sektorze transportu oraz rozmieszczenia odpowiedniej infrastruktury, określone zostaną zasady gromadzenia i przekazywania danych oraz wspólne specyfikacje techniczne dla punktów ładowania, 	Wniosek legislacyjny został skierowany do dalszych prac w Radzie oraz Parlamencie Europejskim.	Konieczność przygotowania sieci elektroenergetycznej do realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia AFIR w obszarze dystrybucyjnym.


Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
		dotyczących odległości pomiędzy punktami ładowania w całej sieci TEN-T.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ pierwsze cele mają zostać osiągnięte już do 2025 roku. 		
	Rozporządzenie w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (rewizja rozporządzenia TEN-E).	Określenie wytycznych dotyczących rozwoju transeuropejskiej infrastruktury energetycznej i nowych kryteriów dla projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania („PCI”).	<p>15 grudnia 2020 roku KE przedstawiła wniosek legislacyjny dotyczący rewizji rozporządzenia TEN-E. Określa ono ramy wyłaniania tzw. projektów PCI, które mogą uzyskać wsparcie finansowe w ramach instrumentu „Łącząc Europę”. Projekt przewiduje m. in. nowe rozwiązania dla rozwoju infrastruktury offshore i zmiany w obszarze inteligentnych sieci elektroenergetycznych.</p> <p>21 kwietnia 2021 roku upłynął termin na przekazywanie poprawek do projektu raportu komisji ITRE PE w zakresie rozporządzenia TEN-E. Opinie do wniosku legislacyjnego przekazały komisje ENVI, TRAN i REGI. Następnie kontynuowano prace nad wypracowaniem kompromisowych propozycji.</p> <p>11 czerwca 2021 roku na Radzie ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii przyjęto podejście ogólne będące podstawą pozycji Rady w trilogach. Głównym obszarem zmian proponowanych przez Radę są kwestie związane z dalszym wsparciem infrastruktury gazu ziemnego w ramach rozporządzenia TEN-E. Rada postanowiła m.in. zakończyć wspieranie nowych projektów dot. gazu ziemnego i ropy (przy czym zachowano wyłączenie dla Cypru i Malty). Finansowanie unijne dla projektów przekształcających gazociągi do przesyłu wodoru miałyby trwać do końca 2027 roku. Dla projektów elektroenergetycznych nie wprowadzono zasadniczych zmian.</p>	Przyjęcie raportu w komisji ITRE Parlamentu Europejskiego planowane jest w 2021 roku . Trilogi mogłyby rozpocząć się w IV kwartale 2021 roku . Nowe zasady miałyby obowiązywać od 1 stycznia 2022 roku .	Określenie zasad realizacji projektów wspólnego zainteresowania to potencjalna szansa na uzyskanie wsparcia dla inwestycji GK PGE.
Regulacje dotyczące perspektywy finansowej na lata 2021-2027 oraz finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego					
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 ustanawiające Instrument na Rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności.	Zapewnienie ram finansowych dla odbudowy gospodarki UE po pandemii COVID-19 wraz z wdrożeniem reform celem zwiększenia jej odporności na szoki gospodarcze.	<p>12 lutego 2021 roku KE opublikowała techniczne wytyczne do tego rozporządzenia odnośnie zasady niewyrządzenia istotnej szkody. Zgodnie z tymi wytycznymi wsparcie z Instrumentu na Rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności mogą otrzymać inwestycje w źródła wytwórcze oparte o gaz oraz kogeneracja gazowa w państwach członkowskich, które stoją przed istotnymi wyzwaniami związanymi z odejściem od węgla pod warunkiem, że:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ wsparcie to przyczyni się do unijnych celów dekarbonizacji na lata 2030-2050, ▪ źródła te będą cechowały się emisyjnością poniżej 250 g CO₂e/kWh w cyklu życia lub będą dostosowane do użycia gazów odnawialnych lub zdekarbonizowanych. <p>18 lutego 2021 roku rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE i weszło w życie 19 lutego 2021 roku.</p> <p>30 kwietnia 2021 roku polski Krajowy Plan Odbudowy („KPO”) został zaakceptowany na posiedzeniu Rady Ministrów, a następnie przekazany do KE.</p>	Oczekiwanie na ocenę polskiego KPO przez KE.	Szansa na dofinansowanie inwestycji zgłoszonych do KPO.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
 Polska Grupa Energetyczna	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (rozporządzenie dot. taksonomii) i akt delegowany do tego rozporządzenia określający techniczne kryteria przesiewowe.	Ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.	Rozporządzenie dot. taksonomii zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 22 czerwca 2020 roku , po czym weszło w życie 12 lipca 2020 roku . 21 kwietnia 2021 roku KE wstępnie przyjęła akt delegowany do tego rozporządzenia określający 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. Akt ten nie zawiera technicznych kryteriów przesiewowych dla gazu oraz energii jądrowej. 4 czerwca 2021 roku KE opublikowała ww. akt delegowany w językach narodowych. Od tego momentu zaczął biec okres 4 miesięcy (z możliwością rozszerzenia o kolejne dwa miesiące) na zgłoszenie sprzeciwu do aktu delegowanego ze strony PE i Rady. 2 lipca 2021 roku KE opublikowała opinię grupy ekspertów powołanej na podstawie art. 31 Traktatu EUROATOM oraz opinię ekspertów Komitetu Naukowego ds. Zagrożeń dla Zdrowia i Środowiska („SCHEER”) odnośnie raportu JRC dotyczącego oceny energii jądrowej pod kątem bycia zrównoważoną. 6 lipca 2021 roku KE opublikowała akt delegowany pod art. 8 rozporządzenia dot. taksonomii określający zasady raportowania udziału w obrocie, CAPEX-ie i OPEX-ie działalności zrównoważonych pod względem środowiskowym.	Przewidywane dokończenie procesu legislacyjnego dotyczącego aktu delegowanego określającego techniczne kryteria przesiewowe oraz aktu delegowanego pod art. 8 rozporządzenia dot. taksonomii – IV kwartał 2021 roku . Przewidywane przygotowanie przez KE dodatkowego aktu delegowanego określającego techniczne kryteria przesiewowe w zakresie gazu i energii jądrowej – IV kwartał 2021 roku . W dalszej kolejności zapowiedziane jest przygotowanie legislacji dotyczącej wsparcia finansowego dla niektórych działań, głównie w sektorze energetycznym (w tym zwłaszcza gazu), które przyczyniają się do redukcji emisji gazów cieplarnianych w taki sposób, że wspierają transformację do gospodarki neutralnej klimatycznie. Publikacja przez Platformę na rzecz zrównoważonego finansowania raportu odnośnie taksonomii działań szkodliwych i działań nie mających istotnego wpływu na środowisko, raportu odnośnie społecznej taksonomii oraz raportu odnośnie technicznych kryteriów przesiewowych dla kolejnych celów środowiskowych – IV kwartał 2021 roku .	Wpływ 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 dodatkowego aktu delegowanego. 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.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Wytyczne Europejskiej Komisji w sprawie udzielenia pomocy publicznej dla klimatu, ochrony środowiska i energii 2022 (CEEAG).	Określenie nowych zasad udzielania pomocy publicznej, dostosowanych do nowych celów redukcyjnych UE wynikających z przyjęcia Prawa klimatycznego.	7 czerwca 2021 roku KE opublikowała projekt nowych wytycznych CEEAG, które mają zastąpić dotychczasowe wytyczne. Konsultacje publiczne będą trwać do 2 sierpnia 2021 roku . Zgodnie z tym projektem zaproponowano: <ul style="list-style-type: none"> ■ szeroki zakres zmian nowych wytycznych, które mają służyć realizacji celów klimatycznych, ■ objęcie zakresem nowych wytycznych m.in. mechanizmów służących finansowaniu wcześniejszego zamknięcia elektrowni węglowych, ■ zmiany w zakresie warunków udzielania wsparcia dla niemal wszystkich rodzajów wytwarzania energii, w tym zwłaszcza inwestycji gazowych oraz powiązanie dostępności pomocy publicznej z regułami określonymi w legislacji dot. taksonomii UE. 	Konsultacje i deklarowane przez KE formalne dokończenie procesu legislacyjnego w II półroczu 2021 roku . Wejście w życie nowych zasad pomocowych zaplanowane zostało na początek 2022 roku .	Zmiana warunków uzyskania pomocy publicznej w segmentach GK PGE. Część postanowień zaostroża kryteria uzyskania pomocy publicznej, inne doprecyzowują zasady jej uzyskania.


DODATKOWE INFORMACJE Z OBSZARU ZAGRANICZNEGO OTOCZENIA REGULACYJNEGO

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 46 100), sygn. T-167/19					
	Postępowanie w sprawie Tempus Energy Germany i T Energy Sweden przeciwko KE (sygn. T-167/19).	Skarga ma na celu unieważnienie decyzji KE o niewnoszeniu zastrzeżeń do polskiego Rynku Mocy, wydanej w ramach postępowania pomocowego o sygn. SA 46 100.	14 marca 2019 roku spółki Tempus Energy Germany oraz T Energy Sweden złożyły skargę na decyzję KE w sprawie polskiego Rynku Mocy (sprawa T-167/19). Skróć głównych zarzutów i argumentów przytoczonych w skardze został opublikowany w Dzienniku Urzędowym UE 6 maja 2019 roku . Z opublikowanego streszczenia wynika, że skarżący powołują 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”).	Wpływ na rozpoznanie skargi może mieć rozstrzygnięcie postępowania przed Trybunałem Sprawiedliwości w sprawie Tempus Energy i Tempus Energy Technology przeciwko KE w sprawie dotyczącej brytyjskiego Rynku Mocy (sygn. C-57/19 P). W sprawie tej 2 września 2021 roku wydany został korzystny dla KE wyrok Trybunału, który uchylił wydany w I instancji wyrok Sądu UE i oddalił skargę Tempus Energy i Tempus Energy Technology. Wyrok w sprawie skargi Tempus Energy Germany i T Energy Sweden można się spodziewać jeszcze w 2021 roku.	Odpowiednio do wyników rozstrzygnięcia sporu, sprawa może wpłynąć na warunki wykonywania i zawierania kontraktów mocowych w ramach polskiego Rynku Mocy.

Segmenty	Postępowanie	Cel skargi	Główne wydarzenia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
Skarga Republiki Czeskiej przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej (sygn. C-121/21) wraz z wnioskiem o zastosowanie środka tymczasowego					
	Postępowanie w sprawie Republika Czeska przeciwko Polsce (sygn. C-121/21).		<p>26 lutego 2021 roku Republika Czeska wniosła do Trybunału Sprawiedliwości skargę przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej z tytułu przedłużenia koncesji dla KWB Turów. Do skargi został załączony wniosek o zastosowanie środka tymczasowego w postaci natychmiastowego wstrzymania pracy KWB Turów.</p> <p>19 kwietnia 2021 roku opublikowano streszczenia skargi i głównych argumentów w Dzienniku Urzędowym UE.</p> <p>21 maja 2021 roku Wiceprezes Trybunału Sprawiedliwości wydała postanowienie w przedmiocie środka tymczasowego o następującej treści: „Rzeczpospolita Polska zaprzestanie natychmiast i do chwili ogłoszenia wyroku kończącego sprawę C-121/21 wydobycia węgla brunatnego w kopalni Turów (Polska).” Środek tymczasowy nie rozstrzyga co do istoty sprawy. Wniosek zmierzający do uchylecia postanowienia Wiceprezes Trybunału Sprawiedliwości z 21 maja 2021 roku został oddalony. Na mocy wydanego 20 września 2021 roku postanowienia Wiceprezes Trybunału Sprawiedliwości, Rzeczpospolita Polska została zobowiązana do zapłaty na rzecz Komisji Europejskiej okresowej kary pieniężnej w wysokości 500 tys. EUR dziennie, począwszy od dnia doręczenia Rzeczypospolitej Polskiej niniejszego postanowienia aż do chwili, w której państwo członkowskie zastosuje się do treści postanowienia (C-121/21 R).</p>	W przypadku braku wycofania skargi na kolejnym etapie nastąpi rozpatrzenie: wniosków procesowych złożonych przez strony postępowania, a następnie skargi i argumentów stron w postępowaniu przed Trybunałem Sprawiedliwości.	Odpowiednio do rozstrzygnięcia w przedmiocie środka tymczasowego i żądań określonych w skardze, sprawa może wpłynąć na warunki dalszej pracy kompleksu energetycznego w Turowie.

4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

4.1. Podstawowe segmenty działalności GK PGE

	 Energetyka Konwencjonalna	 Ciepłownictwo	 Energetyka Odnawialna	 Dystrybucja	 Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	5 elektrowni konwencjonalnych 2 elektrociepłownie 2 kopalnie węgla brunatnego	14 elektrociepłowni	17 farm wiatrowych 5 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	296 278 km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia cieplna	13 522 MWe/1 329 MWt	2 344 MWe/6 496 MWt	2 326 MWe	-	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 26,82 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 4,77 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,35 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 18,64 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 18,65 TWh*
Wolumeny energii cieplnej	Produkcja ciepła 3,60 PJ	Produkcja ciepła 29,39 PJ	-	-	-
Pozycja rynkowa	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobycia węgla brunatnego w Polsce (92%) GK PGE jest również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła	-	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkowym udziałem ok. 9% (bez uwzględniania biomasy i biogazu)	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

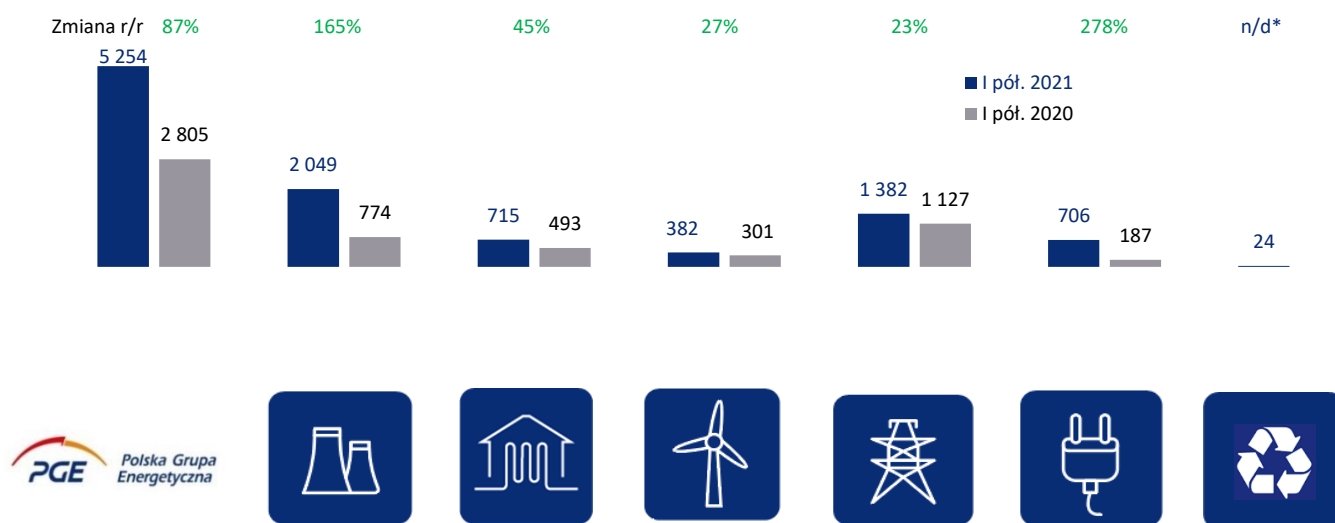
*Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

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.

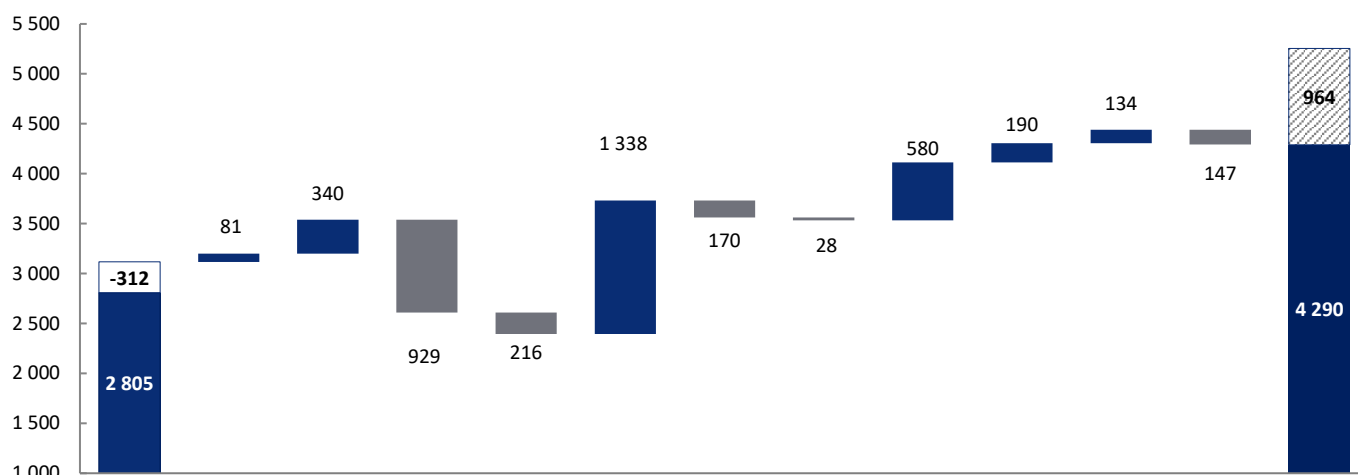
Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku Grupy za I półrocze 2021 roku mają segmenty: Energetyka Konwencjonalna (39%) oraz Dystrybucja (26%). Segment Ciepłownictwo odpowiada za 14% EBITDA, segment Obrót za 13% EBITDA, natomiast segment Energetyka Odnawialna wypracował 7% EBITDA.

EBITDA Grupy Kapitałowej w podziale na segmenty (mln PLN)



*Na wykresie nie przedstawiono danych za I półrocze 2020 roku, ponieważ w tym okresie spółki segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego prezentowane były w segmentach Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Pozostała Działalność.

Wykres: Główne czynniki kształtujące wynik EBITDA GK PGE (mln PLN).



EBITDA I pół. 2020	Wynik na sprzedaży energii elektrycznej u wytwórców ¹	Przychody ze sprzedaży ciepła	Uprawnienia do emisji CO ₂ ²	Koszty paliw	Rynek Mocy ³	Przychody RUS ⁴	Przychody PM	Wynik na sprzedaży e.e. do odbiorców finalnych ⁵	Marża na usługach dystrybucyjnych ⁶	Koszty osobowe ⁷	Pozostałe ⁸	EBITDA I pół. 2021
--------------------	--	-------------------------------	--	--------------	-------------------------	----------------------------	--------------	---	--	-----------------------------	------------------------	--------------------

Odchylenie	81	340	-929	-216	1 338	-170	-28	580	190	134	-147	
EBITDA raportowana I pół. 2020	2 805											
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020	-312											
EBITDA powtarzalna I pół. 2020	3 117	8 163	1 156	2 836	2 090	0	349	154	-54	2 057	2 795	985
EBITDA powtarzalna I pół. 2021		8 244	1 496	3 765	2 306	1 338	179	126	526	2 247	2 661	1 132
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021												964
EBITDA raportowana I pół. 2021												5 254

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

¹Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

²Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO₂ oraz odwrócenie wpływu rozwiązania rezerwy na CO₂ w Elektrowni Dolna Odra (zdarzenia jednorazowe w 2020 roku).

³Ujęcie zarządcze.

⁴RUS – Regulacyjne Usługi Systemowe.

⁵Z uwzględnieniem korekty marży na prawach majątkowych („PM”) na GK PGE.

