

# SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

---

z działalności Grupy Kapitałowej PGE  
za okres 6 miesięcy

zakończony dnia 30 czerwca 2022 roku



*Prowadzimy w zielonej zmianie*

## SPIS TREŚCI

<b>1.</b>	<b>Grupa Kapitałowa PGE</b> .....	<b>4</b>
1.1.	Charakterystyka działalności .....	4
<b>2.</b>	<b>Ryzyka w działalności GK PGE</b> .....	<b>6</b>
2.1.	Perspektywa bieżąca .....	7
2.2.	Perspektywa długoterminowa .....	12
2.3.	Ryzyka i szanse związane ze zmianami klimatu oraz bezpieczeństwem wodnym .....	13
<b>3.</b>	<b>Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe</b> .....	<b>15</b>
3.1.	Otoczenie makroekonomiczne .....	15
3.2.	Otoczenie rynkowe.....	17
3.3.	Przydział Darmowych Uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .....	25
3.4.	Otoczenie regulacyjne .....	26
<b>4.</b>	<b>Działalność Grupy Kapitałowej PGE</b> .....	<b>42</b>
4.1.	Podstawowe segmenty działalności GK PGE.....	42
4.2.	Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE.....	43
4.3.	Charakterystyka segmentów działalności.....	50
4.4.	Istotne zdarzenia okresu sprawozdawczego oraz zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym.....	82
<b>5.</b>	<b>Pozostałe elementy Sprawozdania</b> .....	<b>100</b>
5.1.	Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej .....	100
5.2.	Publikacja prognoz wyników finansowych.....	109
5.3.	Informacje o akcjach i innych papierach wartościowych .....	109
5.4.	Istotne pozycje pozabilansowe .....	110
<b>6.</b>	<b>Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdania finansowego</b> .....	<b>111</b>
<b>7.</b>	<b>Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do badania sprawozdania finansowego</b> .....	<b>111</b>
<b>8.</b>	<b>Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu</b> .....	<b>112</b>
	<b>Słowniczek pojęć branżowych</b> .....	<b>113</b>

Kluczowe dane finansowe	Jedn.	Okres zakończony 30 czerwca 2022 roku	Okres zakończony 30 czerwca 2021 roku	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	mIn PLN	32 625	21 950	49%
Zysk/Strata z działalności operacyjnej (EBIT)	mIn PLN	4 254	3 158	35%
Zysk/Strata z działalności operacyjnej skorygowany o zdarzenia jednorazowe ( <b>EBIT powtarzalny</b> )	mIn PLN	2 087	2 263	-8%
Zysk/Strata z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację (EBITDA)	mIn PLN	6 392	5 254	22%
Marża EBITDA	%	20%	24%	
Zysk/Strata z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację skorygowany o zdarzenia jednorazowe ( <b>EBITDA powtarzalna</b> )	mIn PLN	4 212	4 290	-2%
Marża EBITDA powtarzalna	%	13%	20%	
Zysk/Strata netto	mIn PLN	3 305	2 719	22%
Nakłady inwestycyjne	mIn PLN	1 844	2 247	-18%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	mIn PLN	4 993	3 290	52%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	mIn PLN	-2 720	-2 076	31%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	mIn PLN	1 928	12	15 967%

Kluczowe dane finansowe		Stan na dzień 30 czerwca 2022 roku	Stan na dzień 31 grudnia 2021 roku	Zmiana %
Kapitał obrotowy	mIn PLN	5 076	917	454%
<b>Zadłużenie netto</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>-583</b>	<b>4 228</b>	<b>-</b>
Zadłużenie netto/LTM EBITDA <sup>1</sup> raportowana	x	-0,05	0,44	
Zadłużenie netto/LTM <b>EBITDA<sup>1</sup> powtarzalna</b>	x	-0,07	0,52	

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA		Okres zakończony 30 czerwca 2022 roku	Okres zakończony 30 czerwca 2021 roku	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	mIn PLN	2 160	932	132%
Rozwiązanie rezerwy - Rezerwa na prosumentów	mIn PLN	37	0	-
Rekompensaty KDT	mIn PLN	2	4	-50%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	mIn PLN	-19	17	-
Rozwiązanie rezerwy - Program Dobrowolnych Odejść	mIn PLN	0	11	-
<b>Razem</b>	<b>mIn PLN</b>	<b>2 180</b>	<b>964</b>	<b>126%</b>

<sup>1</sup>LTM EBITDA - EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

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



#### CIEPŁOWNICTWO

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



#### ENERGETYKA ODNAWIALNA

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



#### OBRÓT

Przedmiotem działalności segmentu jest hurtowy obrót energią elektryczną na rynku krajowym i zagranicznym, sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych, obrót uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>, 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 zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania ubocznymi produktami spalania (UPS), świadczenie usług w obszarach pomocniczych dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła oraz dostaw materiałów na bazie UPS.



## 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, oraz inwestycje w start-up'y.

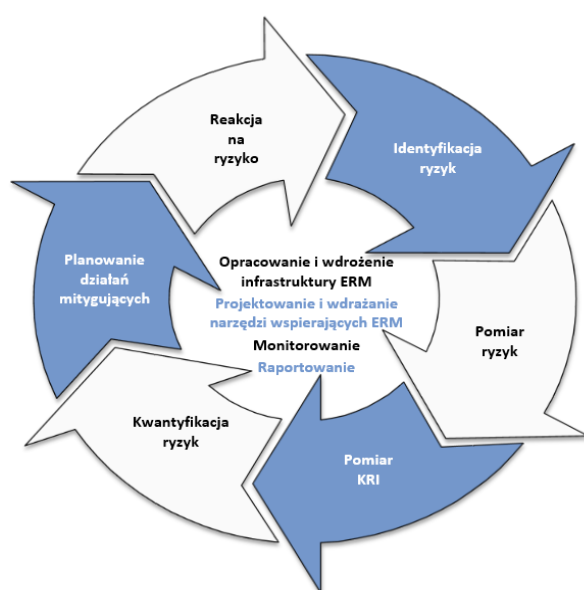
Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonują spółki odpowiedzialne za budowę bloków gazowo-parowych w Gryfinie (PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.) oraz planowanej, nowej jednostki niskoemisyjnej w Rybniku (Rybnik 2050 sp. z o.o.).

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

## 2. Ryzyka w działalności GK PGE



PGE S.A., jako Centrum Korporacyjne zarządzające Grupą Kapitałową, 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 te procesy, 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 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, która nie jest traktowana jako oddzielne ryzyko.