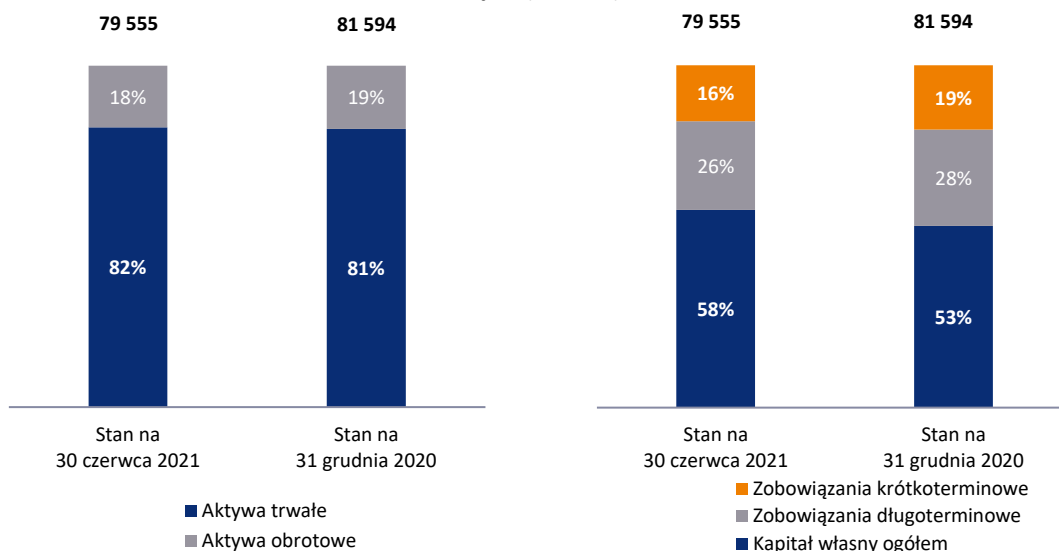
⁶Uwzględnia przychody z tytułu usług dystrybucyjnych, koszty usług przesyłowych OSP i saldo opłat przenoszonych oraz koszty zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej.

⁷Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej i rozwiązania rezerwy PDO (zdarzenia jednorazowe).

⁸Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe).

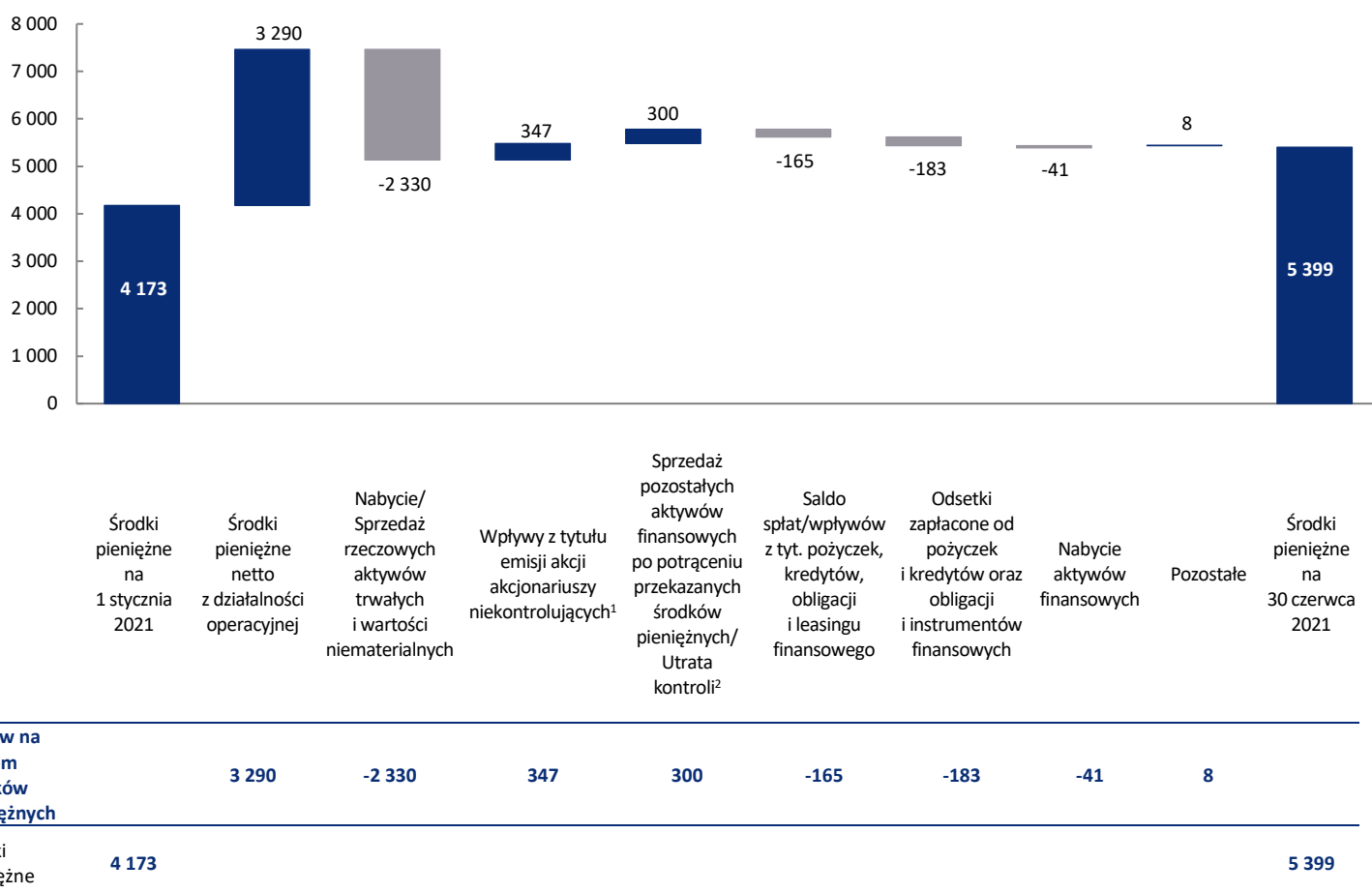
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

Wykres: Struktura Aktywów oraz Kapitałów i Zobowiązań (mln PLN).



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

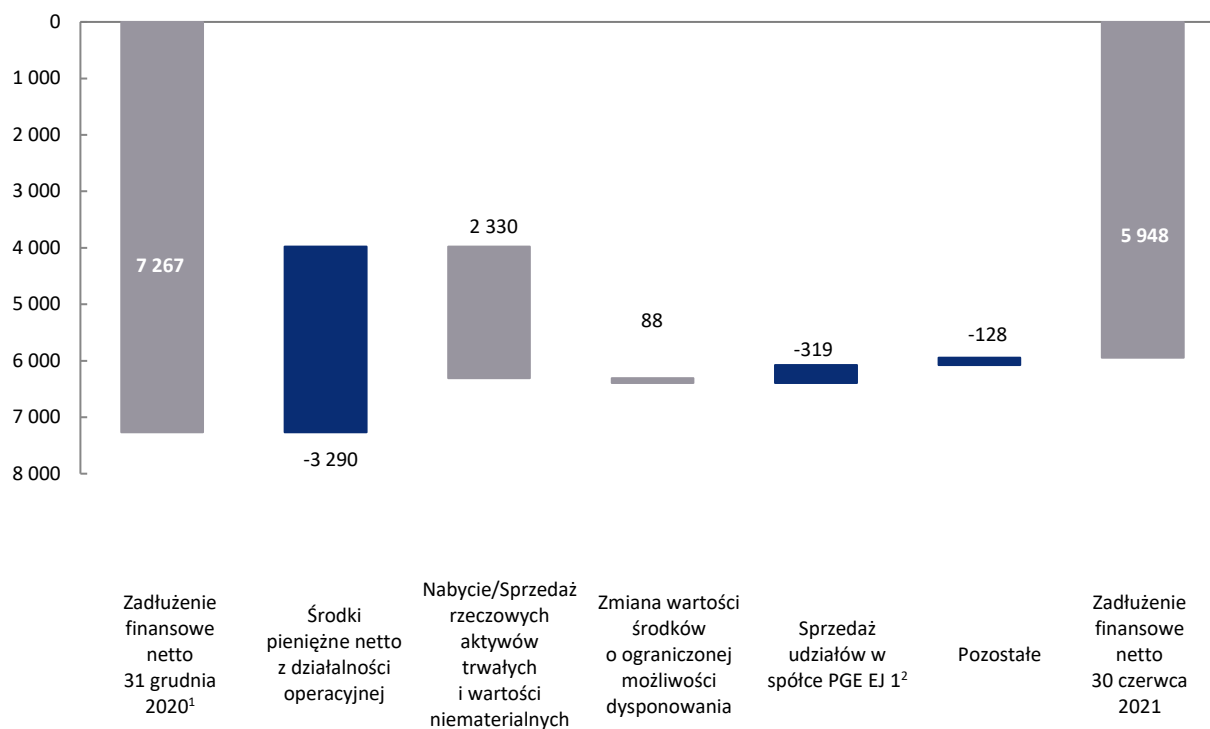
Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



¹Połowa środków pieniężnych, które Elektrownia Wiatrowa Baltica–2 sp. z o.o. („EWB 2”) oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica–3 sp. z o.o. („EWB 3”) otrzymały od Ørsted na podwyższenie kapitału.

²Głównie sprzedaż udziałów (wartość pomniejszona o środki pieniężne sprzedawanej spółki) w spółce PGE EJ 1 sp z o.o. („PGE EJ 1”), obligacji PGE EJ 1 oraz wynik utraty kontroli i dekonsolidacji.

Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



Wpływ na poziom zadłużenia netto	-3 290	2 330	88	-319	-128	
Zadłużenie finansowe netto	7 267					5 948

¹W celu ujednoczenia raportowania zadłużenia netto (dostosowanie do sposobu liczenia kowenantów zawartych w umowach kredytowych) począwszy od wyników za I półrocze 2021 roku nastąpiła zmiana w prezentacji, co skutkuje również zmianą w okresie porównywalnym (stan na 31 grudnia 2020 roku), tj. w środkach o ograniczonej możliwości dysponowania ujęte są wyłącznie środki na rachunkach klientów PGE Dom Maklerski S.A., stanowiące zabezpieczenie rozliczeń z Izbą Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A.

²Środki pieniężne ze sprzedaży spółki PGE EJ 1 (372 mln PLN) pomniejszone o środki pieniężne tej spółki (53 mln PLN).

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



Energetyka Konwencjonalna



Ciepłownictwo



Energetyka Odnawialna



Dystrybucja



Obrót

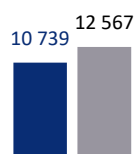


Gospodarka Obiegu Zamkniętego*

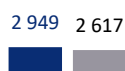
21 908 22 776



-4% r/r



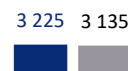
-15% r/r



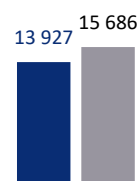
13% r/r



23% r/r



3% r/r



-11% r/r

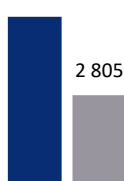
138

n/d

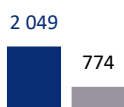
Przychody ze sprzedaży

■ I pół. 2021
■ I pół. 2020

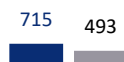
5 254



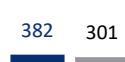
87% r/r



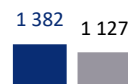
165% r/r



45% r/r



27% r/r



23% r/r



278% r/r

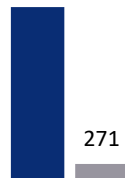
24

n/d

EBITDA

■ I pół. 2021
■ I pół. 2020

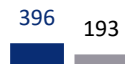
3 158



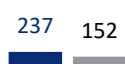
1 065% r/r



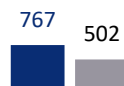
n/d



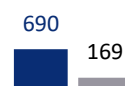
105% r/r



56% r/r



53% r/r



308% r/r

19

n/d

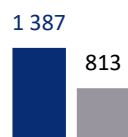
EBIT

■ I pół. 2021
■ I pół. 2020

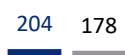
2 247 2 504



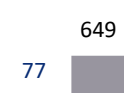
-10% r/r



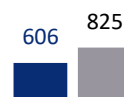
71% r/r



15% r/r



-88% r/r



-27% r/r

5 6

-17% r/r

4

n/d

Nakłady inwestycyjne

■ I pół. 2021
■ I pół. 2020

*Na wykresach nie przedstawiono danych za I półrocze 2020 roku, ponieważ w tym okresie spółki segmentu Gospodarka Obiegu Zamkniętego prezentowane były w segmentach Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Pozostała Działalność.

BILANS ENERGII GK PGE

Bilans energii elektrycznej

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

Wolumen	I półrocze 2021	I półrocze 2020	zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	52,38	57,51	-9%
<i>Sprzedaż do odbiorców finalnych*</i>	18,75	20,12	-7%
<i>Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym</i>	33,63	37,39	-10%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	21,35	31,19	-32%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	32,94	28,58	15%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	1,91	2,26	-15%

*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”).

Niższa sprzedaż i zakup na rynku hurtowym wynika z niższego poziomu zakontraktowania w transakcjach terminowych zarówno na sprzedaży jak i zakupie. Grupa Kapitałowa w mniejszym stopniu realizowała zakup na giełdzie na potrzeby zmniejszonej sprzedaży na rynku bilateralnym.

Spadek wolumenu sprzedaży do odbiorców finalnych w I półroczu 2021 roku jest następstwem niższego zapotrzebowania na energię elektryczną w segmencie klientów korporacyjnych.

Produkcja energii elektrycznej

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji energii elektrycznej	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	32,94	28,58	15%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	17,58	14,68	20%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	8,81	7,42	19%
<i>w tym współspalanie biomasy</i>	0,01	0,01	0%
Elektrociepłownie węglowe	2,57	2,46	4%
Elektrociepłownie gazowe	2,46	2,39	3%
Elektrociepłownie biomasowe	0,15	0,21	-29%
Elektrociepłownie odpady komunalne	0,02	0,02	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,36	0,37	-3%
Elektrownie wodne	0,28	0,25	12%
Elektrownie wiatrowe	0,71	0,78	-9%
w tym produkcja OZE	1,17	1,27	-8%

Wyższy poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2021 roku jest głównie efektem wyższego zapotrzebowania KSE ze względu na niskie temperatury zewnętrzne, niższy import energii netto i niższą generację wiatrową.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (wzrost o 2,9 TWh) jest następstwem wyższego średniego obciążenia Elektrowni Turów o 75 MW, tj. o 59% oraz Elektrowni Bełchatów o 9 MW, tj. o 3%. Dodatkowo w I półroczu 2020 roku w modernizacji pozostawał blok nr 3 w Elektrowni Turów (+0,6 TWh) a w 2021 roku miała miejsce produkcja z nowego bloku nr 7 w Elektrowni Turów (+0,5 TWh).

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (wzrost o 1,4 TWh) wynika z wyższej produkcji w Elektrowni Rybnik oraz Elektrowni Opole, co spowodowane jest krótszym czasem postoju bloków tych elektrowni w rezerwie: o 7 949 h dla bloków 3-8 w Elektrowni Rybnik oraz o 2 001 h dla Elektrowni Opole.

Produkcja w elektrociepłowniach węglowych, gazowych i szczytowo-pompowych oraz z odpadów komunalnych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

Spadek produkcji w elektrociepłowniach biomasowych wynika z warunków technicznych występujących w Elektrociepłowni Szczecin, gdzie wyższa produkcja ciepła (ze względu na niższe temperatury zewnętrzne) skutkowała niższą generacją energii elektrycznej.

Wyższa produkcja w elektrowniach wodnych wynika z lepszych warunków hydrologicznych.

Niższa produkcja na farmach wiatrowych wynika z gorszej wietrzności w I półroczu 2021 roku. Wykorzystanie mocy na farmach wiatrowych w I półroczu 2021 roku było średnio niższe o 5 p.p.

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Produkcja ciepła w PJ, z czego:	32,99	28,53	16%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,59	1,50	6%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,38	0,29	31%
Elektrociepłownie węglowe	23,59	20,76	14%
Elektrociepłownie gazowe	6,19	5,47	13%
Elektrociepłownie biomasowe	1,09	0,37	195%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,06	0,07	-14%
Elektrociepłownie pozostałe	0,09	0,07	29%

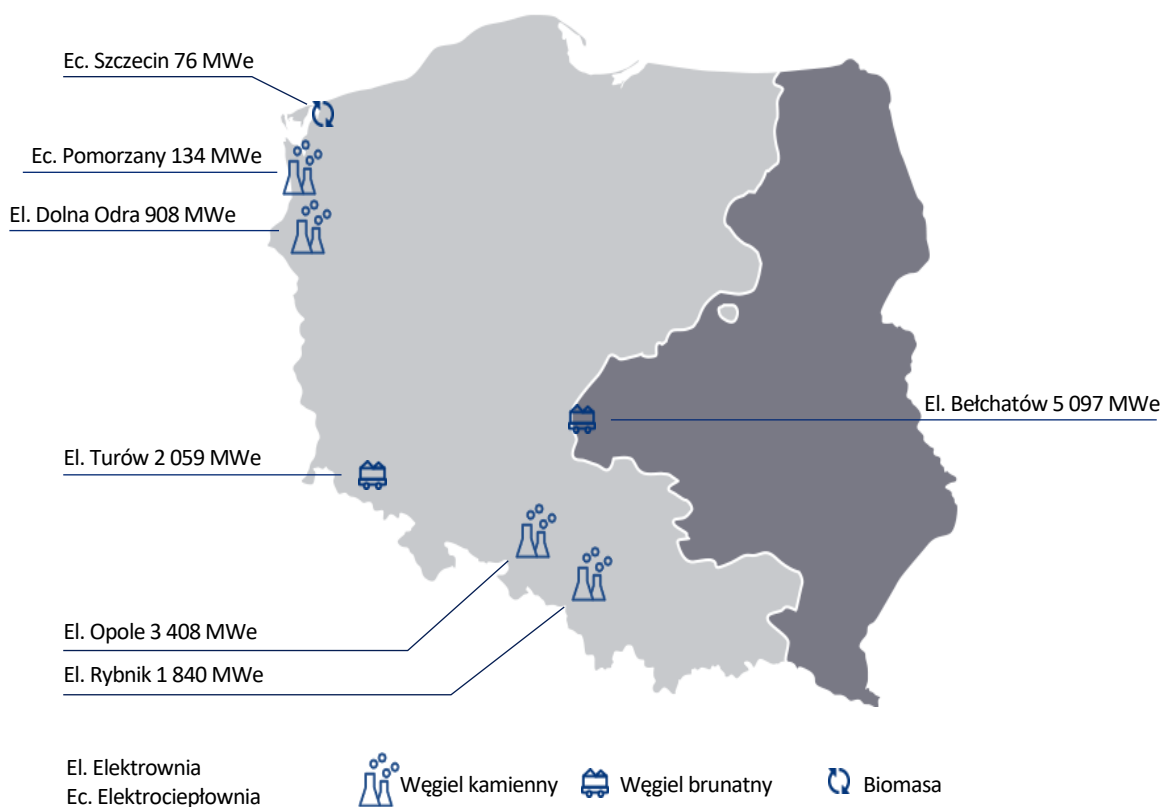
Główny wpływ na wyższy poziom produkcji ciepła w I półroczu 2021 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w I półroczu 2021 roku były niższe o 2,6°C r/r, co przełożyło się na wyższą produkcję ciepła.

Sprzedż ciepła

W I półroczu 2021 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 32,12 PJ i był wyższy o 4,36 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie wyższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi w I półroczu 2021 roku.

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 92%¹³ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 32%¹⁴ krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym i biomasie.

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

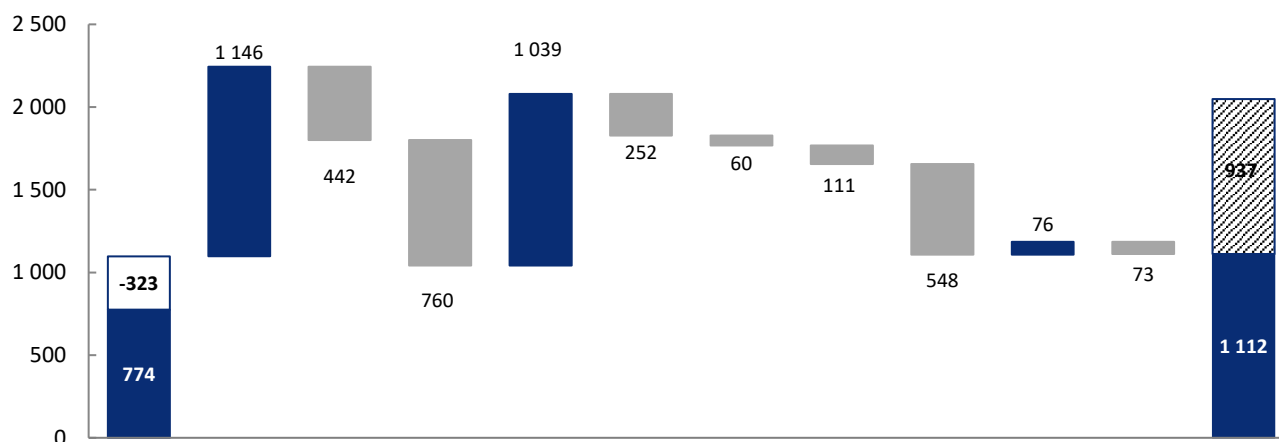


¹³ Wyczerpanie własne w oparciu o dane GUS.


¹⁴ Wyczerpanie własne w oparciu o dane PSE S.A.


KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2020	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Wynik na opt. portfela e.e.	Rynek Mocy ¹	Wynik na sprzedaży uprawnień CO ₂	Przychody z RUS	Koszty paliw	Koszty CO ₂ ²	Koszty osobowe ³	Pozostałe ⁴	EBITDA I pół. 2021
Odchylenie		1 146	-442	-760	1 039	-252	-60	-111	-548	76	-73	
EBITDA raportowana I pół. 2020	774											
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020	-323											
EBITDA powtarzalna I pół. 2020	1 097	5 953	905	0	255	221	1 166	2 686	1 474	911		
EBITDA powtarzalna I pół. 2021		6 657	145	1 039	3	161	1 277	3 234	1 398	984		1 112
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021												937
EBITDA raportowana I pół. 2021												2 049

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

¹Ujęcie zarządcze.

²Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO₂, przypisanych do danego okresu oraz odwrócenie wpływu rozwiązania rezerwy na CO₂ w Elektrowni Dolna Odra (zdarzenie jednorazowe w 2020 roku).

³Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

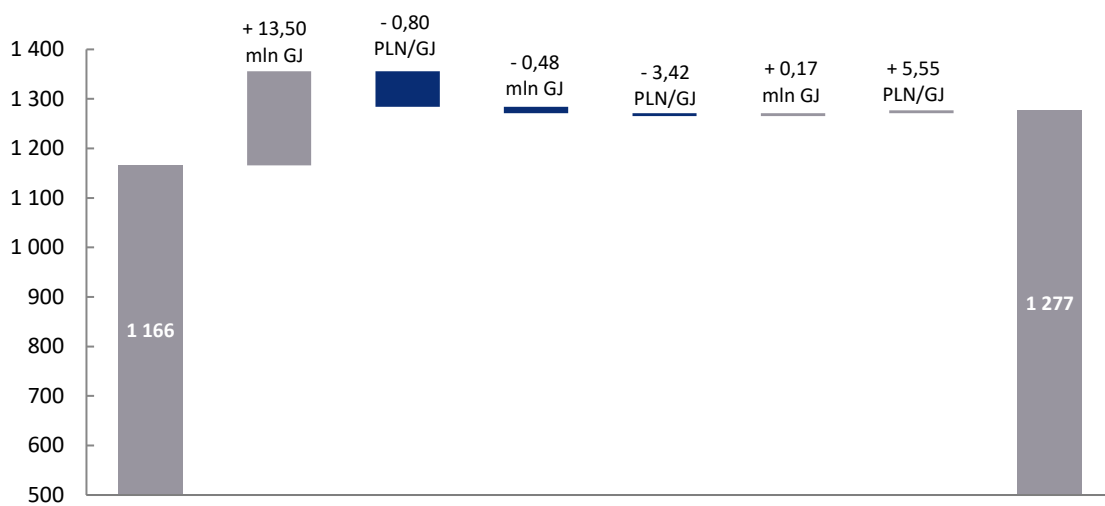
⁴Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenia jednorazowe).

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

- **Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w PGE GiEK o 4,2 TWh ze względu na wyższe wykorzystanie jednostek wytwórczych przez PSE S.A. za sprawą niskich temperatur zewnętrznych, niższego importu energii i niższej generacji wiatrowej (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania).
- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na niższe notowania kontraktów terminowych z dostawą w 2021 roku w porównaniu do kontraktów z dostawą w 2020 roku.
- **Niższy wynik na optymalizacji portfela energii elektrycznej** z powodu niższego wolumenu obrotu energią elektryczną o 10,8 TWh, przy niższej marży zrealizowanej na obrocie energią elektryczną.
- **Rynek Mocy**, mechanizm który nie występował w okresie porównywalnym.

- **Wynik na sprzedaży uprawnień CO₂**, który wystąpił w 2020 roku (darmowe uprawnienia przyznane dla Elektrowni Opole i Elektrowni Rybnik oraz odsprzedaż nadwyżki uprawnień zakupionych na rok dostawy 2019).
- **Niższe przychody z RUS**, głównie jako efekt braku przychodów ze świadczenia usługi ORM.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek wyższej produkcji na tym paliwie (por. pkt 3.2 niniejszego sprawozdania). Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** spowodowane głównie wyższym wolumenem emisji CO₂ o 4,2 mln t na skutek wyższej produkcji o 4,2 TWh. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty osobowe** w związku z prowadzonym procesem optymalizacji.

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

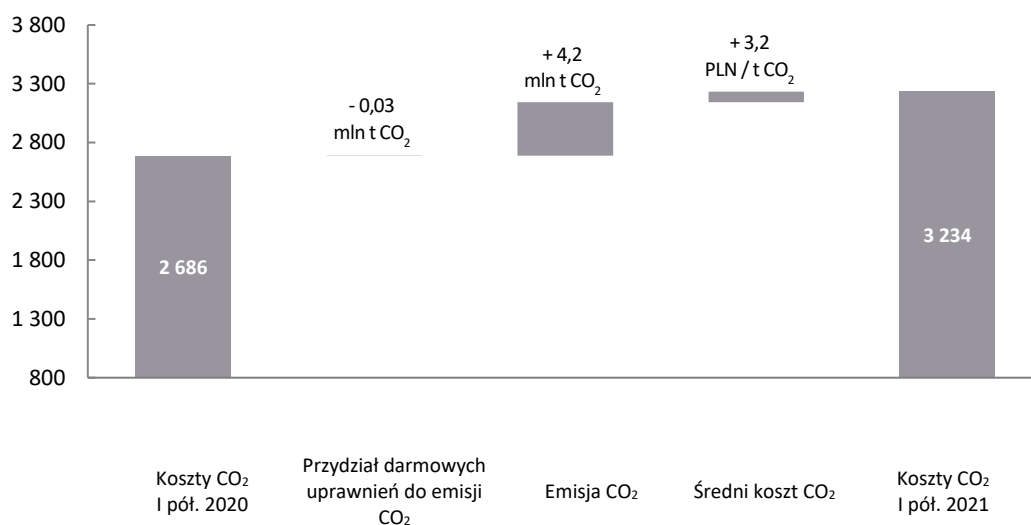


	Koszty paliw I pół. 2020	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw I pół. 2021
Odchylenie		190	-72	-13	-6	6	6	
Koszty paliw I pół. 2020	1 166	1 073		61		32		
Koszty paliw I pół. 2021		1 191		42		44		1 277

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

Rodzaj paliwa	I półrocze 2021		I półrocze 2020	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	3 942	1 191	3 345	1 073
Biomasa	216	42	247	61
Olej opałowy lekki i ciężki	26	44	22	32
RAZEM		1 277		1 166

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



	Koszty CO ₂ I pół. 2020	Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	Emisja CO ₂	Średni koszt CO ₂	Koszty CO ₂ I pół. 2021
Odchylenie		3	453	92	
Koszty CO ₂ I pół. 2020	2 686				
Koszty CO ₂ I pół. 2021					3 234

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	51 645	79 343	-35%
Emisja CO ₂ * (tony)	29 098 524	24 912 275	17%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂)	111,34	108,16	3%

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

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna w I półroczu 2021 i 2020 roku.

mln PLN	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 359	691	97%
▪ Rozwojowe	921	183	403%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	438	508	-14%
Pozostałe	28	35	-20%
RAZEM	1 387	726	91%
Aktywowane koszty usuwania nadkładu w kopalniach	0	87	-
RAZEM z aktywowanymi kosztami usuwania nadkładu	1 387	813	71%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

Kluczowe inwestycje rozwojowe:

- 5 stycznia 2021 roku został podpisany Aneks nr 1 do kontraktu na budowę układu wyprowadzenia mocy z bloków 9 i 10 w ramach realizacji zadania „Budowy dwóch bloków gazowo-parowych w Oddziale Zespół Elektrowni Dolna Odra”.

- 2 lutego 2021 roku podpisano umowę z Energoprojekt Katowice S.A. na wykonanie Raportu Oddziaływania na Środowisko i uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych („DoŚU”) w projekcie „Budowy Nowej Jednostki Niskoemisyjnej w Elektrowni Rybnik” oraz rozpoczęto prace nad przygotowaniem wniosku do PSE S.A. o wydanie warunków przyłączenia do KSE.
- 25 lutego 2021 roku Konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Europe GmbH, Tecnicas Reunidas S.A., Budimex S.A. i PGE GiEK S.A., podpisały Aneks nr 10 do Kontraktu na budowę bloku 7 w Elektrowni Turów. Aneks obejmował m.in. wydłużenie terminu realizacji Kontraktu o 6 miesięcy do 30 kwietnia 2021 roku oraz zmianę wynagrodzenia Wykonawcy. 31 marca 2021 roku przez Konsorcjum oraz PGE GiEK S.A. został podpisany Protokół zakończenia ruchu regulacyjnego bloku nr 7 w Elektrowni Turów. Rozpoczął się 720-godzinny ruch próbny bloku nr 7. 30 kwietnia 2021 roku pozyskano informację o kolejnym opóźnieniu w oddaniu do eksploatacji bloku. 14 maja 2021 roku nastąpiło oficjalne, protokolarne przekazanie do eksploatacji tego bloku.
- 29 marca 2021 roku zakończono palowanie pod budynek maszynowni bloku 10 oraz pod komin kotłowni bloków 9 i 10 w ramach realizacji zadania „Budowy dwóch bloków gazowo-parowych w PGE GiEK S.A. Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra”.
- 31 maja 2021 roku dokonano odbioru końcowego z przekazaniem do eksploatacji układu nawęglania nowego bloku w Elektrowni Turów.
- 17 czerwca 2021 roku PSE S.A. uzyskało ostateczną decyzję o Pozwoleniu na Budowę dla leżących po stronie PSE S.A. inwestycji, umożliwiających przyłączenie budowanych w Elektrowni Dolna Odra bloków nr 9 i 10 oraz transformatora rezerwowego do sieci przesyłowej.
- 23 czerwca 2021 roku Zarząd PGE GiEK pojął uchwałę w sprawie przeniesienia na spółkę Rybnik 2050 sp. z o.o. praw do Projektu Budowy Nowej Jednostki Niskoemisyjnej w Elektrowni Rybnik oraz zaakceptował treść proponowanej umowy sprzedaży praw do projektu oraz zobowiązania do sprzedaży prawa użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowych przeznaczonych do realizacji Projektu.

Kluczowe inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem negatywnego wpływu produkcji na środowisko naturalne:

- 26 stycznia 2021 roku dokonano odbioru końcowego i przyjęcia do eksploatacji elektrofiltra nr 5 po modernizacji w Elektrowni Turów.
- 5 lutego 2021 roku dokonano odbioru końcowego elektrofiltra na bloku 2 po modernizacji w Elektrowni Opole.
- 10 lutego 2021 roku przekazano do eksploatacji po modernizacji IOS bloków 9 i 10 w Elektrowni Bełchatów.
- 19 lutego 2021 roku rozpoczęto zabudowę III warstwy katalitycznej na reaktorze SCR (selektywna redukcja katalityczna układ służący do zmiany cząstek tlenku azotu na wodę i azot) bloku 8 w Elektrowni Rybnik.
- 3 marca 2021 roku zawarto z Eltur – Serwis sp. z o.o. umowę na modernizację elektrofiltra bloku 6 w Elektrowni Turów.
- 9 marca 2021 roku przekazano instalację SCR na bloku 5 do Ruchu Próbnego w Elektrowni Dolna Odra.
- 25 marca 2021 roku przekazano do eksploatacji elektrofiltr bloku 6 i 7 w Elektrowni Rybnik.
- 30 marca 2021 roku przeprowadzono odbiór końcowy instalacji SNCR (redukcją tlenki azotu NO_x metodą redukcji selektywnej niekatalitycznej) bloku 2 w Elektrowni Opole.
- 15 kwietnia 2021 roku, w ramach umowy na modernizację poziomów zraszania absorberów IOS bloków nr 2-4 w Elektrowni Opole, podpisano protokół odbioru etapu dotyczącego zakończenia prac na absorberze bloku nr 3.
- 28 kwietnia 2021 roku instalacja SCR bloku nr 5 w Elektrowni Dolna Odra została przekazana do eksploatacji.
- 31 maja 2021 roku przejęto do eksploatacji IOS bloków nr 5 i 6 w Elektrowni Bełchatów.
- 11 czerwca 2021 roku instalacja SCR bloku nr 8 w Elektrowni Dolna Odra została przekazana do rozruchu technologicznego.
- 24 czerwca 2021 roku dokonano odbioru z przekazaniem – przejęciem do eksploatacji osadnika popiołu OPII w Elektrowni Turów.
- 21 czerwca 2021 roku przekazano elektrofiltr bloku nr 8 w Elektrowni Rybnik do ruchu regulacyjnego.
- 30 czerwca 2021 roku zakończone zostały prace z zakresu montażu instalacji obiektowej redukcji emisji Hg dla bloków nr 7–12 w Elektrowni Bełchatów.
- 30 czerwca 2021 roku przekazano do eksploatacji wstępnej SCR bloku nr 8 po zabudowie III warstwy katalizatora w Elektrowni Rybnik.
- 29 lipca 2021 roku zakończono prace modernizacyjne oraz zsynchronizowano instalację do redukcji emisji pyłu na bloku nr 6 w Elektrowni Turów.

KLUCZOWE PROJEKTY REALIZOWANE W I PÓŁROCZU 2021 ROKU

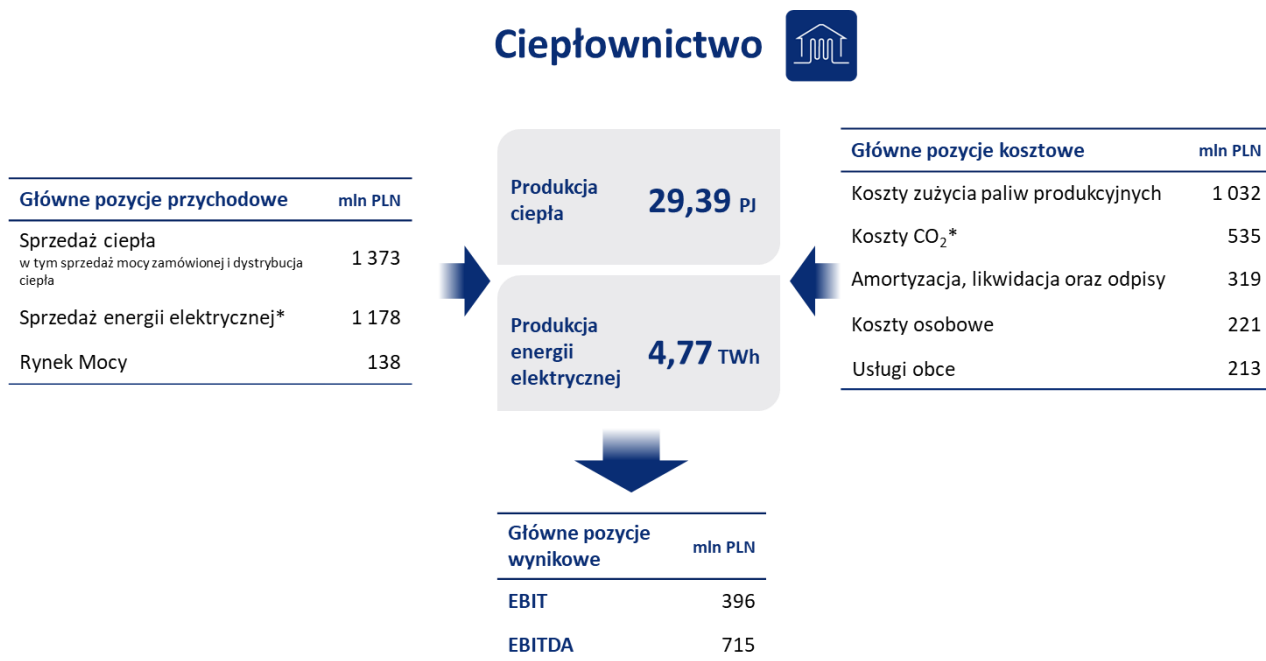
Cel projektu	Budżet (netto bez kosztów finansowania)	Poniesione nakłady (netto bez kosztów finansowania)	Nakłady poniesione w I półroczu 2021 roku (netto bez kosztów finansowania)	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji	Status
Budowa nowego bloku w Elektrowni Turów							
Budowa bloku energetycznego o mocy 490 MW w Elektrowni Turów	4,4 mld PLN	4,3 mld PLN	546 mln PLN	Węgiel brunatny/ 43%	Konsorcjum firm: MHPSE, Budimex i Tecnicas Reunidas	II kwartał 2021 roku	14 maja 2021 roku podpisano Protokół przekazania bloku nr 7 do eksploatacji. 19 czerwca 2021 roku rozpoczął się planowy postój bloku. Wykonawca dokonał przeglądu technicznego urządzeń po pierwszym miesiącu eksploatacji jednostki. Rozruch bloku po postoju został ukończony 24 lipca 2021 roku.
Budowa nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra							
Budowa dwóch bloków gazowo parowych nr 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra	4,3 mld PLN	380,3 mln PLN	319 mln PLN*	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	Grudzień 2023 roku	Na 30 czerwca 2021 roku zaawansowanie postępu prac w Projekcie wynosiło ok. 37%. Na terenie budowy prowadzone są prace budowlane związane z wykonaniem fundamentów pod budynki główne nowych bloków.

*Poniesione nakłady nie uwzględniają wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji oraz pozostałych wykonawców w kwocie 564 mln PLN.

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.



*W ujęciu zarządczym

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

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

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Elektrociepłownie otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia).

AKTYWA

W ramach segmentu Ciepłownictwo w Grupie Kapitałowej PGE połączone zostały elektrociepłownie wydzielone z aktywów EDF przejętych 14 listopada 2017 roku oraz elektrociepłownie wydzielone z PGE GiEK S.A. W skład segmentu od 2 stycznia 2019 roku wchodzi spółki: PGE EC S.A., KOGENERACJA S.A., Elektrociepłownia Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., PEC Zgierz sp. z o.o. oraz Megazec sp. z o.o.¹⁵

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

Rysunek: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



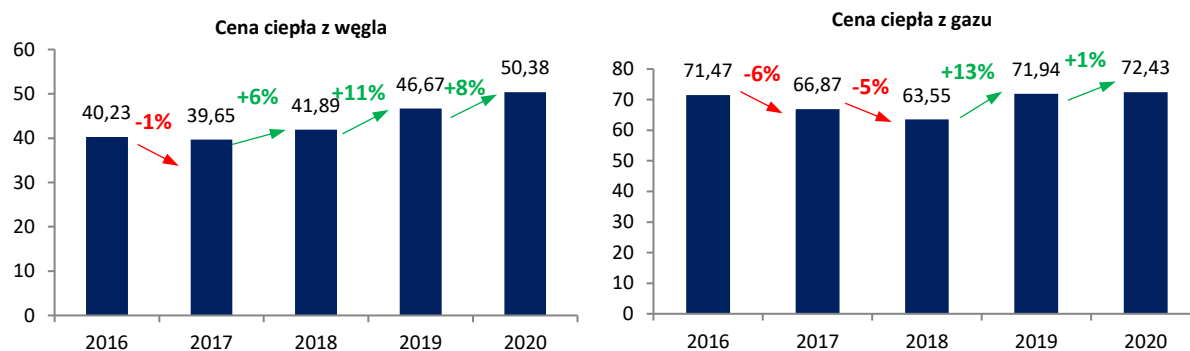
¹⁵ Dodatkowo od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie, ujmowane do 30 czerwca 2021 roku w ramach segmentu Energetyka Konwencjonalna, zostały włączone w struktury segmentu Ciepłownictwo.