Obecny scenariusz (perspektywa roku 2022) nie uwzględnia sytuacji potencjalnego wydzielenia aktywów węglowych (segment Energetyka Konwencjonalna) 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	
<b>poziom niski</b>	ryzyko, które nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane			
<b>poziom średni</b>	ryzyko, co do którego powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści			
<b>poziom wysoki</b>	ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia			
<b>Ryzyka rynkowe i produktowe</b> związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	<b>Marża brutto na energii elektrycznej z aktywów wytwórczych GK PGE i obrocie produktami powiązаныmi</b> – jej wysokość wynika z niepewności co do przyszłych poziomów i zmienności cen rynkowych (cen energii elektrycznej oraz cen kluczowych produktów energetycznych – tj. CO <sub>2</sub> , paliw, w tym w szczególności węgla kamiennego, gazu i praw majątkowych)		↗	<b>Najważniejsze działania:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Optymalizacja aktywów wytwórczych - określenie scenariuszy produkcyjnych dla zaktualizowanych parametrów rynkowych energii elektrycznej, CO<sub>2</sub> i paliw.</li> <li>Podejście marżowe zamiast wolumenowego do limitów ryzyka rynkowego.</li> <li>Wykorzystanie jednolitych założeń organizacji procesu w kontekście strategii handlowych i planowania średnioterminowego (strategia zabezpieczania kluczowych ekspozycji w obszarze obrotu energią elektryczną i produktami powiązаныmi, odpowiadająca apetytowi na ryzyko w horyzoncie średnioterminowym).</li> <li>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 założone cele wynikające z przyjętej strategii.</li> <li>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.</li> <li>Badanie, monitorowanie oraz analiza rynków energii elektrycznej i trendów w sektorze w celu optymalnego wykorzystania możliwości wytwórczych i sprzedażowych.</li> <li>Wykorzystywanie odwoławczej ścieżki administracyjnej przewidzianej w Prawie Energetycznym i Kodeksie Postępowania Cywilnego.</li> <li>Pozyskiwanie nowych klientów - dywersyfikacja kanałów dotarcia do odbiorców końcowych oraz różnicowanie grupy docelowych, poprzez utrzymanie rozbudowanego portfolio produktowego i dopasowanie ofert do rynku.</li> </ul>
	<b>Produkcja energii elektrycznej i ciepła</b> – związana z planowaniem produkcji i negatywnym wpływem czynników kształtujących możliwości produkcyjne		↗	
	<b>Wolumen sprzedaży energii elektrycznej</b> - będący pochodną niepewności związanej z kształtowaniem się wskaźników makroekonomicznych, wpływających na zapotrzebowanie na energię elektryczną i towary energetyczne,		↔ <sup>1</sup>	

<sup>1</sup> Perspektywa ryzyka związana jest z wprowadzeniem mechanizmu Konta Regulacyjnego, który pozwala na wyrównywanie różnic w taryfie spółki w osiągniętych faktycznie przychodach w stosunku do planowanych przychodów, wynikających z zatwierdzanych taryf.

	w tym m.in. w kontekście wpływu epidemii COVID-19 i podejmowanych działań zaradczych			<ul style="list-style-type: none"> <li>Utrzymywanie dotychczasowych klientów - zdywersyfikowany portfel ofert lojalizujących oraz specjalne oferty dedykowane dla klientów utraconych na rzecz konkurencji.</li> <li>Dbłość o wysoką jakość obsługi poprzez budowanie kompetencji wśród pracowników oraz kształtowanie relacji w obszarze klientów biznesowych i indywidualnych.</li> <li>Wykorzystywanie narzędzi wspomagających procesy relacji z klientami umożliwiające lepsze planowanie oraz organizację samej sprzedaży.</li> <li>Zapewnienie oczekiwanej gotowości do pracy poszczególnych Jednostek Rynku Mocy.</li> </ul>
	<b>Taryfy (ceny regulowane)</b> – wynikające z obowiązku zatwierdzania dla odpowiednich grup podmiotów stawek dotyczących usług dystrybucyjnych, cen energii elektrycznej i ciepła	■■■	↗	
	<b>Rynek Mocy</b> – wynikające z niepewności związanej z wstrzymaniem płatności z Rynku Mocy i zagrożeń związanych z dotrzymaniem zobowiązań wynikających z obowiązku mocowego Jednostek Rynku Mocy	■■■	↔ <sup>2</sup>	
<b>Ryzyka majątkowe</b> związane z rozwojem i utrzymaniem majątku	<b>Awarie i szkody w majątku</b> – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych oraz ich ochroną przed czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, skutki zjawisk pogodowych, dewastacja)	■■■	↗	<b>Najważniejsze działania:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Dywersyfikacja dotychczasowej struktury źródeł produkcyjnych, wprowadzanie technologii ograniczającej negatywny wpływ czynników atmosferycznych.</li> <li>Aktywna realizacja strategii rozwoju i unowocześniania własnych mocy wytwórczych.</li> <li>Dokonywanie bieżących remontów zgodnie z najwyższymi standardami sektorowymi.</li> <li>Ubezpieczenie najważniejszych aktywów wytwórczych na wypadek awarii oraz powstania szkód w majątku. Składniki majątku ubezpieczone są w oparciu o analizę kosztów ubezpieczenia, dostępnych pojemności rynków ubezpieczeniowych na określone ryzyka lub dla poszczególnych rodzajów aktywów, kosztów związanych z ewentualnym odtworzeniem majątku i potencjalnie utraconych przychodów.</li> <li>Systematyczna poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych poprzez modernizację sieci dystrybucyjnej.</li> <li>Stałe monitorowanie przepisów i regulacji prawnych dotyczących ochrony środowiska oraz polityki energetycznej.</li> </ul>
	<b>Inwestycje rzeczowe</b> – związane ze strategicznym planowaniem powiększenia potencjału wytwórczego, dystrybucyjnego i sprzedażowego oraz prowadzeniem bieżącej działalności inwestycyjnej, rozwojowej i wynikających z nich zagrożeń	■■■	↗	
	<b>Zarządzanie majątkiem i inwestycje utrzymaniowe</b> – związane z zagrożeniami wynikającymi z utrzymania we właściwym stanie technicznym majątku produkcyjnego	■■■	↔	

<sup>2</sup> Perspektywa ryzyka jest stabilna; ryzyko związane z bieżącą działalnością operacyjną i zapewnieniem efektywnej gotowości do pracy Jednostki Rynku Mocy.