TARYFY W SEGMENTE CIEPŁOWNICTWO

Opis taryfowania w segmencie

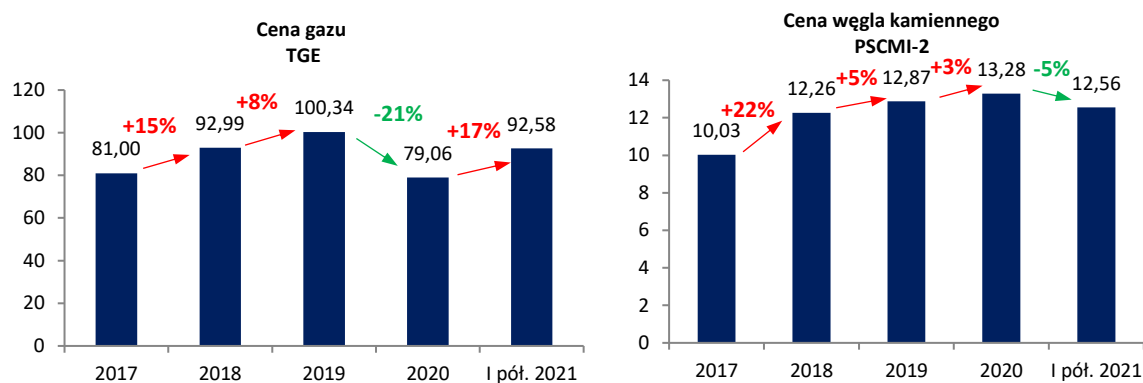
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



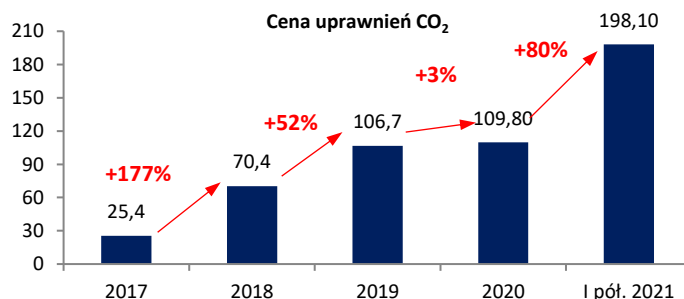
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2¹⁶ i gazu (PLN/MWh) – TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂¹⁷ (PLN/t).



Źródło: ICE.

¹⁶PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

¹⁷Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

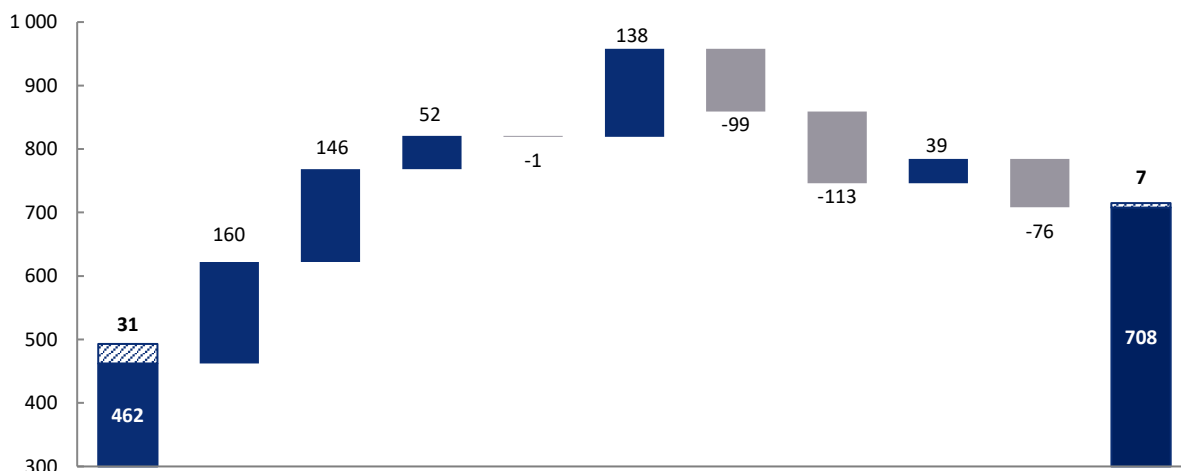
Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze wzrosty kosztów, wzrosła w 2020 roku o 8%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2021 roku. W I półroczu 2021 roku odnotowano natomiast średni rynkowy spadek ceny węgla o 5%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO₂ wzrosła o 80%.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2021 roku ustalane są na bazie wzrostu ceny referencyjnej (+1%), przy czym w I półroczu 2021 roku obserwowane są już istotnie wyższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny te kształtują się na poziomie 93 PLN/MWh i wynikają w znaczącym stopniu z kontraktacji terminowej.


Na wyniki segmentu znacząco wpływają warunki atmosferyczne. Temperatry kształtują bezpośrednio poziom zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie poziom produkcji ciepła determinuje poziom produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, która jest dodatkowym, istotnym źródłem przychodów, w decydujący sposób wpływając na rentowność elektrociepłowni.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2020	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena ¹	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena ¹	Przychody z Rynku Mocy	Koszty paliw	Koszty CO ₂ ²	Koszty osobowe ³	Pozostałe ⁴	EBITDA I pół. 2021
Odchylenie		160	146	52	-1	138	-99	-113	39	-76	
EBITDA raportowana I pół. 2020	493										
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020	31										
EBITDA powtarzalna I pół. 2020	462	1 065		1 127		0	933	422	261	115	
EBITDA powtarzalna I pół. 2021		1 371		1 178		138	1 032	535	222	191	708
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021											7
EBITDA raportowana I pół. 2021											715

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększających wynik raportowany.

¹Skorygowane o koszty umorzenia praw majątkowych.

²Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO₂, przypisanych do danego okresu.

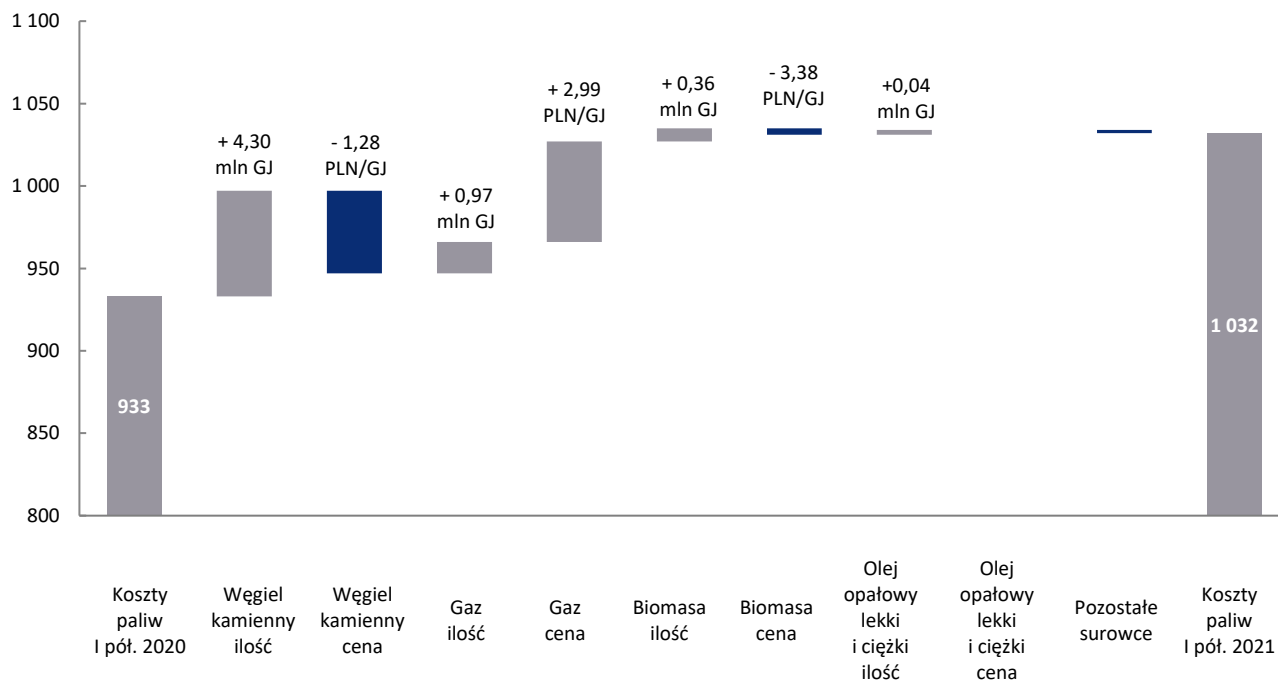
³Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

⁴Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe).

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

- **Wyższy wolumen produkcji ciepła** w I półroczu 2021 roku r/r, co jest efektem niższych temperatur zewnętrznych; w porównaniu do analogicznego okresu 2020 roku, średnie temperatury były niższe o 2,6°C r/r, co przełożyło się na wyższą o 3,8 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost cen sprzedaży ciepła**, co jest wynikiem wzrostu taryf na ciepło dla elektrociepłowni, jako pochodnych opublikowania przez URE cen referencyjnych na wytwarzanie ciepła w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji.
- **Wyższy wolumen produkcji energii elektrycznej** w segmencie o 0,5 TWh jako efekt wyższej produkcji e.e. w skojarzeniu, ze względu na wyższe zapotrzebowanie na ciepło.
- **Spadek cen sprzedaży energii elektrycznej** ze względu na niższe notowania kontraktów terminowych z dostawą w 2021 roku w porównaniu do kontraktów z dostawą w 2020 roku.
- **Rynek Mocy**, mechanizm, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są wyższym wolumenem zużycia węgla kamiennego oraz wyższą ceną gazu. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂**, które 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.

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

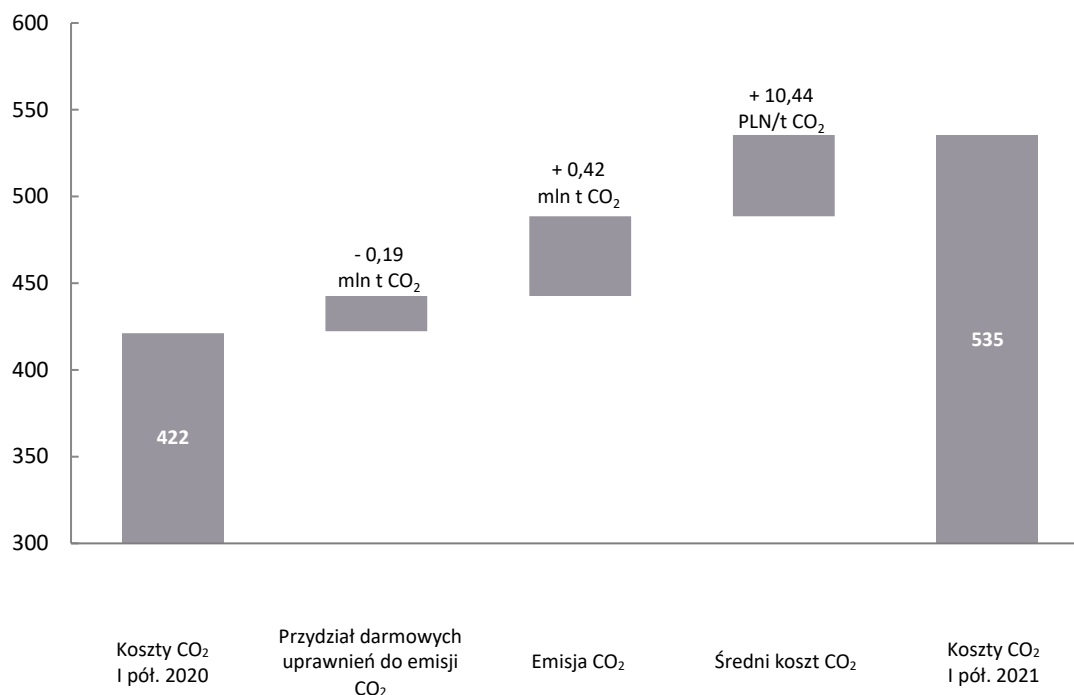


	Koszty paliw I pół. 2020	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Pozostałe surowce	Koszty paliw I pół. 2021
Odchylenie		64	-50	19	61	8	-4	3	0	-2	
Koszty paliw I pół. 2020	933	514		388		16		7		8	
Koszty paliw I pół. 2021		528		468		20		10		6	1 032

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2021		I półrocze 2020	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 719	528	1 547	514
Gaz (tys. m ³)	668 182	468	632 977	388
Biomasa	117	20	74	16
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	16	-	15
RAZEM		1 032		933

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



Odchylenie	20	46	47
Koszty CO ₂ I pół. 2020	422		
Koszty CO ₂ I pół. 2021			535

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	317 309	504 011	-37%
Emisja CO ₂ * (tony)	4 815 114	4 392 867	10%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t CO ₂)	119,04	108,60	10%

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

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo w I półroczu 2021 i 2020 roku.

mln PLN	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	190	160	19%
▪ Rozwojowe	119	55	116%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	71	105	-32%
Pozostałe	14	18	-22%
RAZEM	204	178	15%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

23 czerwca 2021 roku została zawarta umowa z konsorcjum w składzie Polimex Mostostal S.A. (Lider Konsorcjum) oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. (Partner Konsorcjum) na budowę Elektrociepłowni gazowo-parowej dla KOGENERACJA S.A. w Siechnicach (Nowa EC Czechnica). Przedmiotem umowy jest realizacja przez Wykonawcę w formule „pod klucz” budowy bloku gazowo-parowego o łącznej mocy elektrycznej 179,4 MW i mocy cieplnej 162,9 MWt, akumulatora ciepła oraz czterech kotłów wodnych o łącznej mocy 152 MWt. Nowe jednostki mają zastąpić funkcjonującą obecnie elektrociepłownię węglową. Wartość umowy na budowę elektrociepłowni wynosi: 1 425,8 tys. PLN brutto. Dodatkowo zawarto umowę o świadczenie usług serwisowych od dnia przekazania bloków do eksploatacji do dnia upływu 103 miesięcy o wartości 1 572,4 tys. PLN brutto (według średniego kursu EUR na 21 czerwca 2021 roku).

Harmonogram projektu zakłada przekazanie do eksploatacji bloku gazowo-parowego w II kwartale 2024 roku.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – ENERGETYKA ODNAWIALNA

Opis segmentu i model jego działalności

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

Energetyka Odnawialna



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

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Wybrane elektrownie segmentu Energetyki Odnawialnej, otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez Jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia). Przychody z Rynku Mocy skompensowały częściową utratę przychodów z tyt. świadczenia regulacyjnych usług systemowych. Wycofana została usługa rezerwy interwencyjnej gotowość („RIG”).

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

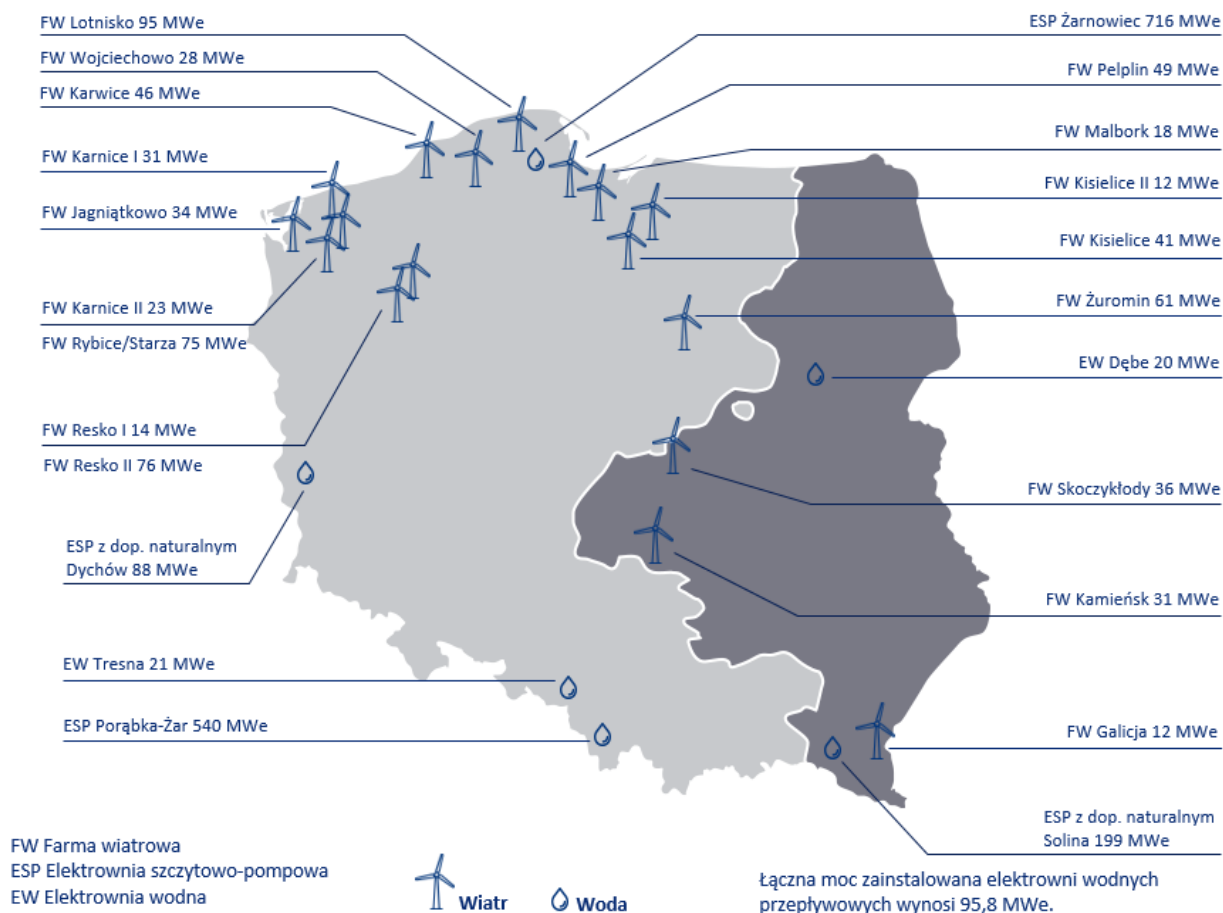
Aktywa

W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza spółka PGE Energia Odnawialna S.A. Ze względu na charakter działalności w składzie segmentu prezentowana jest również PGE Baltica sp. z o.o. Spółka ta odpowiada za wszelkie działania związane z wiatrową energetyką morską.

Na aktywa segmentu składa się:

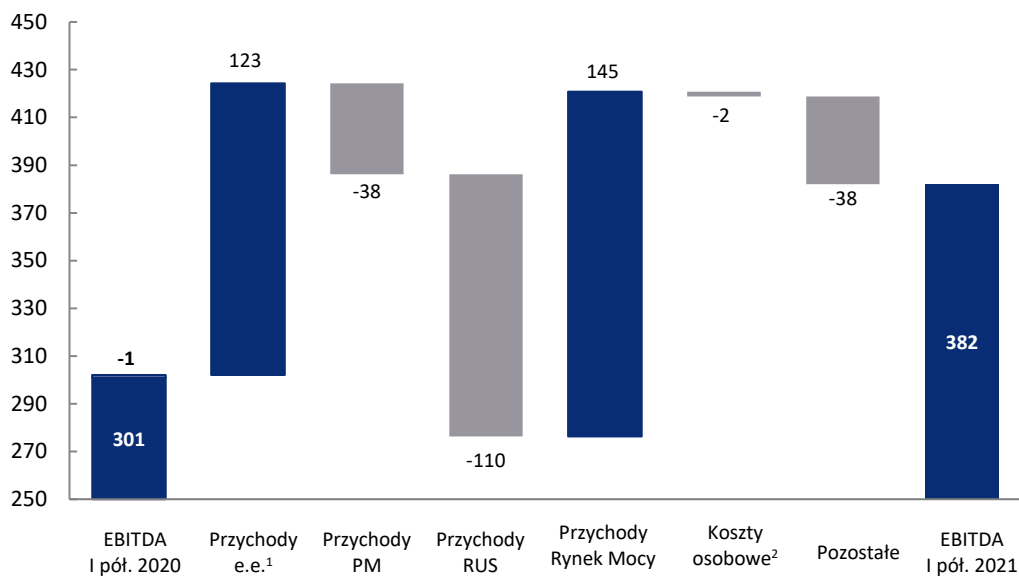
- 17 farm wiatrowych,
- 5 elektrowni fotowoltaicznych,
- 29 elektrowni wodnych przepływowych,
- 4 elektrownie wodne szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym.

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



KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	Przychody e.e. ¹	Przychody PM	Przychody RUS	Przychody Rynek Mocy	Koszty osobowe ²	Pozostałe	EBITDA I pół. 2021
EBITDA raportowana I pół. 2020							301
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020							-1
EBITDA powtarzalna I pół. 2020	267	120	128	0	52	161	302
EBITDA powtarzalna I pół. 2021	390	82	18	145	54	199	382
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021							0
EBITDA raportowana I pół. 2021							382

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

¹Suma zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV, ESP).

²Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 107 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 147 mln PLN; zniwelowane niższym wolumenem sprzedaży o 137 GWh, co dało spadek przychodów o ok. 24 mln PLN.
- **Spadek przychodów ze sprzedaży praw majątkowych**, wynikający z: niższego wolumenu produkcji o 192 GWh, co wpłynęło na spadek przychodów o ok. 28 mln PLN; niższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 16 PLN/MWh r/r, co dało spadek przychodów o ok. 10 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży regulacyjnych usług systemowych**, wynikające głównie ze zmiany umowy na świadczenie usług i wycofania między innymi w obecnym roku usługi RIG.
- **Rynek Mocy**, mechanizm, który nie występował w okresie porównywalnym.
- **Spadek w pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów prowadzenia działalności operacyjnej - w związku z nowym majątkiem oddawanym do użytkowania od II kwartału do końca 2020 roku: 3 farmy wiatrowe oraz 4 farmy fotowoltaiczne. Dodatkowo od początku 2021 roku jednostki szczytowo-pompowe zobligowane są do ponoszenia pełnych kosztów opłat sieciowych w celu pompowania wody, służącej generacji energii elektrycznej. Zmiana modelu użytkowania nastąpiła z powodu wygaśnięcia części regulacyjnych usług systemowych.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna w I półroczu 2021 i 2020 roku.

mIn PLN	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	70	643	-89%
■ Rozwojowe	19	630	-97%
■ Modernizacyjno-odtworzeniowe	51	13	292%
Pozostałe	7	6	17%
RAZEM	77	649	-88%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

W ramach ogłoszonych przez Prezesa URE aukcji zwykłych na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł, odbywających się w okresie od 26 maja do 11 czerwca 2021 roku, dziewiętnaście projektów fotowoltaicznych Grupy PGE wygrało aukcje na sprzedaż energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii do 1 MW.

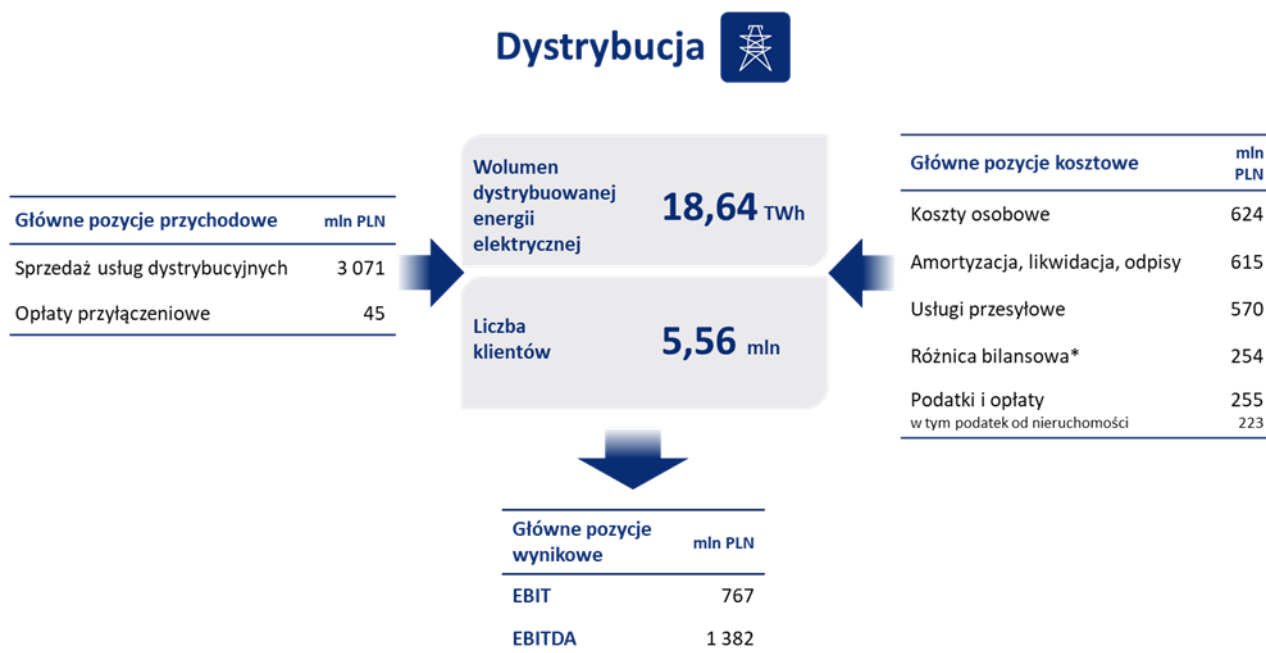
W ramach przedsięwzięcia, obok elektrowni słonecznych powstanie infrastruktura towarzysząca związana z wyprowadzeniem mocy. Wszystkie instalacje zostaną zbudowane z wykorzystaniem nowoczesnych modułów fotowoltaicznych, których parametry techniczne pozwalają na uzyskanie wysokiej produktywności, w warunkach pogodowych typowych dla stref klimatycznych występujących w Polsce. Instalacje fotowoltaiczne będą budowane nie tylko w ramach systemu aukcyjnego, ale również w oparciu o długoterminowe kontrakty na sprzedaż energii elektrycznej („PPA”).

Zgodnie z Programem PV, Grupa Kapitałowa PGE zamierza uruchomić w ciągu dekady do 3 GW mocy w instalacjach słonecznych i umocnić się na pozycji lidera rynku odnawialnych źródeł energii w kraju. Spółka zabezpieczyła już na ten cel ponad 2 500 ha gruntów, na których będzie można postawić farmy PV o łącznej mocy ok. 2 GW.

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.



*W ujęciu zarządczym.

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. Są to zarówno uzasadnione koszty operacyjne, amortyzacja, jak również koszty związane z koniecznością pokrycia strat bilansowych przy dystrybucji energii elektrycznej, czy zakupu usług przesyłowych od Operatora Systemu Przesyłowego. Równocześnie taryfa uwzględnia **koszty przenoszone w opłacie**, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, opłata kogeneracyjna oraz od 2021 roku opłata mocowa.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu dystrybucji 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 36 miesięcy poprzedzających złożony wniosek taryfowy, notowanych na Rynku Treasury BondSpot. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów jakościowych wyznaczonych przez Prezesa URE dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw, czas realizacji przyłączenia oraz (jeszcze nie uwzględniany) czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 129 829 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,56 mln klientów.

Rysunek: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.



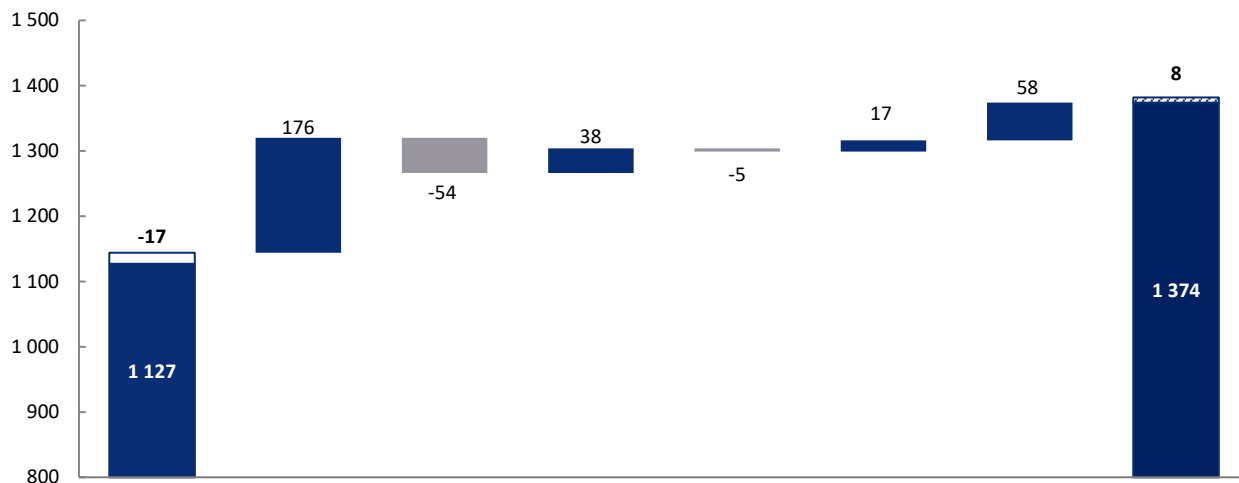
Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów w I półroczu 2021 i 2020 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I półrocze 2021	I półrocze 2020	I półrocze 2021	I półrocze 2020
Grupa taryfowa A	2,64	2,54	115	109
Grupa taryfowa B	7,25	6,65	12 703	12 287
Grupa taryfowa C+R	3,37	3,16	488 971	486 087
Grupa taryfowa G	5,38	4,94	5 056 964	4 999 745
RAZEM	18,64	17,29	5 558 753	5 498 228

*z doszacowaniem sprzedaży.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	176	-54	38	-5	17	58	
EBITDA raportowana I pół. 2020	1 127						
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2020	-17						
EBITDA powtarzalna I pół. 2020	1 144	2 241	292	218	649	62	
EBITDA powtarzalna I pół. 2021		2 363	254	223	632	120	1 374
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021							8
EBITDA raportowana I pół. 2021							1 382

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

¹Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

²Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

³Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

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

- **Wzrost wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej** o 1,4 TWh wynikający głównie ze wzrostu zapotrzebowania gospodarstw domowych.
- **Spadek stawek w Taryfie 2021** o 2,9 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w analogicznym okresie ubiegłego roku, który przełożył się na obniżenie przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** głównie spowodowane spadkiem średniej stawki zakupu energii na pokrycie różnicy.
- **Wzrost kosztów podatku od nieruchomości** w związku ze wzrostem: wartości majątku sieciowego w wyniku realizacji inwestycji; stawek podatkowych dotyczących gruntów i budynków.
- **Spadek kosztów osobowych** w związku z prowadzonym procesem optymalizacji kosztowej.
- **Odchylenie w pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych przychodów ze sprzedaży pozostałych usług dystrybucyjnych, głównie w zakresie pobierania dopłat oraz rozwiązanie rezerw związanych z roszczeniami za bezumowne korzystanie z nieruchomości w efekcie znaczącego wzrostu rozstrzygniętych na korzyść spółki spraw sądowych.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja w I półroczu 2021 i 2020 roku.

mIn PLN	I półrocze 2021	I półrocze 2020	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	302	385	-22%
Inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe	304	439	-31%
Pozostałe	0	1	-
RAZEM	606	825	-27%

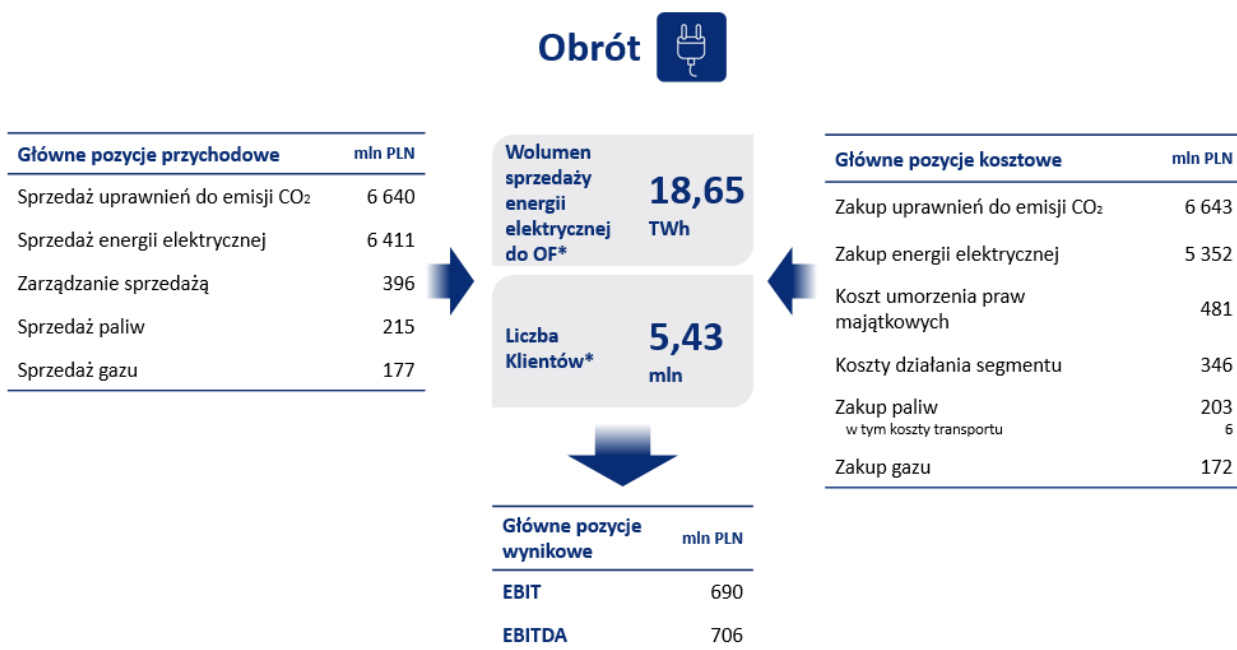
KLUCZOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE W SEGMENTCIE DYSTRYBUCJA

W I półroczu 2021 roku największe nakłady w kwocie 279 mln PLN poniesione zostały na przyłączanie nowych odbiorców.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – OBRÓT

Opis segmentu i model jego działalności

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



*Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło **przychodów segmentu to sprzedaż energii elektrycznej** do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca ponad 70% sprzedawanego wolumenu, oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o. oraz **sprzedaż gazu**.

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

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

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

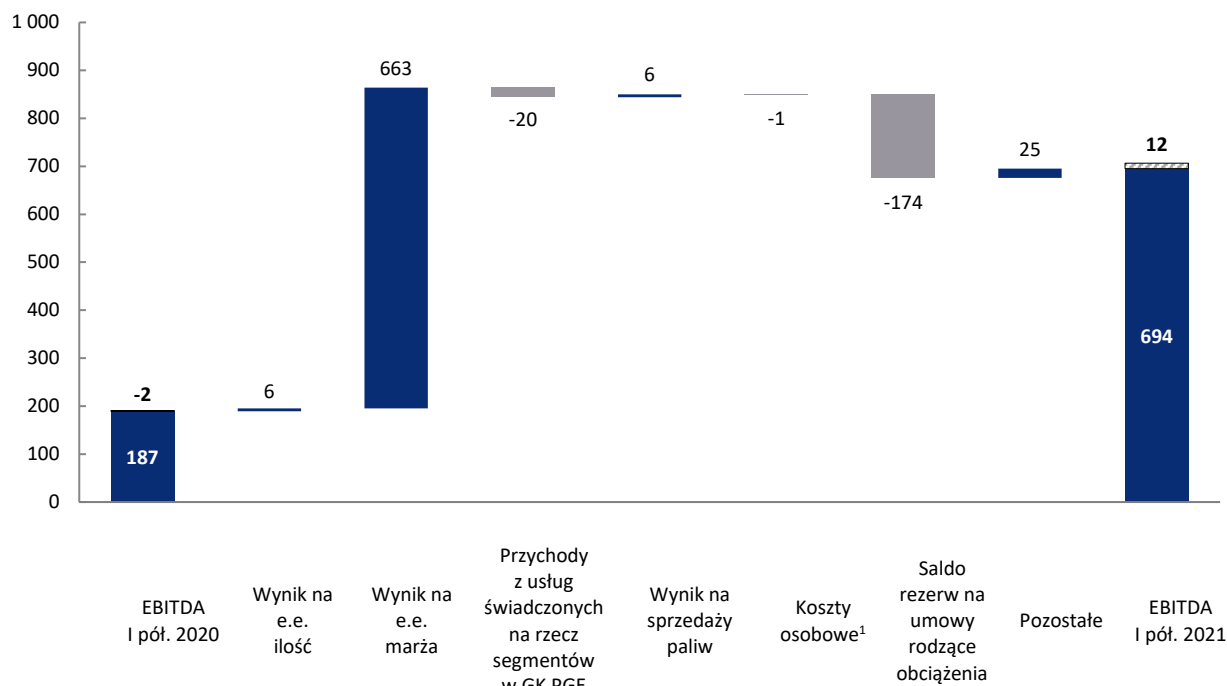
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w I półroczu 2021 i 2020 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh)*		Liczba klientów według punktów poboru (szt.)*	
	I półrocze 2021	I półrocze 2020	I półrocze 2021	I półrocze 2020
Grupa taryfowa A	3,63	4,60	136	145
Grupa taryfowa B	6,69	7,08	11 830	12 533
Grupa taryfowa C+R	3,13	3,31	423 869	447 684
Grupa taryfowa G	5,20	4,88	4 989 505	4 913 860
RAZEM	18,65	19,87	5 425 340	5 374 222


*Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.


KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	6	663	-20	6	-1	-174	25	EBITDA I pół. 2021
EBITDA raportowana I pół. 2020		187						
Zdarzenie jednorazowe I pół. 2020	-2							
EBITDA powtarzalna I pół. 2020		189	-123	446	6	188	174	126
EBITDA powtarzalna I pół. 2021			546	426	12	189	0	101
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021								12
EBITDA raportowana I pół. 2021								706

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

¹Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

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

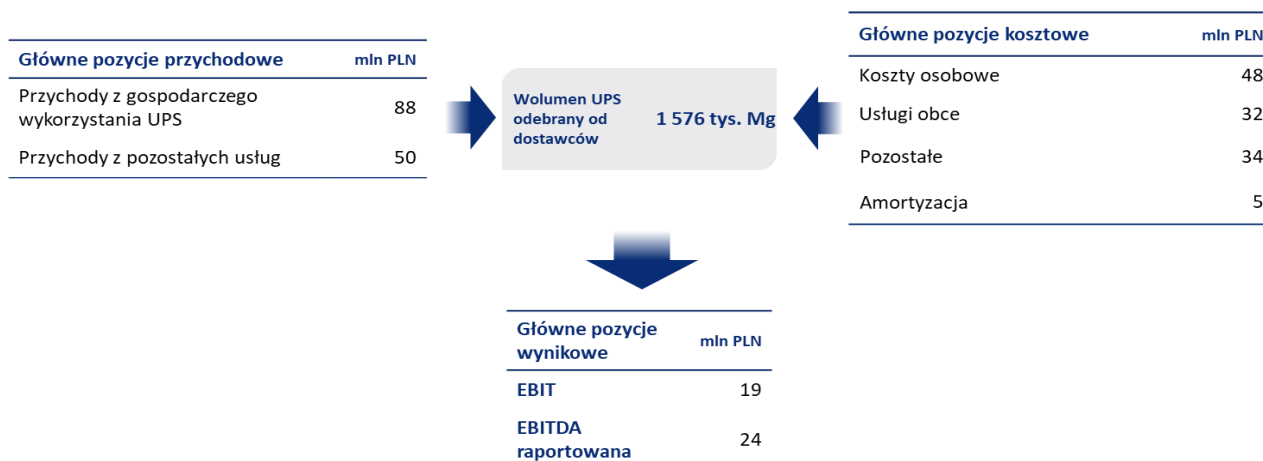
- **Wyższy wynik na energii elektrycznej** jest efektem zaniżonej bazy na sprzedaży produktów taryfowych w roku ubiegłym – Prezes URE wyznaczył ceny dla gospodarstw domowych na poziomie niepokrywającym rzeczywistych kosztów zakupu energii elektrycznej. Niska baza roku ubiegłego to również efekt zmniejszonego zapotrzebowania w związku z COVID-19, co skutkowało odsprzedażą części wolumenu na rynku SPOT poniżej cen zakupu w transakcjach terminowych.
- **Spadek przychodów z usług świadczonych wewnątrz GK PGE** wynikający głównie ze spadku przychodów z tytułu umowy o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi, co jest konsekwencją niższej wartości obrotu energią elektryczną objętej zarządzaniem.
- **Wyższy wynik na sprzedaży paliw**, głównie w efekcie wyższego wyniku na sprzedaży węgla grubego.
- **Negatywny wpływ salda rezerw na umowy rodzące obciążenia** w PGE Obrót wynikający z wysokiej bazy w analogicznym okresie roku ubiegłego. Na koniec I półrocza 2020 roku wynik był rezultatem rozwiązania rezerwy na umowy rodzące obciążenia, która dotyczyła głównie braku pokrycia części kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności w zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfie dla gospodarstw domowych.

SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

Opis segmentu i model jego działalności

Przedmiotem działalności segmentu jest gospodarowanie ubocznymi produktami spalania w Grupie PGE.