<b>Ryzyka operacyjne</b> związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych	<b>Gospodarowanie paliwami</b> – związane z niepewnością co do kosztów, jakości, terminowości i ilości dostarczanych paliw (głównie węgla kamiennego) oraz surowców produkcyjnych oraz sprawnością procesu zarządzania zapasami	■■■	↗	<b>Najważniejsze działania:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Optymalizacja czasu życia urządzeń i dyspozycyjności kluczowych składników majątku.</li> <li>• Terminowe przeglądy, remonty i modernizacje posiadanego majątku.</li> <li>• 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.</li> <li>• Monitorowanie zmian prawnych i zmian norm technicznych w zakresie produktów ubocznych.</li> <li>• Inwestycje w poprawę sprawności procesu spalania.</li> <li>• Stałe monitorowanie dostępności usług.</li> <li>• Tworzenie Planów Ciągłości Działania dla krytycznych systemów, opracowywanie i testowanie procedur awaryjnych.</li> <li>• Stały kontakt i współpraca z DRU oraz komórkami organizacyjnymi Spółki w zakresie zidentyfikowanych nowych ryzyk lub luk w aktualnych umowach ubezpieczeniowych.</li> <li>• Bieżący monitoring zmian w przepisach prawa.</li> <li>• Szkolenia w zakresie regulacji zapobiegających praniu pieniędzy oraz finansowaniu terroryzmu.</li> <li>• Wymóg zapoznania się z Dobrymi Praktykami Zakupowymi oraz z Kodeksem Postępowania dla Partnerów Biznesowych spółek GK PGE.</li> <li>• Ścieżka akceptacji oraz regulacje wewnętrzne dotyczące procesu zakupowego.</li> <li>• Kontrola środowiska pracy.</li> <li>• Szkolenie pracowników w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy.</li> <li>• Informowanie o zagrożeniach, obostrzeniach i zasadach związanych z COVID-19 (dedykowana zakładka w Intranecie).</li> <li>• 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.</li> <li>• Aktywny udział Grupy PGE w programach stażowych oraz współpracy z ośrodkami edukacji w celu zapewnienia dopływu wykwalifikowanych kadr.</li> <li>• Ocena i szkolenie kadr w celu optymalnego ich wykorzystania w strukturach Grupy.</li> </ul>
	<b>Cyberbezpieczeństwo</b> – ryzyko celowego zakłócenia prawidłowego funkcjonowania, przestrzeni przetwarzania i wymiany informacji tworzonej przez systemy informatyczne działające w Grupie	■■■	↗	
	<b>Nadzór nad polisami ubezpieczeniowymi</b> – zagrożenia wynikające z niedostosowania umowy ubezpieczenia do potrzeb lub nieprzestrzegania warunków umowy ubezpieczenia przez Spółkę, co może skutkować brakiem odszkodowania w całości lub w części	■■■ <sup>3</sup>	↔	
	<b>Reputacja</b> – związana z negatywnym odbiorem wizerunku podmiotu przez klientów, kontrahentów, inwestorów, akcjonariuszy, a także opinię publiczną	■■■	↔	
	<b>Zakupy</b> – związane z nieefektywnością i nieprawidłowością realizacji procesu zakupowego	■■■	↔	
	<b>Zasoby ludzkie</b> – związane z trudnościami w zapewnieniu kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań	■■■	↗	
	<b>Dialog społeczny</b> – związany z nieosiągnięciem porozumienia pomiędzy władzami Grupy a stroną społeczną, mogącego doprowadzić do strajków/sporów zbiorowych	■■■	↗	




<sup>3</sup> Poziom i trend ryzyka uwarunkowany został sytuacją związaną z planowanym wydzieleniem aktywów węglowych do NABE oraz utworzeniem spółki brokerskiej PGE Asekuracja S.A.

<b>Ryzyka regulacyjno – prawne</b> związane z wypełnieniem wymogów otoczenia prawnego	<b>Ochrona środowiska</b> – 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			<b>Najważniejsze działania:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>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.</li> <li>Dialog społeczny.</li> <li>Nadzór operacyjny w zakresie planowanych oraz realizowanych działań inwestycyjnych i modernizacyjnych w zakresie spełnienia wymagań środowiskowych.</li> <li>Udoskonalanie działań na rzecz ochrony i poprawy stanu środowiska, poprzez wdrażanie rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających sprawne i efektywne zarządzanie tym obszarem.</li> <li>Zmniejszanie emisyjności aktywów wytwórczych GK PGE, rozwój nisko i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii.</li> <li>Dostosowanie regulacji wewnętrznych oraz praktyk postępowania tak, aby prowadzona działalność była zgodna z regulacjami branżowymi i obowiązującymi przepisami.</li> <li>Monitorowanie i analiza stanu otoczenia regulacyjnego GK PGE na szczeblu międzynarodowym z oceną ryzyk.</li> <li>Ocena wpływu proponowanych zmian regulacyjnych na szczeblu międzynarodowym na GK PGE.</li> <li>Opiniowanie i kreowanie zmian otoczenia regulacyjnego na poziomie międzynarodowym w zakresie strategicznym.</li> <li>Zarządzanie współpracą i kontaktem z interesariuszami w zakresie regulacji na poziomie międzynarodowym, w tym poprzez działania Biura PGE S.A. w Brukseli.</li> <li>Zarządzanie członkostwem spółek GK PGE w organizacjach branżowych, w tym w ramach Eurelectric (poprzez Polski Komitet Energii Elektrycznej), COGEN Europe, Eurogas, WindEurope, EURACOAL (poprzez Związek Pracodawców Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego) i innych oraz prowadzenie współpracy z branżowymi organizacjami.</li> <li>Efektywne pozyskiwanie finansowania zewnętrznego oraz dozwolonej pomocy publicznej na realizację planowanych nisko i zeroemisyjnych inwestycji przez GK PGE.</li> </ul>
	<b>Bezpieczeństwo pracowników</b> – związane z niezapewnieniem bezpiecznych warunków pracy			
	<b>Klimat</b> – zobowiązania wynikające z ustaleń na poziomie unijnym, krajowym i celów strategicznych w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej UE			
	<b>Koncesje</b> – wynikające z ustawowego obowiązku posiadania koncesji w związku z prowadzoną działalnością (poziom i perspektywa ryzyka oparta o aktualną sytuację KWB Turów)			
	<b>Sprawozdawczość i podatki</b> – związane z niepewnością co do przyszłego kształtu i interpretacji przepisów podatkowych oraz zmian w przepisach sprawozdawczych			
<b>Ryzyka finansowe</b> związane z prowadzoną gospodarką finansową	<b>Kredytowe</b> – związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np.			<b>Najważniejsze działania:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> </ul>

<sup>4</sup> Perspektywa ryzyka związana jest z presją klimatyczną i wynika m.in. z propozycji wdrożenia nowych celów redukcyjnych UE, w tym pakietu regulacji Fit for 55. W perspektywie trwającej wojny w Ukrainie, związane jest to z szeregiem niepewności w zakresie przyszłych zmian i wdrożenia ich w zaproponowanym obecnie zakresie.

<sup>5</sup> Perspektywa ryzyka określona jako stabilna w wyniku podpisania ugody na poziomie rządu RP odnośnie sporu wszczętego przez Czechy. Ryzyko oceniane jako wysokie ze względu na brak istotnych zmian w decyzjach odnośnie nałożonych sankcji za brak wdrożenia środka tymczasowego (zaprzestania wydobycia węgla w KWB Turów).