Gospodarka Obiegu Zamkniętego



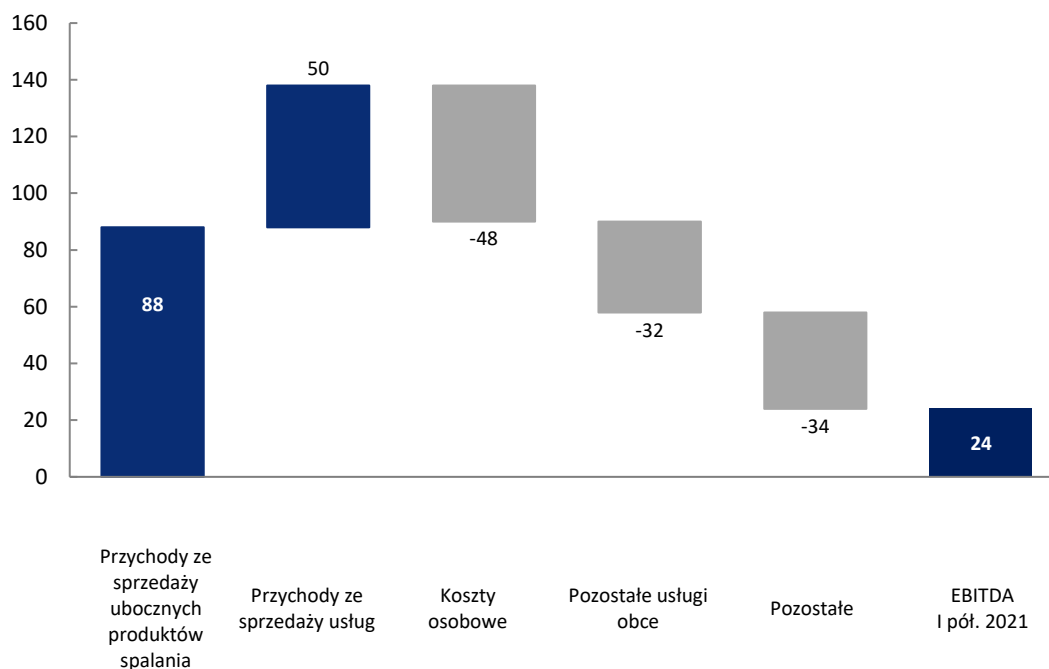
Od początku 2021 roku w strukturach Grupy PGE funkcjonuje nowy segment operacyjny Gospodarka Obiegu Zamkniętego („GOZ”). W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A., EPORE S.A., ZOWER sp. z o.o. Gospodarowanie ubocznymi produktami spalania w Grupie PGE, prowadzi do wykorzystywania odpadów jako pełnowartościowych substancji zagospodarowanych w innych gałęziach gospodarki (przemysł cementowy, budownictwo, drogownictwo, górnictwo), a w konsekwencji do ograniczenia ilości wytwarzanych odpadów końcowych.

W segmencie GOZ najważniejszym źródłem przychodów segmentu są **przychody z gospodarczego wykorzystania UPS**, obejmujące przychody ze sprzedaży UPS w stanie nieprzetworzonym, przychody ze sprzedaży produktów wytworzonych na bazie UPS w ramach własnych procesów produkcyjnych oraz sprzedaż usług związanych z zagospodarowaniem UPS. Poziom osiągniętych przychodów jest uzależniony od wielu czynników, w tym od możliwości handlowych sprzedaży UPS w stanie przetworzonym i nieprzetworzonym, sezonowości branż nabywających UPS, sezonowości pracy dostawców UPS (elektrownie, elektrociepłownie), wielkości odebranego wolumenu, wydajności infrastruktury produkcyjnej, możliwości składowania UPS jako zapasów materiałowych przeznaczonych do produkcji oraz panujących warunków rynkowych.

Przychody z pozostałych usług obejmują przychody ze sprzedaży usług ciągłych i doraźnych na rzecz wytwórców energii elektrycznej i ciepła w zakresie m.in. obsługi układów i urządzeń odpowietrzania, obsługi ciągów technologicznych, obsługi młynowni oraz obsługi składowisk paliw i UPS.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

Wykres: Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA w segmencie Gospodarka Obiegu Zamkniętego w ujęciu zarządczym (mln PLN).



Czynniki kształtujące wynik EBITDA*	88	50	-48	-32	-34	EBITDA I pół. 2021
EBITDA I pół. 2021						24

*Na rysunku nie przedstawiono danych za I półrocze 2020 roku, ponieważ w tym okresie spółki segmentu GOZ prezentowane były w segmentach Energetyka Konwencjonalna, Ciepłownictwo oraz Pozostała Działalność.

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu GOZ:

- **Przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania:** popiołu, żużlu i gipsu, uzyskiwanych w procesie spalania węgla kamiennego i brunatnego.
- **Przychody ze sprzedaży usług,** wynikające z usług w zakresie obsługi składowisk węglowych oraz wynajmu urządzeń ciężkich, głównie dla spółek z GK PGE.
- **Koszty osobowe** niezbędne do realizacji zadań segmentu.
- **Koszty usług obcych,** wynikające głównie z usług transportu odpadów z jednostek produkcyjnych.

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

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. W I półroczu 2021 roku wpływ pandemii na wyniki finansowe pozostawał ograniczony. Dalsze możliwe skutki oraz ich skala są trudne do oszacowania. Istotny będzie czas trwania epidemii, jej ewentualne nasilenie i zasięg oraz 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 spowodował spowolnienie gospodarcze w gospodarce światowej i w Polsce. Aktualnie po okresie zamrożenia gospodarki w Polsce następuje poprawa sytuacji gospodarczej. Uwidacznia się ona między innymi w skokowym wzroście PKB oraz produkcji przemysłowej w II kwartale 2021 roku w skali r/r.

Niemniej jednak, ponowne wprowadzenie obostrzeń może skutkować obniżonym poziomem aktywności gospodarczej, które mogłoby tworzyć ryzyko utrzymywania się okresowo niższego poziomu krajowego zużycia energii elektrycznej, co może mieć wpływ na spadek przychodów i marży z tytułu wytwarzania, dystrybucji oraz sprzedaży energii w segmentach Energetyka Konwencjonalna, Dystrybucja, Obrót oraz Ciepłownictwo. Większość produkcji na 2021 rok została zakontraktowana w latach poprzednich, dlatego potencjalny negatywny wpływ niższych wolumenów na segment Energetyka Konwencjonalna byłby w dużym stopniu ograniczony.

W przypadku nasilenia sytuacji pandemicznej istnieje ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w segmencie Obrót, mogące się przełożyć na niższy poziom sprzedaży do odbiorców końcowych oraz wyższy koszt bilansowania energii elektrycznej. Również w segmencie Dystrybucja niższy wolumen realizowanych dostaw do odbiorców końcowych bezpośrednio może się przełożyć na niższe przychody z tego tytułu.

Na 30 czerwca 2021 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 skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupa utworzyła dodatkowe odpisy na należności w kwocie 13 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 zasady pracy, których celem jest maksymalne ograniczenie ryzyka zachorowań pracowników. Jako jeden z największych pracodawców w Polsce, zatrudniający ok. 40 tys. pracowników, Grupa PGE podejmuje szereg działań związanych z organizacją spółki i organizacją pracy mających na celu zapewnienie ciągłości działania, ochronę zdrowia i życia pracowników, w tym wdrożenie pracy zdalnej i rotacyjnej, budowanie świadomości dotyczącej w szczególności podstawowych zasad ochrony przed COVID-19, profilaktyki i kwarantanny.

W Grupie PGE przez cały czas prowadzone są działania komunikacyjne skierowane do pracowników, mające na celu budowanie świadomości pozytywnych skutków szczepień - zarówno indywidualnych, jak i społecznych. Ponadto prowadzona jest komunikacja wewnętrzna związana z przebiegiem pandemii i zachęcaniem do minimalizowania ryzyka zakażenia – tj. zachowywania dystansu, częstego mycia rąk czy korzystania z przestrzeni biurowych w bezpieczny sposób. 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 zwiększonej 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 we 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, Grupa 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.

ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

Skład osobowy Zarządu

Od 1 stycznia do 31 marca 2021 roku 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 1 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

31 marca 2021 roku Pan Paweł Strączyński - Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych złożył rezygnację z pełnienia funkcji. Rezygnacja weszła w życie z dniem 1 kwietnia 2021 roku.

W wyniku przeprowadzonego postępowania kwalifikacyjnego, Rada Nadzorcza 8 czerwca 2021 roku podjęła Uchwałę nr 396/XI/2021 w sprawie powołania Pana Lechosława Rojewskiego w skład Zarządu spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. powierzając mu z dniem 9 czerwca 2021 roku funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych.

Na 30 czerwca 2021 roku, jak i na dzień publikacji niniejszego sprawozdania, Zarząd Spółki funkcjonuje 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 1 września 2020 roku
Paweł Cioch	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych	od 24 lutego 2020 roku
Lechosław Rojewski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 9 czerwca 2021 roku
Paweł Śliwa	Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji	od 20 lutego 2020 roku
Ryszard Wasilek	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	od 20 lutego 2020 roku

Skład osobowy Rady Nadzorczej

Na 30 czerwca 2021 roku, jak i na dzień publikacji niniejszego sprawozdania, Rada Nadzorcza funkcjonuje 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
Marcin Kowalczyk	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Jerzy Sawicki	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

Na 30 czerwca 2021 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		Przewodniczący	Członek	
Marcin Kowalczyk			Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Przewodniczący	Członek		
Mieczysław Sawaryn			Członek	Przewodniczący
Jerzy Sawicki		Członek	Członek	Członek
Artur Składanek	Członek		Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

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

Rzeczowe aktywa trwałe stanowią najbardziej istotną pozycję aktywów Grupy Kapitałowej PGE. Z uwagi na zmienne otoczenie makroekonomiczne oraz regulacyjne Grupa Kapitałowa PGE okresowo weryfikuje przesłanki mogące świadczyć o utracie wartości odzyskiwalnej swojego majątku. Grupa Kapitałowa PGE w ocenie sytuacji rynkowej posługuje się zarówno własnymi narzędziami analitycznymi, jak i wsparciem niezależnych ośrodków analitycznych. W poprzednich okresach sprawozdawczych dokonano istotnych odpisów z tytułu utraty wartości aktywów trwałych segmentu Energetyka Konwencjonalna, segmentu Ciepłownictwo oraz segmentu Energetyka Odnawialna. Odpis utworzony w segmencie Energetyka Odnawialna został również w poprzednich okresach w znaczącej części odwrócony.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów segmentów Energetyka Konwencjonalna oraz Energetyka Odnawialna. Przeprowadzone testy wykazały brak konieczności dokonania odpisu dla segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz konieczność odwrócenia odpisu dla segmentu Energetyka Odnawialna. Analiza przesłanek przeprowadzona dla aktywów segmentu Ciepłownictwo nie wykazały konieczności przeprowadzenia testów.

Wyniki testów zostały omówione w nocie 3 (w zakresie testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych) oraz 7.5 (w zakresie częściowego rozwiązania odpisu utworzonego w związku z utratą wartości akcji posiadanych w spółce stowarzyszonej Polska Grupa Górnicza S.A. („PGG S.A.”), wykazywanej w konsolidacji metodą praw własności) skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Jednocześnie testy na utratę wartości zostały omówione w raporcie bieżącym PGE S.A.:

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

DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ

Partnerstwo biznesowe oraz sprzedaż 100% udziałów w PGE EJ 1 sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa

Do końca I kwartału 2021 roku spółka PGE EJ 1 (powstała w 2010 roku) była spółką Grupy Kapitałowej PGE. W 2014 roku podpisana została umowa wspólników, na mocy której KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Enea S.A. odkupiły od PGE po 10% (łącznie 30%) udziałów w spółce PGE EJ 1.

W I kwartale 2021 roku kontynuowane były rozmowy w sprawie nabycia przez Skarb Państwa od PGE oraz pozostałych wspólników PGE EJ 1, tj. KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Enea S.A., 100% udziałów w spółce PGE EJ 1. Intencja zawarcia tej transakcji wyrażona została w Liście Intencyjnym zawartym 1 października 2020 roku przez PGE, KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. i Enea S.A. oraz Skarb Państwa.

Model biznesowy dla polskich elektrowni jądrowych przewidziany w zaktualizowanym w październiku 2020 roku Programie Polskiej Energetyki Jądrowej zakładał nabycie przez Skarb Państwa 100% udziałów w spółce celowej, realizującej inwestycje w energetykę jądrową w Polsce, tj. PGE EJ 1.

26 marca 2021 roku pomiędzy PGE, KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. i Enea S.A. oraz Skarbem Państwa zawarta została umowa sprzedaży 100% udziałów w spółce PGE EJ 1 na rzecz Skarbu Państwa. Zgodnie z postanowieniami ww. umowy, PGE sprzedała Skarbowi Państwa 3 727 661 udziałów PGE EJ 1, stanowiących łącznie 70% kapitału zakładowego PGE EJ 1 oraz reprezentujących łącznie 70% głosów na Zgromadzeniu Wspólników. Cena sprzedaży za wszystkie udziały wyniosła 531 362,0 tys. PLN, z czego na PGE przypadło 371 953,4 tys. PLN.

Zgodnie z postanowieniami umowy sprzedaży udziałów przejście własności udziałów nastąpiło w dniu dokonania płatności za te udziały przez Skarb Państwa, co miało miejsce 31 marca 2021 roku. Z tym dniem PGE przestało być spółką dominującą wobec PGE EJ 1 w rozumieniu przepisów Kodeksu spółek handlowych.

W wyniku ww. transakcji sprzedaży PGE EJ 1 nie wchodzi obecnie w skład Grupy Kapitałowej PGE.

Sprzedaż udziałów w spółce PGE EJ 1 stanowi realizację jednego z działań przewidzianych w Strategii Grupy PGE do 2030 roku ogłoszonej 19 października 2020 roku.

Jednocześnie sprzedaż udziałów PGE EJ 1 została omówiona w raporcie bieżącym PGE S.A.:

[Sprzedaż udziałów PGE EJ 1](#)

[Odszkodowania od WorleyParsons](#)

26 marca 2021 roku PGE, KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Enea S.A. zawarli z PGE EJ 1 aneks do porozumienia z 15 kwietnia 2015 roku w sprawie WorleyParsons, zgodnie z którym PGE, KGHM Polska Miedź S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz Enea S.A. proporcjonalnie odpowiadają za zobowiązania lub proporcjonalnie przysługują im świadczenia potencjalnie powstałe w wyniku rozstrzygnięcia sporu z WorleyParsons, do poziomu roszczeń wraz z odsetkami na dzień 26 marca 2021 roku.

Szczegółowe informacje zostały omówione w nocie 24.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

KWESTIE PRAWNE

[Kwestia odszkodowania dotyczącego konwersji akcji](#)

Informacje w sprawie odszkodowań dotyczących konwersji akcji zostały omówione w nocie 24.4 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 24.4 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 24.4 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

W ramach Grupy na 30 czerwca 2021 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 26 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

27 października 2020 roku konsorcjum inwestycyjne, którego stroną była 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, 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.

Aktualnie kontynuowane są 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:

[Złożenie wstępnej niewiązanej oferty nabycia udziałów FORTUM](#)

[Złożenie wstępnej niewiązanej oferty nabycia udziałów FORTUM cz.2](#)

ZATWIERDZENIE POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 ROKU

2 lutego 2021 roku Rada Ministrów zatwierdziła Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku. PEP2040 stanowi wizję Polski w zakresie transformacji energetycznej, ukazując m.in. zakładaną strukturę jednostek wytwarzających energię elektryczną. Zgodnie z Polityką zwiększany ma być udział jednostek zeroemisyjnych a zmniejszany udział jednostek węglowych. Pełna treść PEP2040 została opublikowana 10 marca 2021 roku.

Tempo transformacji energetycznej i trendy zakładane w PEP2040 w ostatnim okresie uległy znaczącemu przyspieszeniu i wzmocnieniu. W lipcu 2021 roku Komisja Europejska opublikowała pakiet legislacyjny Fit for 55, zmierzający m.in. do osiągnięcia redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE o 55% (poprzednio 40%) do 2030 roku w stosunku do roku 1990. Zgodnie z oczekiwaniami uczestników rynku, ujęta w pakiecie reforma systemu EU ETS powinna skutkować znaczącym wzrostem poziomu cen uprawnień do emisji CO₂, co w praktyce nastąpiło już w pierwszej połowie roku. W efekcie obecny poziom cen uprawnień do emisji CO₂ znacznie odbiega od założeń PEP2040. Kolejnym istotnym elementem, który mocno odbiega od założeń Polityki jest dynamiczny przyrost mocy fotowoltaicznych na skutek funkcjonowania licznych programów dofinansowania, systemu opustowego dla prosumentów oraz aukcji OZE. W efekcie poziom mocy zainstalowanej zakładany na rok 2030 został już osiągnięty.

W związku z powyższym, Grupa PGE do oceny wartości odzykiwalnej aktywów wytwórczych przyjęła założenia uwzględniające aktualną sytuację rynkową i regulacyjną. Ewentualne przyszłe różnice w porównaniu do przyjętych założeń mogą doprowadzić do zmian sytuacji finansowej oraz wyników finansowych Grupy PGE i zostaną ujęte w przyszłych sprawozdaniach finansowych.

PODPISANIE UMOWY INWESTYCYJNEJ Z ØRSTED DOTYCZĄCEJ PROJEKTU BUDOWY MORSKICH FARM WIATROWYCH

10 lutego 2021 roku podmioty z Grupy PGE oraz Ørsted zawarły umowę inwestycyjną, w której ustaliły ich udział w dwóch projektach budowy morskich farm wiatrowych na poziomie 50%. Są to realizowane dotychczas przez PGE projekty Baltica-2 (poprzez spółkę celową EWB 2 o planowanej mocy ok. 1,5 GW) oraz Baltica-3 (poprzez spółkę celową EWB 3 o planowanej mocy ok. 1 GW).

Umowa Inwestycyjna określa ramy prawne regulujące utworzenie wspólnego przedsięwzięcia, którego celem będzie przygotowanie, budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych Baltica-2 i Baltica-3.

6 maja 2021 roku po ziszczeniu się warunków zawieszających sfinalizowano transakcję, w ramach której Grupa Kapitałowa Ørsted objęła udziały stanowiące 50% kapitału zakładowego spółek Elektrownia Wiatrowa Baltica 2 sp. z o.o. oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica 3 sp. z o.o. – prowadzących budowę dwóch morskich farm wiatrowych: Baltica-2 i Baltica-3. Po rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego Ørsted i PGE stały się współnikami w stosunku 50/50 utworzonej wspólnej działalności (joint operation).

Łączna cena objęcia 50% udziałów w Baltica 2 i Baltica 3 stanowi równowartość ok. 686 mln PLN. Po spełnieniu ustalonych założeń odpowiednie podmioty z Grupy Kapitałowej Ørsted będą zobowiązane do wniesienia do EWB 2 oraz EWB 3 dodatkowych wkładów, które mogą wynieść łącznie do 1 024 mln PLN.

W ramach zamknięcia transakcji podmioty z obu Grup Kapitałowych Ørsted oraz PGE zawarły szereg dokumentów, oddzielnie dla spółki EWB 2 oraz EWB 3 obejmujących w szczególności:

- umowy współników regulujące między innymi zasady ładu korporacyjnego spółek, zasady funkcjonowania zintegrowanych zespołów projektowych, zobowiązania stron w zakresie finansowania i świadczenia innego rodzaju wsparcia na rzecz spółek, ograniczenia dotyczące zbywalności udziałów w spółkach stanowiących wspólne działalności oraz skutki naruszenia postanowień i zmiany kontroli;
- umowy regulujące świadczenie usług rozwojowych na rzecz spółek stanowiących wspólne działalności przez odpowiednie spółki zależne obu stron;
- umowy dotyczące udostępniania zasobów, na podstawie których obie strony oddelegują personel do spółek;
- umowy pożyczek współników, na podstawie których współnicy udostępnią finansowanie dłużne (oprócz finansowania kapitałowego) spółkom;
- gwarancje korporacyjne wystawione przez PGE and Ørsted Wind Power A/S, na podstawie których obie strony gwarantują należyte wykonanie zobowiązań na etapie rozwoju projektów przez ich odpowiednie spółki zależne.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

[Podpisanie umowy dot. projektu budowy morskich farm wiatrowych](#)

[Zamknięcie transakcji dotyczącej projektu budowy morskich farm wiatrowych](#)

PRZEKAZANIE DO EKSPLOATACJI BLOKU NR 7 W ELEKTROWNI TURÓW

25 lutego 2021 roku spółka PGE GiEK po przeprowadzeniu szczegółowej analizy propozycji Mitsubishi Hitachi Power System GmbH (lider Konsorcjum), Tecnicas Reunidas S.A. oraz Budimex S.A. („Konsorcjum”), dotyczącej zmiany harmonogramu i ceny kontraktu, pod kątem poprawności metodycznej, realności przyjętych założeń, przyczyn opóźnień oraz planowanych metod dalszego zarządzania realizacją projektu, zawarła przed mediatorem ugodę dotyczącą umowy na zaprojektowanie i budowę w formule „pod klucz” bloku energetycznego w Elektrowni Turów, realizowanej przez Konsorcjum ww. firm. Wartość Umowy została podwyższona o kwotę ok. 108 mln PLN netto, tj. do kwoty 3 755 mln PLN netto. Termin przekazania bloku do eksploatacji został wydłużony o 6 miesięcy, tj. do 30 kwietnia 2021 roku.