<sup>6</sup> Perspektywa ryzyka w głównej mierze związana jest ze spadkiem ekspozycji kredytowej, wykazywanej na kontrahentach CO<sub>2</sub> (mającą wpływ na oczekiwaną i nieoczekiwaną stratę), co związane jest m.in. z rozliczeniem dostaw CO<sub>2</sub>, jakie miało miejsce w I połowie 2022 roku.

	brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych)			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.
	<b>Płynność finansowa</b> – związana z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej		↗	<ul style="list-style-type: none"> <li>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.</li> </ul>
	<b>Stopy procentowe</b> – wynikające z negatywnego wpływu zmian oprocentowania na przepływy pieniężne Grupy PGE		↗	<ul style="list-style-type: none"> <li>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.</li> </ul>
	<b>Walutowe</b> – wynikające z niekorzystnego wpływu wahań kursów walutowych na przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta krajowa		↗	

<sup>7</sup> Poziom ryzyka wynika z bezpośredniego negatywnego wpływu zmian oprocentowania na przepływy pieniężne GK PGE.

<sup>8</sup> Poziom ryzyka na poziomie średnim wynika z faktu, że większość ryzyka związanego z cenami CO<sub>2</sub> ulokowana jest w ryzyku marży.

## 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.

**GEOPOLITYKA** - ryzyko wynikające ze zmiany czynników i zjawisk geopolitycznych (m.in. polityka Unii Europejskiej, rozbieżność interesów, wojna na Ukrainie), powodujące ograniczony dostęp do surowców i ich podaży dla GK PGE.

**MAKROEKONOMIA** - ryzyko wynikające ze zmiany sytuacji gospodarczej, powodujące wahania wskaźników makroekonomicznych oraz cen surowców i paliw, mających wpływ na działalność GK PGE (zmiany gospodarcze mogące wpływać na pogorszenie wskaźników finansowych spółek z GK PGE).

**ZMIANY KLIMATU (METEOROLOGIA)<sup>9</sup>** - ryzyko wynikające z zagrożeń fizycznych, związanych z występowaniem ekstremalnych zjawisk pogodowych i wzrostem ich częstotliwości, w wyniku których mogą zostać uszkodzone składniki majątku GK PGE oraz zmiany klimatu, mające wpływ na zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło.

**ŹRÓDŁA WYTWARZANIA ENERGII** - ryzyko wynikające z nieodtworzenia zasobów wytwórczych z nowych źródeł energii w oczekiwanym wolumenie (energii i ciepła).

**DOSTĘP DO KAPITAŁU** - ryzyko związane z niepozyskaniem przez GK PGE kapitału potrzebnego do zrealizowania planowanych inwestycji.

**PRAWO I REGULACJE** - ryzyko związane ze zmianami systemu prawnego i niepewnością otoczenia regulacyjnego, w tym odnośnie nieoczekiwanych zmian, m.in. co do przyszłego kształtu systemów wsparcia, obciążeń regulacyjnych wynikających z wymogów środowiskowych, mających wpływ na GK PGE.

**REWOLUCJA TECHNOLOGICZNA** - ryzyko wynikające z rozwoju technologicznego, mającego istotny wpływ na kierunek zmian na rynku energii, m.in. co do sposobów wytwarzania energii.

**PREFERENCJE SPOŁECZNE** - ryzyko wynikające ze spodziewanej dalszej ewolucji preferencji społecznych w kierunku dbałości o środowisko, prowadzenia zrównoważonej działalności i odpowiedzialności społecznej, w zakresie oczekiwań klienta masowego, oceny atrakcyjności pracodawcy oraz opinii społecznej, które mogą oddziaływać na Grupę PGE.

**BEZPIECZEŃSTWO** - ryzyko wynikające z negatywnego wpływu m.in. sytuacji geopolitycznej zarówno na bezpieczeństwo fizyczne jak i cyberbezpieczeństwo działalności prowadzonej przez GK PGE, w tym 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 ICT (Information and Communication Technologies) oraz OT (Operational Technology), a co się z tym wiąże zakłócenie pracy procesu przez nią wspieranego).

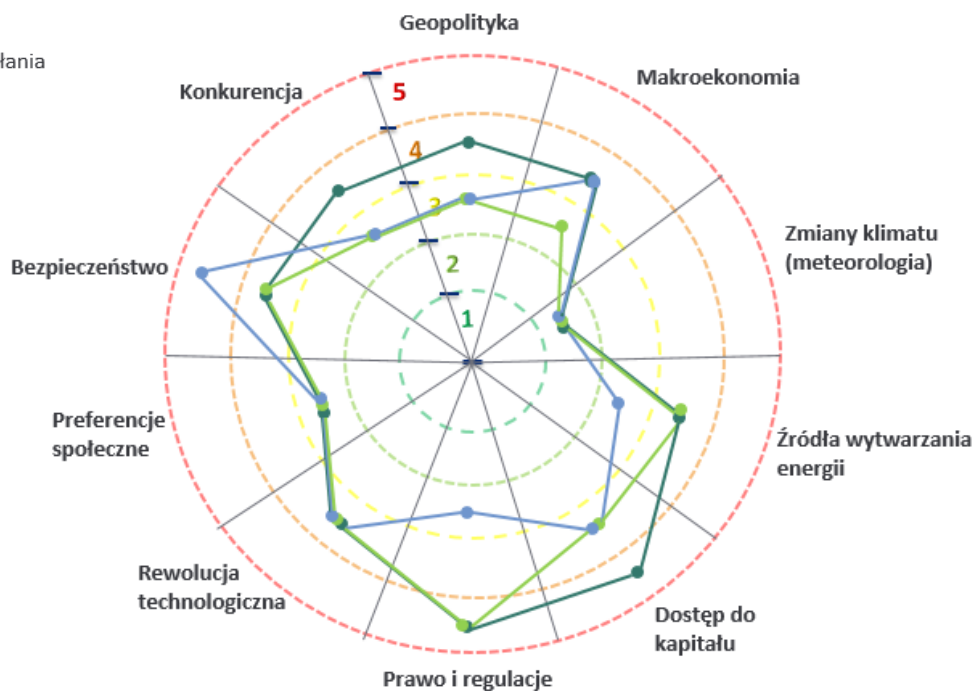
**KONKURENCJA** - ryzyko wynikające ze zmian strukturalnych w branży energetycznej, mających wpływ na otoczenie konkurencyjne GK PGE (m.in. budowanie przewagi konkurencyjnej poprzez źródła rozproszone, rozwój rynku prosumenckiego, rozwój ofert produktowych konkurencji oraz ich wzmocnienie strukturalne na rynku energetycznym).

<sup>9</sup>Dotyczy tylko zjawisk fizycznych, nie uwzględnia polityki klimatycznej UE. Kontekst ryzyk klimatycznych opisany jest w kolejnym punkcie.

## Wykres: Mapa ryzyk długoterminowych

### Wpływ:

- na realizację celów
- na wizerunek
- na ciągłość działania



### Skala oceny:



Źródło: Opracowanie własne

W odróżnieniu od ryzyk bieżącej działalności, ocena ryzyk długoterminowych została dokonana dla scenariusza uwzględniającego wydzielenie aktywów węglowych z Grupy Kapitałowej PGE, zgodnie z założeniem powstania NABE.

Umieszczenie na mapie na podstawie oceny (poziomu istotności) przedstawia wpływ danego ryzyka dla GK PGE w trzech różnych aspektach oddziaływania kolejno na realizację celów biznesowych, wizerunek firmy oraz ciągłość działania.

Mapa ryzyk długoterminowych powstała w oparciu o elementy dominujące w odpowiedziach, wg subiektywnego postrzegania rozwoju tych ryzyk w ocenie najwyższej kardy kierowniczej GK PGE (Członkowie Zarządu i Dyrektorzy Pionów).

## 2.3. Ryzyka i szanse związane ze zmianami klimatu oraz bezpieczeństwem wodnym

GK PGE po raz kolejny wzięła udział w międzynarodowym badaniu dot. wpływu firmy na środowisko tj. Carbon Disclosure Project - CDP (<https://www.cdp.net/en>). Grupa odpowiedziała na zapytania globalnych inwestorów dotyczące wpływu swojej działalności na klimat oraz zasoby wodne, określając zarówno ryzyka jak i szanse, związane ze zmianami klimatu oraz bezpieczeństwem wodnym.

Biznes zarówno wpływa na klimat, jak i od niego zależy. Istnieje współzależność między ryzykiem i możliwościami związanymi z klimatem dla biznesu.

Na każdą działalność gospodarczą oddziałują dwa typy ryzyk. Pierwsze jest to ryzyko fizyczne, związane z fizycznymi skutkami zmian klimatu tj. realnymi zagrożeniami w postaci ekstremalnych zjawisk pogodowych, suszy, powodzi, dostępu do surowców. Występują także ryzyka związane z transformacją w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i odpornej na zmiany klimatu i dotyczą spełnienia wymogów prawnych, wdrożenia nowych technologii czy też wpływu na reputację firmy.

Jednocześnie zmieniający się klimat oraz czynności na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatycznym tj. zmierzające do ich mitygacji i przystosowania do ich skutków, dostarczają nowych możliwości i szans na rozwój działalności. Szanse związane z klimatem w GK PGE dotyczą przede wszystkim efektywnego gospodarowania zasobami (w tym wodnymi), nowymi źródłami energii, nowymi produktami, usługami oraz zwiększonej odporności na zmiany klimatyczne.

### RYZYKA KLIMATYCZNE

Zarządzanie ryzykiem klimatycznym jest pierwszym krokiem na drodze do zrównoważonego rozwoju. Biznes powinien raportować wpływ swojej działalności na środowisko oraz rozumieć ryzyko i możliwości związane ze zmianami klimatycznymi, gdyż zarządzanie ryzykiem klimatycznym ma skutki finansowe. Dlatego też GK PGE koncentruje się nie tylko na ryzykach, ale również na szansach, aby zapewnić sobie odporność na zagrożenia oraz zwiększanie zrównoważonych zysków.

Proces korporacyjnego zarządzania ryzykiem klimatu i ryzykami związanymi z ochroną środowiska w Grupie Kapitałowej PGE realizowany jest, podobnie jak w przypadku innych ryzyk, na podstawie Procedury Ogólnej Korporacyjnego Zarządzania Ryzykiem. Identyfikacja i analiza ryzyka związanego z klimatem i ciągłe doskonalenie rozwiązań prośrodowiskowych, jak i narzędzi kontroli pozwala na skuteczne zarządzanie i minimalizację wpływu na klimat, przy jednoczesnej dbałości o wyniki finansowe GK PGE. Rozwiązania, jakie wypracowuje GK PGE mają na celu jej rozwój i zrównoważoną transformację zgodnie z wymogami klimatycznymi i dbałością o wszystkich interesariuszy.

Ryzyko klimatu w GK PGE zostało zdefiniowane w pięciu następujących obszarach:

- pozyskiwania funduszy pomocowych i zachęt inwestycyjnych w regulacjach krajowych - związane ze zwiększaniem wpływu wymogów klimatycznych, mających znaczenie przy przyznawaniu funduszy pomocowych i zachęt inwestycyjnych w regulacjach krajowych,
- regulacji międzynarodowych - związane z prawodawstwem UE w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej, w szczególności w ramach procedowanego pakietu Fit for 55,
- emisji CO<sub>2</sub> - związane z rosnącymi kosztami uprawnień do emisji, co może negatywnie wpłynąć na rentowność jednostek wytwórczych lub doprowadzić do wstrzymania produkcji w tych jednostkach,
- operacyjnym - związane z ekstremalnymi zjawiskami pogodowymi lub zmianami warunków klimatycznych, mogącymi ujemnie wpłynąć na majątek i działalność operacyjną GK PGE,
- inwestycyjnym - dotyczące niewypełnienia przez Grupę PGE zobowiązań inwestycyjnych, mających na celu zieloną transformację, na poziomie unijnym, krajowym i własnych celów strategicznych.

Każdy opisany wyżej obszar ryzyka klimatu jest oceniany w perspektywie krótkoterminowej, średnioterminowej oraz długoterminowej. Przyjęte horyzonty czasowe wynikają z analogii do realizowanych badań zewnętrznych. Do wyznaczenia ogólnej wartości ryzyka klimatycznego we wskazanych wyżej kategoriach użyto metody: najwyższej występującej wartości w próbie. We wszystkich przedziałach czasowych taka wspólna wycena oszacowana została na poziomie wysokim.

### RYZYKA ZWIĄZANE Z ZASOBAMI WODNYMI

GK PGE na podstawie swojej działalności bezpośrednio identyfikuje kwestie związane z zagrożeniami dot. gospodarki wodno-ściekowej, będące częścią ryzyka ochrony środowiska ocenianego w Grupie. Czynniki związane z ww. zagrożeniami są identyfikowane i poddawane ocenie ryzyka, wraz z określeniem działań mitygujących. Organizacja określa ich wpływ na podstawie wieloletnich doświadczeń, wiedzy eksperckiej i aktualnych uwarunkowań rynkowych.

Do najważniejszych czynników ryzyka należą:

- ryzyka fizyczne związane z wystąpieniem suszy oraz powodzi,
- stres wodny w postaci niedoboru wody,
- incydenty związane z zanieczyszczeniem czy zrzutem spiętrzonej wody,

- ryzyka regulacyjne związane z jakością i wolumenem zrzutu wody, wyższymi cenami wody, spadkiem jakości wody, niepewnością regulacyjną oraz zaostrzonymi standardami regulacyjnymi.

Natomiast najistotniejsze realizowane działania mitygujące i narzędzia służące zarządzaniu ww. ryzykami to:

- opracowanie planów na wypadek powodzi,
- zmiany w planie ciągłości działania,
- monitorowanie przepisów i regulacji prawnych oraz aktywny udział w wypełnianiu wymaganych obowiązków,
- działania prewencyjne oraz niedopuszczenie do awarii poprzez ciągły monitoring pracy urządzeń przez pracowników obsługi elektrowni, przestrzeganie zapisów zawartych w instrukcjach eksploatacji urządzeń.