30 kwietnia 2021 roku powzięto informację o kolejnym opóźnieniu zakończenia realizacji inwestycji, czego skutkiem było przesunięcie terminu przekazania do eksploatacji bloku nr 7 na 14 maja 2021 roku.

19 czerwca 2021 roku rozpoczął się zaplanowany postój bloku nr 7 w Elektrowni Turów, wynikający z zapisów kontraktu. W tym czasie Konsorcjum dokonało przeglądu technicznego urządzeń po pierwszym miesiącu eksploatacji jednostki. Wykonane zostały prace dotyczące optymalizacji i konserwacji. Wszystkie działania prowadzone przez Konsorcjum na nowej jednostce wytwórczej są standardowe i mają na celu zagwarantowanie jej stabilnej pracy w przyszłości. 24 lipca 2021 roku blok nr 7 został ponownie włączony do systemu KSE.

Raporty bieżące oraz komunikaty prasowe PGE S.A. w tej sprawie:

[Podpisanie ugody dot. bloku w Elektrowni Turów](#)

Opóźnienie przekazania do eksploatacji bloku nr 7 w Elektrowni Turów

Blok nr 7 w Elektrowni Turów w pełnej dyspozycji dla PSE

SKARGA CZECH PRZECIWKO POLSCE Z TYTUŁU PRZEDŁUŻENIA KONCESJI DLA DALSZEGO FUNKCJONOWANIA KWB TURÓW

30 września 2020 roku Republika Czeska skierowała do Komisji Europejskiej w trybie art. 259 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej pismo inicjujące postępowanie przeciwko Polsce z tytułu rzekomych naruszeń prawa UE w związku z wydłużeniem dla KWB Turów terminu obowiązywania koncesji na wydobywanie węgla brunatnego o 6 lat.

17 grudnia 2020 roku Komisja Europejska wydała uzasadnioną opinię, w której podzieliła część zarzutów strony czeskiej, wskazując jednocześnie, że przedłużenie funkcjonowania KWB Turów nie spowodowało naruszenia postanowień ramowej dyrektywy wodnej. Komisja Europejska podkreśliła również, że część pozostałych zarzutów ze strony czeskiej okazała się nietrafiona.

26 lutego 2021 roku rząd czeski skierował skargę przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej do Trybunału Sprawiedliwości. 19 kwietnia 2021 roku opublikowano streszczenia skargi i głównych argumentów w Dzienniku Urzędowym UE. Stroną w postępowaniu są państwa członkowskie, co wyłącza możliwość udziału osób fizycznych i prawnych, nawet jeśli sprawa jest związana bezpośrednio z ich działalnością.

21 maja 2021 roku Wiceprezes Trybunału Sprawiedliwości wydała postanowienie w przedmiocie środka tymczasowego o następującej treści: „Rzeczpospolita Polska zaprzestanie natychmiast i do chwili ogłoszenia wyroku kończącego sprawę C-121/21 wydobywania węgla brunatnego w kopalni Turów (Polska).” Środek tymczasowy nie rozstrzyga co do istoty sprawy.

9 czerwca 2021 roku do postępowania głównego w charakterze interwenienta popierającego część żądań strony czeskiej przystąpiła Komisja Europejska. W sprawie postępowania dotyczącego środka tymczasowego, Republika Czeska zażądała dodatkowo zasądzenia kary pieniężnej za każdy dzień niewykonania postanowienia w przedmiocie natychmiastowego zaprzestania wydobywania węgla brunatnego. Równoległe Rzeczpospolita Polska wniosła o uchylenie postanowienia w przedmiocie środka tymczasowego ze względu na zmianę okoliczności w rozumieniu art. 163 Regulaminu Trybunału Sprawiedliwości. Zgodnie z postanowieniem z 20 września 2021 roku Wiceprezes Trybunału Sprawiedliwości oddaliła wniosek o uchylenie środka tymczasowego oraz nakazała Polsce zapłatę na rzecz Komisji Europejskiej kary pieniężnej w kwocie 500 tys. EUR dziennie, poczynwszy od dnia doręczenia Polsce postanowienia do chwili, w której to państwo członkowskie zastosuje się do treści postanowienia z 21 maja 2021 roku. W ocenie Spółki nie ma możliwości przeniesienia powyższych kar na spółki Grupy Kapitałowej PGE.

Grupa Kapitałowa PGE nie planuje również zaprzestania wydobywania węgla w KWB Turów i produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Turów. Eksploatacja KWB Turów jest prowadzona w zgodzie z przepisami prawa krajowego oraz europejskimi normami środowiskowymi na podstawie legalnie pozyskanej koncesji. Tożsame stanowisko w tym zakresie zajmuje rząd Rzeczypospolitej Polskiej, dodatkowo wskazując, że wstrzymanie prac w kopalni zagroziłoby stabilności polskiego systemu elektroenergetycznego i miałyby negatywne skutki dla bezpieczeństwa energetycznego. Przedstawiciele strony rządowej zwracają również uwagę na brak podstaw prawnych do nakazania wstrzymania pracy w KWB Turów.

Równoległe toczy się postępowanie w sprawie głównej dotyczące zarzutów co do naruszenia prawa UE.

W ocenie Grupy Kapitałowej PGE opisywany spór nie ma wpływu na sprawozdanie finansowe na dzień jego sporządzenia. Jednocześnie Grupa Kapitałowa PGE będzie na bieżąco monitorować przebieg sprawy i ewentualne zdarzenia, które wystąpią, zostaną odzwierciedlone odpowiednio w przyszłych sprawozdaniach finansowych.

BUDOWA ELEKTROCIEPŁOWNI GAZOWO-PAROWEJ W SIECHNICACH (NOWA EC CZECHNICA)

1 marca 2021 roku Zarząd KOGENERACJA S.A. podjął decyzję o:

- warunkowej akceptacji wyboru oferty konsorcjum w składzie Polimex Mostostal S.A. (Lider Konsorcjum) oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. (Partner Konsorcjum) złożonej w postępowaniu pn. „Realizacja „pod klucz” Elektrociepłowni gazowo-parowej dla Zespołu Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. w Siechnicach”,
- wyrażeniu zgody na warunkowe zawarcie umowy z ww. konsorcjum.

5 marca 2021 roku Rada Nadzorcza spółki podjęła uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na realizację ww. inwestycji rozwojowej, w związku z którą dojdzie do powstania nowych środków trwałych o wartości przekraczającej 10 mln PLN, pod warunkiem przyznania przez URE premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostki Nowa EC Czechnica, na podstawie Ustawy z 14 grudnia 2018 roku o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

12 marca 2021 roku spółka uzyskała decyzją Prezesa URE premię kogeneracyjną indywidualną dla jednostki Nowa EC Czechnica.

1 kwietnia 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na nabycie składników aktywów trwałych w rozumieniu Ustawy z 29 września 1994 roku o rachunkowości przekraczającej kwotę 10 mln PLN poprzez wyrażenie zgody na budowę Elektrociepłowni gazowo-parowej w Siechnicach na podstawie umów z konsorcjum firm w składzie: Polimex Mostostal S.A oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. o wartości ok. 1,2 mld PLN netto oraz powiązanej umowy serwisowej na kwotę ok. 118 mln PLN netto.

Tym samym 1 kwietnia 2021 roku spełniony został ostatni warunek dotyczący akceptacji wyboru przez Zarząd spółki oferty konsorcjum.

23 czerwca 2021 roku została zawarta umowa z konsorcjum w składzie Polimex Mostostal S.A. oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. na budowę Elektrociepłowni gazowo-parowej dla KOGENERACJA S.A. w Siechnicach.

Przedmiotem umowy jest realizacja przez Wykonawcę w formule „pod klucz” budowy bloku gazowo-parowego o łącznej mocy elektrycznej 179,4 MW i mocy cieplnej 162,9 MWt, akumulatora ciepła oraz czterech kotłów wodnych o łącznej mocy 152 MWt. Nowe jednostki mają zastąpić funkcjonującą obecnie elektrociepłownię węglową. Wartość umowy (o poprawę efektywności energetycznej – „umowa EPC”) na budowę elektrociepłowni wynosi: 1 159 180,0 tys. PLN netto.

W powiązaniu z umową EPC zawarta została ponadto umowa o świadczenie usług serwisowych od dnia przekazania bloków do eksploatacji do dnia upływu 103 miesięcy. Wartość umowy o świadczenie usług serwisowych („umowa LTSA”) wynosi: 25 027,8 tys. PLN netto oraz 20 717,8 tys. EUR netto. łączna wartość wszystkich zawartych umów wynosi ok. 1 278 353, 8 tys. PLN netto (według średniego kursu EUR na 21 czerwca 2021 roku).

Harmonogram projektu zakłada przekazanie do eksploatacji bloku gazowo-parowego w II kwartale 2024 roku.

Raporty bieżące PGE S.A. w tej sprawie:

[Warunkowa akceptacja oferty na budowę EC Czechnica.](#)

[Spełnienie warunków zawarcia umowy na budowę EC Czechnica.](#)

[Zawarcie umowy na budowę EC Czechnica.](#)

PRYZNANIE PRAWA DO POKRYCIA UJEMNEGO SALDA DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z MORSKICH FARM WIATROWYCH PGE

7 kwietnia 2021 roku Prezes URE przyznał prawo do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej („Kontrakt różnicowy”) dla morskich farm wiatrowych Baltica-2 i Baltica-3 o łącznej mocy do 2,5 GW. Prawo do Kontraktu różnicowego zapewnia cenę nie wyższą niż 319,60 PLN/MWh zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska oraz Ustawą z 30 marca 2021 roku w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci. Przyznanie Kontraktu różnicowego, w tym ostateczny poziom ceny uzależnione jest od ostatecznej zgody Komisji Europejskiej.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla e.e. z morskich farm wiatrowych.](#)

REKOMENDACJA NIETYTUŁACJA DYWIDENDY ZA ROK 2020

27 kwietnia 2021 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2020 dla akcjonariuszy. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy, w szczególności w wyniku analizy zadłużenia Spółki w kontekście realizacji programu inwestycyjnego, zgodnie z założeniami Strategii Grupy PGE do 2030 roku.

29 czerwca 2021 roku Akcjonariusze PGE S.A. podczas Walnego Zgromadzenia zdecydowali o przeznaczeniu całości zysku z 2020 roku na kapitał zapasowy.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Rekomendacja niewypłacania dywidendy za rok 2020.](#)

PRZEDŁUŻENIE KONCESJI NA WYDOBYCIE WĘGLA PRZEZ KWB TURÓW DO 2044 ROKU

Minister Klimatu i Środowiska 28 kwietnia 2021 roku przedłużył termin obowiązywania obecnej koncesji na wydobywanie węgla brunatnego i kopalini towarzyszących ze złoża „Turów” do 2044 roku.

W opinii Ministra Klimatu i Środowiska kontynuacja wydobycia węgla brunatnego i kopalni towarzyszących ze złoża „Turów” jest zgodna z zasadą racjonalnego gospodarowania złoża kopaliny, zatem zasadne było wydanie decyzji, umożliwiającej dalsze funkcjonowanie istniejącego zakładu górniczego.

ODSTAWIENIE 10 BLOKÓW ENERGETYCZNYCH ELEKTROWNI BEŁCHATÓW

17 maja 2021 roku w Elektrowni Bełchatów, z przyczyn leżących po stronie PSE S.A., nastąpiło odstawienie 10 bloków energetycznych o łącznej mocy około 3 900 MW. Praca wszystkich bloków została przywrócona do pracy 18 maja 2021 roku. Wyłączenie nie spowodowało przerw w dostawach energii elektrycznej i nie było odczuwalne dla odbiorców. Przyczyną wyłączenia było zakłócenie na stacji elektroenergetycznej Rogowiec, do której przyłączonych jest 11 bloków Elektrowni Bełchatów.

PLANOWANE PRZENIESIENIE AKTYWÓW WĘGLOWYCH DO NARODOWEJ AGENCJI BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO („NABE”)

21 maja 2021 roku w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów opublikowany został projekt: „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”. Zgodnie z projektem proces wydziałania aktywów przyjmie formułę nabycia przez Skarb Państwa od PGE S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. oraz ENERGA S.A. (która nie była ujęta w opublikowanym projekcie, ale dołączyła do procesu transformacji w czerwcu 2021 roku) wszystkich aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w elektrowniach zasilanych węglem kamiennym i brunatnym, w tym spółek serwisowych świadczących usługi na ich rzecz. W związku z nierozzerwalnością kompleksów energetycznych zasilanych węglem brunatnym wśród nabywanych aktywów znajdują się również kopalnie węgla brunatnego. Aktywa związane z wydobyciem węgla kamiennego nie zostaną włączone do podmiotu zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach węglowych. Aktywa ciepłownicze, w związku z planowanymi ich modernizacjami w kierunku źródeł nisko i zeroemisyjnych, nie będą przedmiotem tej transakcji. Następnie Skarb Państwa dokona integracji nabytych aktywów w ramach jednego podmiotu. Integratorem będzie PGE GiEK S.A. Integracja nastąpi poprzez połączenie nabytych przez Skarb Państwa spółek lub ich wniesienie na podwyższenie kapitału do PGE GiEK S.A. PGE GiEK S.A. będzie działał pod firmą Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego S.A. NABE będzie podmiotem samowystarczalnym operacyjnie, który w ramach swojej działalności będzie realizować inwestycje utrzymaniowe i modernizacyjne, niezbędne do utrzymania sprawności eksploatowanych bloków węglowych. Transakcja ma nastąpić po przeprowadzeniu stosownych analiz biznesowych i ekonomicznych, w tym badania due diligence oraz sporządzeniu wyceny wybranych aktywów. Sposób rozliczenia transakcji, w oparciu o dokonaną wycenę, z uwagi na zadłużenie spółek wytwarzania wobec podmiotów dominujących w grupach kapitałowych, będzie przedmiotem szczegółowych uzgodnień pomiędzy Skarbem Państwa a obecnymi właścicielami.

Według założeń projektu, po wydzieleniu wytwórczych aktywów węglowych koncerny energetyczne skupią się na realizacji nisko i zeroemisyjnych inwestycji a NABE, działająca w formie spółki ze 100% udziałem Skarbu Państwa, będzie właścicielem wytwórczych aktywów węglowych. Rolą NABE będzie zapewnienie niezbędnego bilansu mocy w systemie energetycznym, ograniczając się do niezbędnych inwestycji odtworzeniowych i stopniowego odstawiania jednostek węglowych wraz z postępującym przyrostem mocy ze źródeł nisko i zeroemisyjnych, zapewniając bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Przeprowadzone zostały konsultacje społeczne opublikowanego projektu. Zaktualizowana treść dokumentu „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa” nie została dotychczas opublikowana. 23 lipca 2021 roku PGE S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. i ENERGA S.A. zawarły ze Skarbem Państwa porozumienie dotyczące współpracy w procesie wydzielenia aktywów energetyki węglowej i ich integracji w NABE.

Dokładna data zbycia aktywów węglowych, ich wyceny oraz sposobu rozliczenia długu i innych zobowiązań związanych z aktywami nie została jeszcze określona. W związku z tym określenie wpływu wydzielenia na przyszłe sprawozdania finansowe PGE oraz GK PGE nie jest obecnie możliwe.

Spółka spodziewa się, że proces sprzedaży aktywów do NABE nastąpi w 2022 roku.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

[Porozumienie dotyczące współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych do NABE.](#)

POTWIERDZENIE RATINGU PGE NA POZIOMIE BAA1 Z PERSPEKTYWĄ STABILNĄ

30 czerwca 2021 roku Agencja ratingowa Moody's Investors Service potwierdziła rating dla PGE S.A. na poziomie Baa1 oraz jego stabilną perspektywę.

Zgodnie z opinią wydaną przez tę instytucję potwierdzenie nadanego ratingu uwzględnia aktualny silny profil finansowy PGE, dający Spółce elastyczność w realizacji szerokiego programu inwestycyjnego oraz umożliwiającą przeciwstawienie się potencjalnym zmianom na polskim rynku energii elektrycznej.

Według Moody's dodatkowym wsparciem dla pozycji PGE ma być rządowy plan transformacji sektora elektroenergetycznego. Wydzielenie aktywów węglowych ze struktury Grupy wzmocni jej profil, a PGE będzie w stanie zrealizować strategię korporacyjną, koncentrującą się na zwiększeniu, i tak już wysokiego udziału regulowanych przychodów z działalności dystrybucyjnej i ciepłownictwa oraz na wzrost produkcji ze źródeł odnawialnych.

POROZUMIENIE PGE S.A. I POLSKIEJ GRUPY GÓRNICZEJ S.A. W SPRAWIE DOSTAW WĘGLA

27 sierpnia 2021 roku PGE S.A. oraz PGG S.A. zawarły porozumienie do umów na dostawy węgla kamiennego. Dzięki porozumieniu uregulowane zostały zasady dalszej współpracy do roku 2023 w ramach obowiązujących wieloletnich umów. Przede wszystkim uzgodniono kwestie związane z dostawami węgla, które nie mogły zostać odebrane przez PGE S.A. w wyniku zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną w związku z pandemią COVID-19.

Porozumienie gwarantuje ciągłość współpracy i pozwala na niezakłócone funkcjonowanie PGG S.A., a dla PGE S.A. zapewnia rynkowe warunki odbioru zakontraktowanego węgla kamiennego.

Komunikat prasowy PGE S.A. w tej sprawie:

[Porozumienie dotyczące dostaw węgla.](#)

5. Pozostałe elementy Sprawozdania

5.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2021 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	Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o.	25 lutego 2021 roku	17 grudnia 2020 roku PGE S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Warszawie w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Aktualnie firma tej spółki brzmi: Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o. Kapitał zakładowy spółki wynosi 1 250 000 PLN.
Pozostała działalność	Rybnik 2050 sp. z o.o. w organizacji	31 maja 2021 roku	1 lutego 2021 roku PGE S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową z siedzibą w Rybniku w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Aktualnie firma tej spółki brzmi: Rybnik 2050 sp. z o.o. Kapitał zakładowy tej spółki wynosi 50 000 PLN.

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała działalność	PGE EJ 1 sp. z o.o. – sprzedaż przez PGE S.A. wszystkich udziałów w PGE EJ 1 (umowa sprzedaży udziałów)	31 marca 2021 roku	26 marca 2021 roku pomiędzy PGE S.A., Enea S.A., TAURON Polska Energia S.A. i KGHM Polska Miedź S.A. jako sprzedającymi oraz Skarbem Państwa jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez powyższe spółki udziałów w spółce PGE EJ 1, tj. 5 325 230 udziałów tej spółki, o łącznej wartości nominalnej 750 857 430 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz Skarbu Państwa nastąpiło 31 marca 2021 roku. PGE S.A. posiadała 3 727 661 udziałów stanowiących 70% w kapitale zakładowym PGE EJ 1. W wyniku zawartej umowy sprzedaży, PGE S.A. przestała być spółką dominującą wobec PGE EJ 1, w rozumieniu Kodeksu spółek handlowych, a tym samym spółka PGE EJ 1 przestała wchodzić w skład Grupy Kapitałowej PGE.
Ciepłownictwo	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Bogatyni („PEC Bogatynia”) – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich akcji w PEC Bogatynia (umowa sprzedaży akcji)	15 kwietnia 2021 roku/ 5 maja 2021 roku (wpis w rejestrze akcjonariuszy)	15 kwietnia 2021 roku pomiędzy PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. jako sprzedającym oraz PGE Energia Ciepła S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE GiEK S.A. akcji imiennych PEC Bogatynia, tj. 101 036 akcji tej spółki, o łącznej wartości nominalnej 10 103 600 PLN, stanowiących 34,93% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności akcji na rzecz PGE Energia Ciepła S.A. nastąpiło 5 maja 2021 roku (z chwilą dokonania w rejestrze akcjonariuszy PEC Bogatynia wpisu wskazującego PGE Energia Ciepła S.A. jako nabywcę tych akcji, na podstawie powyższej umowy sprzedaży akcji).
Ciepłownictwo	„Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej” sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie („PEC Bełchatów”) – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich udziałów w PEC Bełchatów (umowa sprzedaży udziałów)	15 kwietnia 2021 roku	15 kwietnia 2021 roku pomiędzy PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. jako sprzedającym oraz PGE Energia Ciepła S.A. jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE GiEK S.A. udziałów PEC Bełchatów, tj. 14 411 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 7 205 500 PLN, stanowiących 17,05% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE Energia Ciepła S.A. nastąpiło 15 kwietnia 2021 roku.