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

#### 3.1. Otoczenie makroekonomiczne

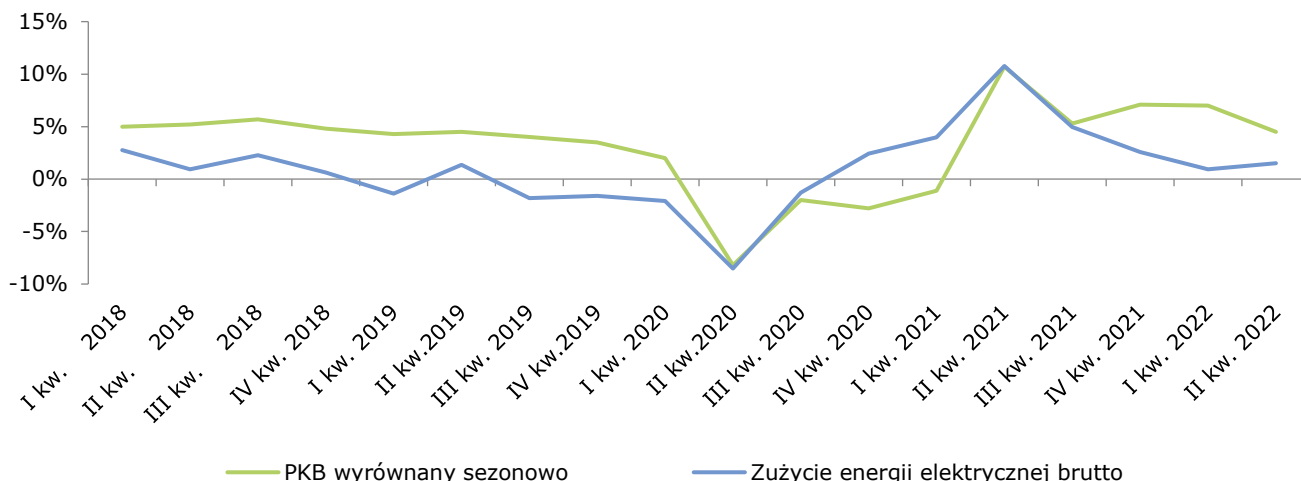
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w UE i na rynkach międzynarodowych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma 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 oraz 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 2022 roku odnotowano wzrost zużycia energii elektrycznej brutto o ok. 1,2% r/r. Stanowi to utrzymanie trendu wzrostowego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce zapoczątkowanego w I kwartale 2021 roku. Jednocześnie wzrost zapotrzebowania w I półroczu 2022 roku był niższy niż wzrost zapotrzebowania w I półroczu 2021 roku (kiedy wyniósł 7,1% r/r) przede wszystkim z uwagi na wyższe temperatury powietrza r/r w I kwartale 2022 roku.

Od początku 2022 roku w polskiej gospodarce obserwowano pozytywne tendencje, które utrzymywały się przez większość I kwartału 2022 roku. Agresja Rosji na Ukrainę 24 lutego 2022 roku spowodowała, że polska gospodarka odczuła negatywne konsekwencje, wynikające m.in. z ograniczeń w łańcuchach dostaw. Korzystny wpływ na wynik PKB w I kwartale 2022 roku miał przede wszystkim bardzo dobry gospodarczo początek 2022 roku. Jak podał GUS wzrost PKB Polski w I kwartale 2022 roku wyniósł 9% r/r, co stanowi poprawę sytuacji względem I kwartału 2021 roku, kiedy obserwowano spadek PKB o 1% r/r. W II kwartale 2022 roku polska gospodarka nieco wyhamowała a PKB wyniósł 4,7%. Osłabienie związane jest przede wszystkim z niższym wzrostem wydatków konsumenckich, spowolnieniem w budownictwie i stagnacją w handlu detalicznym.

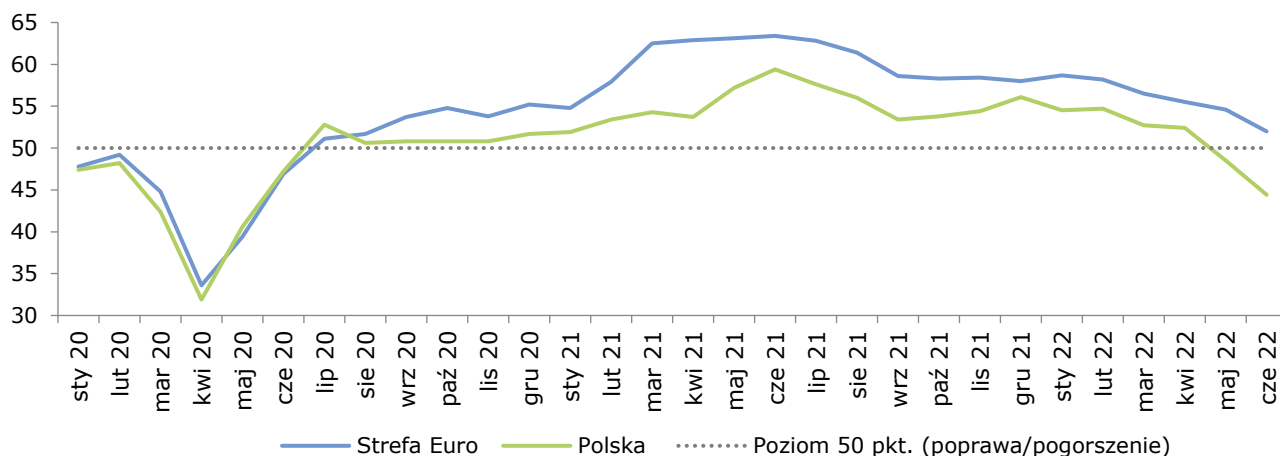
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.)

Wskaźnik Purchasing Managers' Index (PMI) odzwierciedla negatywny wpływ agresji Rosji na Ukrainę. Narastające napięcia geopolityczne i rosnąca inflacja doprowadziły do spadku nowych zamówień i produkcji przemysłowej, co przełożyło się na spadek optymizmu biznesowego do poziomu najniższego od wybuchu pandemii COVID-19. W czerwcu 2022 roku poziom PMI dla przemysłu w Polsce wyniósł jedynie 44,4 pkt. Wynik poniżej poziomu 50,0 pkt. oznacza, iż ankietowani menadżerowie nie oczekują poprawy sytuacji sektora. Wynik czerwcowy potwierdzał trend spadkowy wskaźnika PMI, trwający od początku 2022 roku. W konsekwencji odczyt PMI dla przemysłu w Polsce w I połowie 2022 roku wyniósł średnio 51,2 pkt., co oznacza spadek wskaźnika r/r o blisko 7% (średni PMI dla przemysłu w Polsce w I półroczu 2021 roku wyniósł 55,0 pkt.). Wybuch wojny wpłynął destabilizująco na sytuację w polskim sektorze przemysłowym. Produkcja i nowe zamówienia spadły, handel z krajami z za wschodniej granicy został mocno ograniczony. Dodatkowo rosnące ceny paliw i energii, niekorzystne zmiany kursów walut oraz inflacja kosztowa stanowią ogromne wyzwanie dla wielu przedsiębiorstw. Na polski przemysł wpływa również kondycja przemysłu Strefy Euro, gdzie wskaźnik PMI w I kwartale 2022 roku spadł o 8% r/r, czyli bardziej niż w Polsce. I kwartale 2022 roku wskaźnik PMI dla przemysłu Strefy Euro osiągnął średnio blisko 56,0 pkt, podczas gdy w tym samym okresie w ubiegłym roku wynosił średnio 60,8 pkt. Również w Strefie Euro rosnąca aktywność ekonomiczna z początku 2022 roku została częściowo zablokowana przez agresję Rosji na Ukrainę, co zostało odzwierciedlone przez utrzymujący się trend spadkowy wskaźnika PMI: od poziomu 58,7 w styczniu 2022 roku do poziomu 52,0 pkt. w czerwcu 2022 roku (wartość najniższa od blisko 2 lat). Ograniczenie optymistycznych nastrojów przedsiębiorców wynika przede wszystkim z przerwanych łańcuchów dostaw i ograniczenia rynku zbytu oraz wysokich cen paliw i energii elektrycznej.

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



Źródło: Markit Economics



Wartość produkcji sprzedanej przemysłu była w czerwcu 2022 roku o 10,4% wyższa niż rok wcześniej, co stanowi najniższy miesięczny wzrost r/r od początku 2022 roku. Dynamika średnio w całym I półroczu 2022 roku okazała się wyższa niż w analogicznym okresie roku ubiegłego, kiedy silnie odczuwalne były skutki ograniczeń wywołanych pandemią COVID-19. Jednocześnie w 2022 roku utrzymuje się trend spadkowy produkcji przemysłowej z miesiąca na miesiąc. Jest to rezultat rosnącej inflacji i słabnącego popytu, a także niedoborów w niektórych sektorach materiałów i półproduktów. Przemysł hamuje w ślad za spadającym popytem zagranicznym, utrzymującymi się problemami podażowymi i odwracającym się cyklem zapasów. W większości głównych grupowań przemysłowych w czerwcu 2022 roku odnotowano wzrost produkcji w skali roku. Produkcja dóbr inwestycyjnych zwiększyła się o 18,4% r/r, dóbr związanych z energią o 15,1% r/r, dóbr konsumpcyjnych nietrwałych o 11,4% r/r oraz dóbr zaopatrzeniowych o 7,3% r/r. Zmniejszyła się natomiast produkcja dóbr konsumpcyjnych trwałych o 7,9% r/r. Spadek popytu na dobra konsumpcyjne trwałe odzwierciedla słabsze zamówienia zagraniczne, gdzie skok cen gazu silnie uderzył w siłę nabywczą i nastroje konsumentów u naszych głównych partnerów handlowych.

## 3.2. Otoczenie rynkowe

### SYTUACJA W KRAJOWYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM

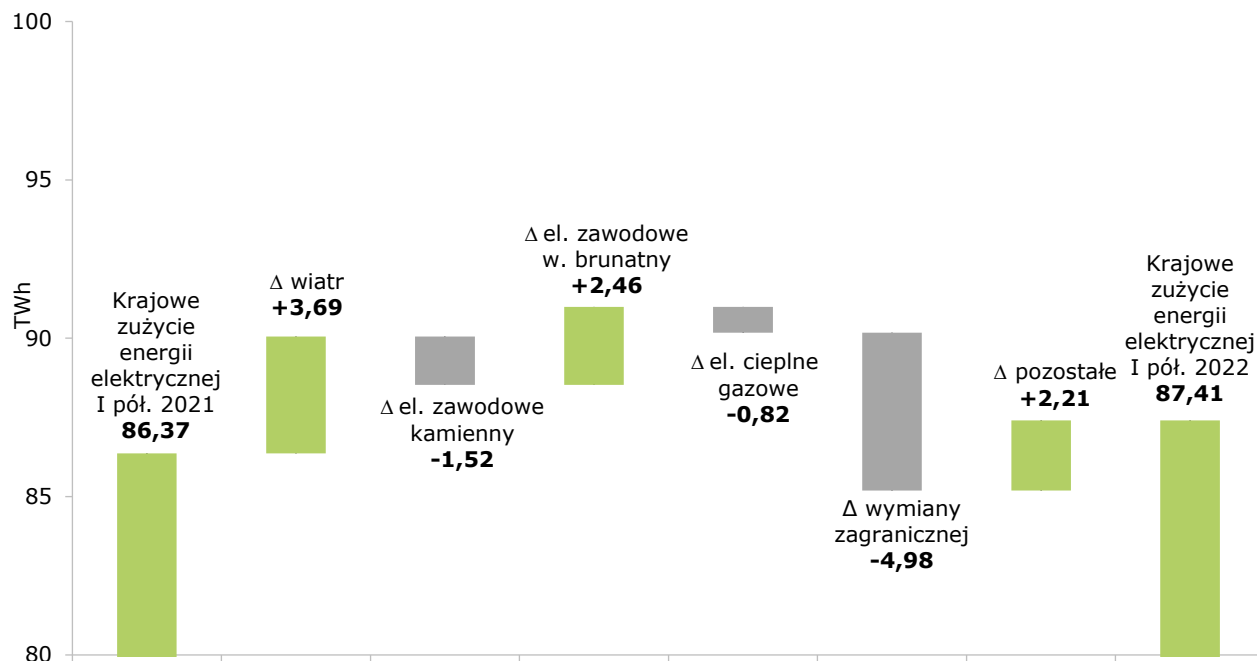
Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
<b>Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:</b>	<b>87,41</b>	<b>86,37</b>	<b>1%</b>
Elektrownie wiatrowe	10,45	6,76	55%
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu kamiennym	43,18	44,70	-3%
Elektrownie zawodowe ciepłone na węglu brunatnym	23,67	21,21	12%
Elektrownie zawodowe ciepłone gazowe	5,62	6,44	-13%
Saldo wymiany zagranicznej	-1,71	3,27	-
Pozostałe (wodne, inne odnawialne)	6,20	3,99	55%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

W I półroczu 2022 roku krajowe zużycie energii elektrycznej zwiększyło się (przede wszystkim z powodu wzrostu zapotrzebowania polskiej gospodarki ze względu na mniejszy wpływ pandemii COVID-19) o 1,0 TWh w porównaniu z okresem bazowym. Na skutek wzrostu mocy zainstalowanej oraz korzystniejszych warunków wietrznych, generacja wiatrowa wzrosła o 3,7 TWh r/r. Dodatkowo, ze względu na sytuację w krajach ościennych, import netto zmniejszył się o 5,0 TWh w porównaniu z rokiem poprzednim, wobec czego Polska stała się eksporterem netto w I półroczu 2022 roku (w I półroczu 2021 roku Polska była per saldo importerem energii elektrycznej). W rezultacie, do zbilansowania systemu energetycznego potrzebna była większa produkcja energii w zawodowych elektrowniach opalanych węglem brunatnym (+2,5 TWh). Jednocześnie odnotowano spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (-1,5 TWh) z uwagi na zakłócenia w dostawach węgla do Europy. Podobne przyczyny wzmocnione galopującymi cenami paliwa spowodowały zmniejszenie generacji w oparciu o gaz ziemny (-0,8 TWh).