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała działalność	PGE Ekoserwis S.A. z siedzibą we Wrocławiu („PGE Ekoserwis”) – nabycie przez PGE S.A. wszystkich akcji posiadanych przez akcjonariuszy mniejszościowych (przymusowy wykup akcji)	30 kwietnia 2021 roku 19 sierpnia 2021 roku – wpis w rejestrze akcjonariuszy PGE Ekoserwis.	30 kwietnia 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Ekoserwis podjęło uchwałę w sprawie przymusowego wykupu akcji akcjonariuszy mniejszościowych, o której mowa w art. 418 Kodeksu spółek handlowych. Przymusowy wykup objął 11 525 akcji stanowiących łącznie 4,92% udziału w kapitale zakładowym spółki, tj. wszystkie akcje należące do pozostałych akcjonariuszy PGE Ekoserwis. 12 lipca 2021 roku PGE S.A. uiszczała całą cenę wykupu akcji akcjonariuszy mniejszościowych, o których mowa powyżej, a 13 lipca 2021 roku Zarząd spółki postanowił dokonać wykupu akcji akcjonariuszy mniejszościowych spółki i przenieść wykupione akcje na akcjonariusza PGE S.A. oraz dokonać stosownych zmian w rejestrze akcjonariuszy spółki. W wyniku przymusowego wykupu akcji, PGE S.A. stała się jedynym akcjonariuszem PGE Ekoserwis.
Pozostała działalność	ZOWER sp. z o.o. z siedzibą w Rybniku („ZOWER”)	7 lipca 2021 roku	7 lipca 2021 roku pomiędzy PGE Energia Ciepła S.A. jako sprzedającym oraz PGE Ekoserwis jako kupującym zawarta została umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE Energia Ciepła S.A. udziałów w spółce ZOWER, tj. 8 000 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 4 000 000 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym. Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE Ekoserwis nastąpiło 7 lipca 2021 roku.
Pozostała działalność	ElectroMobility Poland S.A. z siedzibą w Warszawie („ElectroMobility Poland”) – podwyższenie kapitału zakładowego ElectroMobility Poland i objęcie wszystkich nowych akcji przez nowego akcjonariusza, tj. przez Skarb Państwa	Brak rejestracji w KRS	19 sierpnia 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie ElectroMobility Poland podjęło uchwałę w sprawie obniżenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 70 000 000 PLN do kwoty 52 300 500 PLN, tj. o kwotę 17 699 500 PLN, poprzez zmniejszenie wartości nominalnej wszystkich akcji spółki z dotychczasowej kwoty 7 000 PLN do nowej wartości nominalnej 5 230,05 PLN każda akcja. Celem obniżenia kapitału zakładowego jest przekazanie środków z kapitału zakładowego na zapasowy, w związku z czym kwoty uzyskane z obniżenia kapitału zakładowego zwiększą kapitał zapasowy spółki. Ponadto 19 sierpnia 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki ElectroMobility Poland podjęło również uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 52 300 500 PLN do kwoty 302 296 890 PLN, tj. o kwotę 249 996 390 PLN, poprzez emisję w drodze subskrypcji prywatnej 47 800 akcji serii B o numerach od B-00001 do B-47800, o wartości nominalnej 5 230,05 PLN każda akcja. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki postanowiło pozbawić dotychczasowych akcjonariuszy prawa poboru nowych akcji w całości i zaoferować wszystkie nowe akcje do objęcia przez Skarb Państwa w zamian za wkład pieniężny. Obecni akcjonariuszami ElectroMobility Poland, posiadającymi po 25% udziału w kapitale zakładowym spółki są PGE S.A., ENEA S.A., ENERGA S.A. oraz TAURON Polska Energia S.A. W wyniku przystąpienia przez Skarb Państwa do spółki ElectroMobility Poland poprzez objęcie wszystkich nowych akcji w podwyższonym kapitale zakładowym ElectroMobility Poland, udział PGE S.A. w kapitale zakładowym tej spółki obniżył się z 25% do 4,33%.

PODWYŻSZENIE KAPITAŁÓW ZAKŁADOWYCH SPÓŁEK ZALEŻNYCH

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.	25 stycznia 2021 roku	28 października 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 20 700 000 PLN do kwoty 22 545 000 PLN, tj. o kwotę 1 845 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 5 sp. z o.o.	22 marca 2021 roku	11 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 2 778 000 PLN do kwoty 46 768 000 PLN, tj. o kwotę 43 990 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	15 marca 2021 roku	11 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 83 900 000 PLN do kwoty 127 422 000 PLN, tj. o kwotę 43 522 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 5 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. Po tej transakcji PGE Baltica 5 sp. z o.o. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym.

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 sp. z o.o.	11 marca 2021 roku	18 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 22 545 000 PLN do kwoty 32 545 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	15 marca 2021 roku	18 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 1 344 000 PLN do kwoty 36 516 000 PLN, tj. o kwotę 35 172 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.	28 kwietnia 2021 roku	18 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 65 200 000 PLN do kwoty 99 947 500 PLN, tj. o kwotę 34 747 500 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 6 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. Po tej transakcji PGE Baltica 6 sp. z o.o. posiadała 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	19 lipca 2021 roku	6 maja 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 127 422 000,00 PLN do kwoty 254 844 000 PLN, tj. o kwotę 127 422 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 254 844 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Ponadto Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki postanowiło o wyłączeniu prawa pierwszeństwa dotychczasowego jedynego wspólnika spółki, tj. spółki PGE Baltica 5 sp. z o.o., do objęcia wszystkich, nowoutworzonych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym oraz postanowiło, że wszystkie nowoutworzone udziały spółki zostaną objęte przez nowego wspólnika, tj. spółkę Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. W związku z powyższą uchwałą, podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte przez nowego wspólnika spółki wkładem pieniężnym: 19 727 173 EUR, 158 934 766 DKK oraz 200 721 000 PLN, przy czym część wkładu w wysokości 127 422 000 PLN została przeznaczona na pokrycie wartości nominalnej nowych udziałów, a pozostała część wkładu pieniężnego stanowiąca nadwyżkę ponad wartość nominalną nowych udziałów w wysokości 73 299 000 PLN, 19 727 173 EUR i 158 934 766 DKK została przelana na kapitał zapasowy spółki. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego spółki i objęcia jej nowych udziałów, PGE Baltica 5 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. posiadają taką samą liczbę udziałów w spółce, stanowiących po 50% w jej kapitale zakładowym, a spółka stała się spółką współzależną.
Energetyka Odnawialna	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.	18 sierpnia 2021 roku	6 maja 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 99 947 500 PLN do kwoty 199 895 000 PLN, tj. o kwotę 99 947 500 PLN, poprzez utworzenie nowych 199 895 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Ponadto Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki postanowiło o wyłączeniu prawa pierwszeństwa dotychczasowego jedynego wspólnika spółki, tj. spółki PGE Baltica 6 sp. z o.o., do objęcia wszystkich, nowoutworzonych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym oraz postanowiło, że wszystkie nowoutworzone udziały spółki zostaną objęte przez nowego wspólnika, tj. spółkę Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. W związku z powyższą uchwałą, podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte przez nowego wspólnika spółki wkładem pieniężnym: 15 499 922 EUR, 124 877 316 DKK oraz 156 913 750 PLN, przy czym część wkładu w wysokości 99 947 500 PLN została przeznaczona na pokrycie wartości nominalnej nowych udziałów, a pozostała część wkładu pieniężnego stanowiąca nadwyżkę ponad wartość nominalną nowych udziałów w wysokości 56 966 250 PLN, 15 499 922 EUR i 124 877 316 DKK została przelana na kapitał zapasowy spółki. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego spółki i objęcia jej nowych udziałów, PGE Baltica 6 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. posiadają taką samą liczbę udziałów w spółce stanowiących po 50% w jej kapitale zakładowym, a spółka stanie się spółką współzależną.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 2 sp. z o.o.	9 września 2021 roku	1 lipca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 20 000 PLN do kwoty 606 216 000 PLN, tj. o kwotę 606 196 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 606 196 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
			spółki zostało objęte przez jedynego wspólnika spółki, tj. spółkę PGE S.A., w zamian za wkład niepieniężny (aport) w postaci 36 516 udziałów w kapitale zakładowym spółki PGE Baltica 6 sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 19 sp. z o.o.) stanowiących 100% udziału w jej kapitale zakładowym, co oznacza że PGE Baltica 2 sp. z o.o. stała się jedynym wspólnikiem PGE Baltica 6 sp. z o.o. 13 lipca 2021 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów spółki PGE Baltica 6 sp. z o.o. na rzecz PGE Baltica 2 sp. z o.o., na podstawie zawartej w tym dniu umowy aportowej pomiędzy PGE S.A. i PGE Baltica 2 sp. z o.o.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 3 sp. z o.o.	26 sierpnia 2021 roku	1 lipca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 20 000 PLN do kwoty 774 491 000 PLN, tj. o kwotę 774 471 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 774 471 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte przez jedynego wspólnika spółki, tj. spółkę PGE S.A., w zamian za wkład niepieniężny (aport) w postaci 46 768 udziałów w kapitale zakładowym spółki PGE Baltica 5 sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 16 sp. z o.o.), stanowiących 100% udziału w jej kapitale zakładowym, co oznacza że PGE Baltica 3 sp. z o.o. stała się jedynym wspólnikiem PGE Baltica 5 sp. z o.o. 13 lipca 2021 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów spółki PGE Baltica 5 sp. z o.o. na rzecz PGE Baltica 3 sp. z o.o., na podstawie zawartej w tym dniu umowy aportowej pomiędzy PGE S.A. i PGE Baltica 3 sp. z o.o.
Energetyka Konwencjonalna	Rybnik 2050 sp. z o.o.	15 września 2021 roku	17 sierpnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Rybnik 2050 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 50 000 PLN do kwoty 22 564 000 PLN, tj. o kwotę 22 514 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 22 514 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
Energetyka Odnawialna	PGE Baltica 4 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	25 sierpnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 4 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 20 000 PLN do kwoty 1 170 000 PLN, tj. o kwotę 1 150 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 1 150 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

DOPLATY DO UDZIAŁÓW SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka	Data transakcji	Komentarz
Pozostała działalność	PGE Inwest 8 sp. z o.o.	13 – 15 stycznia 2021 roku	13 stycznia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedyne go wspólnika spółki, tj. PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 50 000 PLN, tj. w wysokości po 1 000 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie do 18 stycznia 2021 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 15 stycznia 2021 roku.
Energetyka Odnawialna	PGE SOLEO 1 sp. z o.o. PGE SOLEO 2 sp. z o.o. PGE SOLEO 3 sp. z o.o. PGE SOLEO 4 sp. z o.o. PGE SOLEO 5 sp. z o.o. PGE SOLEO 6 sp. z o.o. PGE SOLEO 7 sp. z o.o.	4 lutego 2021 roku	4 lutego 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników Spółek PGE Soleo podjęły uchwały w sprawie zobowiązania jedyne go wspólnika Spółek PGE Soleo, tj. spółki PGE Energia Odnawialna S.A., do wniesienia dopłat do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych. Wysokość wniesionych dopłat w przypadku spółek PGE SOLEO 1 sp. z o.o. i PGE SOLEO 5 sp. z o.o. to kwota każdorazowo po 200 000 PLN, a w przypadku spółek PGE SOLEO 2 sp. z o.o., PGE SOLEO 3 sp. z o.o., PGE SOLEO 6 sp. z o.o. i PGE SOLEO 7 sp. z o.o. to kwota każdorazowo po 50 000 PLN.
Pozostała działalność	PGE Inwest 8 sp. z o.o.	2 – 5 marca 2021 roku	2 marca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedyne go wspólnika spółki, tj. PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 820 000 PLN, tj. w wysokości po 16 400 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie do 5 marca 2021 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 5 marca 2021 roku.
Pozostała działalność	PGE Inwest 14 sp. z o.o.	22-27 kwietnia 2021 roku	22 kwietnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedyne go wspólnika spółki, tj. spółkę PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 2 381 058 PLN, tj. w wysokości po 537 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie do 28 kwietnia 2021 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 27 kwietnia 2021 roku.

ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca/spółka przejmowana	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	PGE Energia Odnawialna S.A. - spółka przejmująca ECO – POWER sp. z o.o. - spółka przejmowana	31 marca 2021 roku/ 30 kwietnia 2021 roku (wpis do KRS)	31 marca 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Odnawialna S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników ECO - POWER sp. z o.o. (spółka przejmowana) podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej zgodnie z postanowieniami art. 516 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem ECO – POWER sp. z o.o.
Obrót	PGE Obrót S.A. - spółka przejmująca PGE Centrum sp. z o.o. - spółka przejmowana	20 września 2021 roku/ Brak rejestracji w KRS	20 września 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Obrót S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników PGE Centrum sp. z o.o. (spółka przejmowana) podjęły uchwały o połączeniu spółek w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą, w zamian za akcje spółki przejmującej, które spółka przejmująca przyzna PGE S.A. jako jednemu wspólnikowi spółki przejmowanej. Wskutek połączenia Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Obrót S.A. podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki przejmującej o kwotę 37 283 500 PLN do kwoty 529 923 900 PLN w drodze emisji 372 835 akcji imiennych serii I o wartości nominalnej 100 PLN każda akcja. Ponadto Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Obrót S.A. postanowiło o przydzieleniu spółce PGE S.A. wszystkich nowych akcji spółki PGE Obrót S.A., o których mowa powyżej.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona/spółka przejmująca	Data transakcji/ rejestracji w KRS	Komentarz
Ciepłownictwo	PGE GiEK S.A. - spółka dzielona PGE Energia Ciepła S.A. - spółka przejmująca	15 kwietnia 2021 roku 24 maja 2021 roku obniżenie kapitału zakładowego PGE GiEK S.A. zostało zarejestrowane w KRS. 1 lipca 2021 roku podwyższenie kapitału zakładowego PGE Energia Ciepła S.A. zostało zarejestrowane w KRS	15 kwietnia 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia PGE GiEK S.A. oraz PGE Energia Ciepła S.A. podjęły uchwały w sprawie podziału PGE GiEK S.A. (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na spółkę PGE Energia Ciepła S.A. (spółka przejmująca) części majątku spółki dzielonej w postaci części oddziału tej spółki, tj. Oddziału Zespół Elektrowni Dolna Odra w zakresie obejmującym Elektrociepłownię Szczecin, Elektrociepłownię Pomorzany i system ciepłowniczy w Gryfinie stanowiących zorganizowane części przedsiębiorstwa, funkcjonalnie związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu oraz dystrybucją ciepła („ZCP”). Przeniesienie ZCP do spółki przejmującej odbyło się poprzez obniżenie kapitału zakładowego spółki dzielonej o kwotę 105 286 780 PLN do kwoty 6 477 850 820 PLN oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej o kwotę 120 347 940 PLN do kwoty 2 501 281 240 PLN w wyniku emisji 12 034 794 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.
Energetyka Konwencjonalna	PGE GiEK S.A. - spółka dzielona PGE Inwest 8 sp. z o.o. - spółka przejmująca	15 lipca 2021 roku/ 9 września 2021 roku obniżenia kapitału zakładowego PGE GiEK S.A. zostało zarejestrowane w KRS Brak rejestracji w KRS podwyższenia kapitału zakładowego PGE Inwest 8 sp. z o.o.	15 lipca 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE GiEK S.A. oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Inwest 8 sp. z o.o. podjęły uchwały w sprawie podziału PGE GiEK S.A. (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na spółkę PGE Inwest 8 sp. z o.o. (spółka przejmująca) części majątku spółki dzielonej w postaci części oddziału tej spółki tj.: PGE GiEK S.A. - Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra, w zakresie obejmującym budowę bloków gazowych stanowiącą zorganizowaną część przedsiębiorstwa („ZCP”), funkcjonalnie związaną z budową nowych bloków gazowych i wytwarzaniem w przyszłości energii elektrycznej. Przeniesienie ZCP do spółki przejmującej odbędzie się poprzez obniżenie kapitału zakładowego spółki dzielonej o kwotę 27 543 770 PLN do kwoty 6 450 307 050 PLN oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej o kwotę 32 314 000 PLN do kwoty 32 364 000 PLN w wyniku utworzenia nowych 32 314 udziałów spółki przejmującej o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. PGE S.A. jako jedyny akcjonariusz spółki dzielonej objęła wszystkie nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym spółki przejmującej.

PRZEKSZTAŁCANIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przekształcana/Spółka przekształcona	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Pozostała działalność	PGE Ekoserwis sp. z o.o. <i>po przekształceniu:</i> PGE Ekoserwis S.A.	2 grudnia 2020 roku 5 lutego 2021 roku nastąpił wpis do KRS	2 grudnia 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Ekoserwis sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie przekształcenia tej spółki w spółkę akcyjną pod firmą: PGE Ekoserwis S.A. Spółka PGE Ekoserwis S.A. powstała 5 lutego 2021 roku w wyniku jej wpisu w tym dniu do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego. Na dzień bilansowy PGE S.A. posiadała 222 850 akcji tej spółki, które stanowiły łącznie 95,08% udziału w kapitale zakładowym PGE Ekoserwis S.A.
Pozostała działalność	EPORE sp. z o.o. <i>po przekształceniu:</i> EPORE S.A.	21 grudnia 2020 roku 13 stycznia 2021 roku nastąpił wpis do KRS	21 grudnia 2020 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników EPORE sp. z o.o. podjęło uchwałę o przekształceniu tej spółki w spółkę akcyjną pod firmą: EPORE S.A. Spółka EPORE S.A. powstała 13 stycznia 2021 roku w wyniku jej wpisu w tym dniu do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego. PGE GiEK S.A. jest jedynym akcjonariuszem EPORE S.A., posiadającym 100% udziału w kapitale zakładowym tej spółki.

LIKWIDACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	PGE Trading GmbH z siedzibą w Berlinie („PGE Trading”)	1 marca 2021 roku Brak wykreślenia PGE Trading z rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Berlinie-Charlottenburgu	1 marca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Trading, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu PGE Trading i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych PGE Trading.

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

Na 30 czerwca 2021 roku żadna z osób zarządzających Spółką nie posiada ani nie zarządza bezpośrednio akcjami PGE S.A.

6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego

OŚWIADCZENIE W SPRAWIE RZETELNOŚCI SPORZĄDZENIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

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

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

OŚWIADCZENIE W SPRAWIE PODMIOTU UPRAWNIONEGO DO BADANIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO

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

7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 28 września 2021 roku.

Warszawa, 28 września 2021 roku

Podpisy członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

**Prezes
Zarządu**

Wojciech Dąbrowski

**Wiceprezes
Zarządu**

Wanda Buk

**Wiceprezes
Zarządu**

Paweł Cioch

**Wiceprezes
Zarządu**

Lechosław Rojewski

**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
ARP	Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. – spółka Skarbu Państwa wspierająca restrukturyzację polskich przedsiębiorstw
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 S.A 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 , 1 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 23 kwietnia 2009 roku (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63—87)
EV	Electric Vehicles (ang.) – samochody elektryczne
EW	Elektrownia Wodna
Fundusz CVC	Corporate Venture Capital; w modelu CVC spółki portfelowe, poza wsparciem finansowym, otrzymują możliwość weryfikacji swojego pomysłu w korporacji
FIT/FIP	Feed-in-Tariff (FIT) i Feed-in-Premium (FIP): system dopłat do ceny rynkowej energii elektrycznej dokonywany przez Zarządcę Rozliczeń 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	gigadžul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = ok. 278 kWh
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość końcowych 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	chlorowódor
Hg	rteć
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 skoordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A.
KDT	kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między PSE 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 peak'u, 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 2 lipca 2014 do 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 wydajnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. 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 Zarządy 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 energii elektrycznej	transport energii elektrycznej siecią przesyłową wysokiego napięcia (220 i 400 kV) od wytwórców do dystrybutorów
PSCMI-1	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 1 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miał w energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła
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 przedsiębiorstw energetycznych, 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 S.A.
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 rzeczywistością 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” przedsiębiorstw 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 z węgla w kogeneracji z ciepłem) i żółte certyfikaty (dla energii wytworzonej z gazu w kogeneracji z ciepłem)

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, , 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 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905 z 2007 roku)
Wskaźnik dyspozycyjności	(czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu
Wskaźnik wykorzystana mocy zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V= 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³)
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m ² x 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