Wykres: Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) – I półrocze 2022 roku (TWh).



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

## CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK KRAJOWY

### RYNEK DNIA NASTĘPNEGO (RDN)

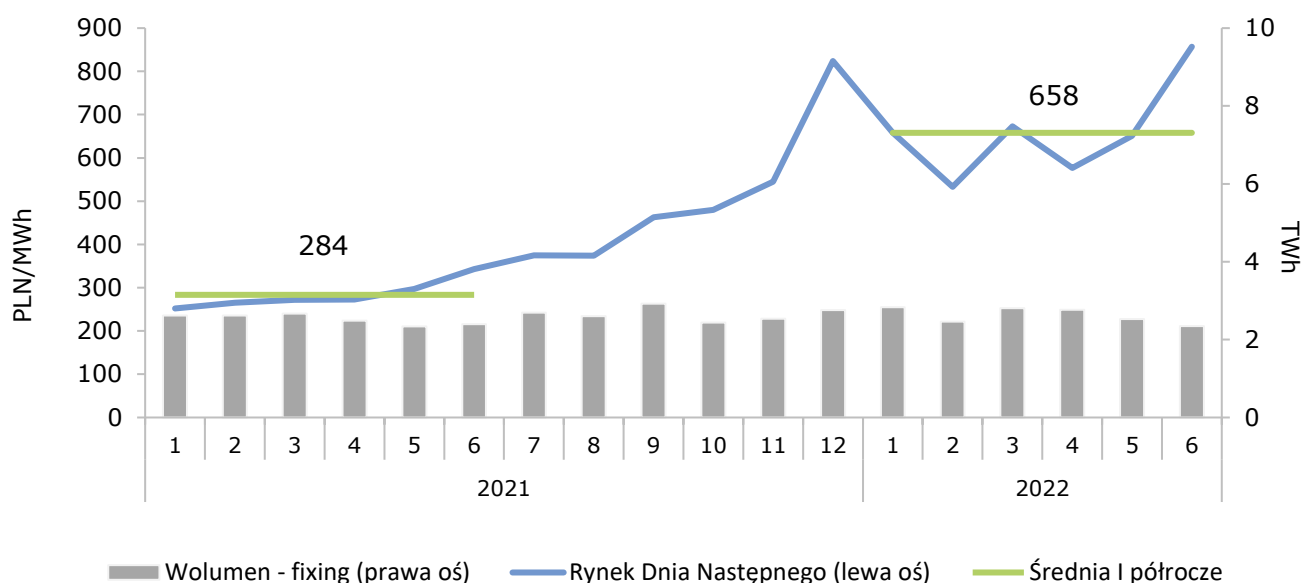
Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	658	284	132%
RDN – wolumen obrotu	TWh	15,74	15,12	4%

### ANALIZA – WYBRANE CZYNNIKI CENOTWÓRCZE WPŁYWAJĄCE NA NOTOWANIA RDN

Czynnik	Jedn.	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Uprawnienia CO <sub>2</sub>	EUR/t	84,00	44,57	88%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	14,26	11,44	25%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	10,45	6,76	55%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	12%	8%	
Wskaźnik: wymiana zagraniczna/zużycie KSE	%	-	4%	

W I półroczu 2022 roku średnia cena energii na Rynku Dnia Następnego wyniosła 658 PLN/MWh i była o 132% wyższa od średniej ceny (284 PLN/MWh) notowanej w analogicznym okresie roku poprzedniego. Do wzrostu cen przyczyniło się wyższe o 1,0 TWh, w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, zapotrzebowanie na energię elektryczną, wyższy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, wyższe ceny surowców i znacząco ograniczona ich podaż, co jest powiązane z trwającą wojną w Ukrainie.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na Rynku Dnia Następnego w latach 2021–2022 (TGE).<sup>1</sup>



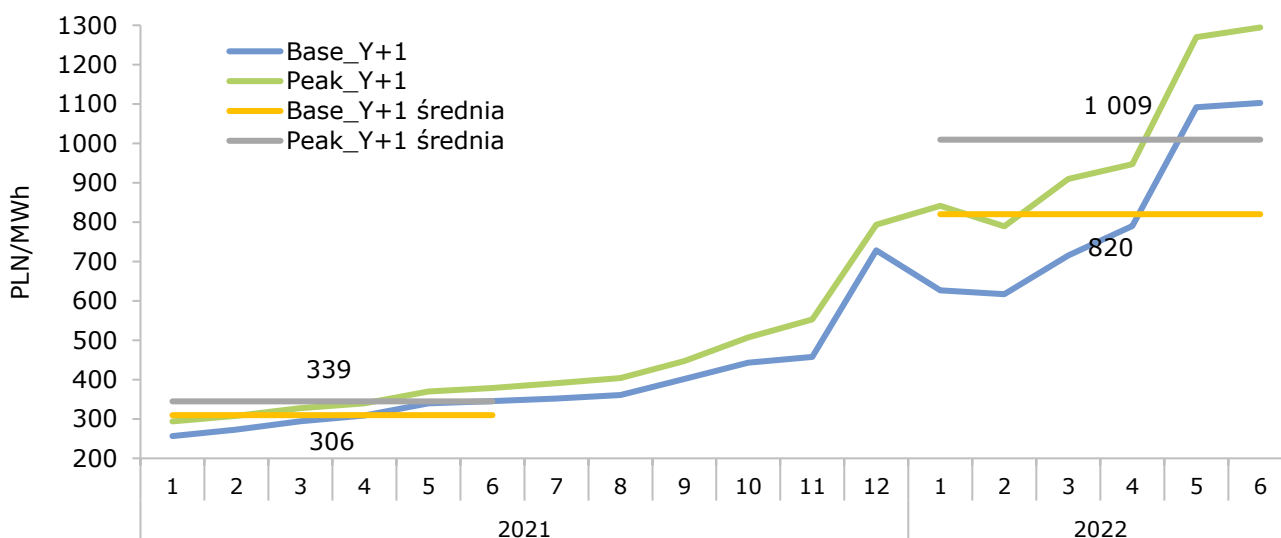
<sup>1</sup>Średniomiesięczny poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing).

### RYNEK TRANSAKcji TERMINOWYCH (RTT)

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	820	306	168%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	34,26	45,14	-24%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	1 009	339	198%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	3,40	5,30	-36%

Ceny energii na RTT kształtowane są przez podobny zestaw czynników fundamentalnych, jak ceny na RDN, opisane powyżej. Obserwowany wzrost cen produktu bazowego r/r dla całego roku związany był ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wysokimi cenami CO<sub>2</sub> i surowców.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2021–2022 (TGE).<sup>1</sup>

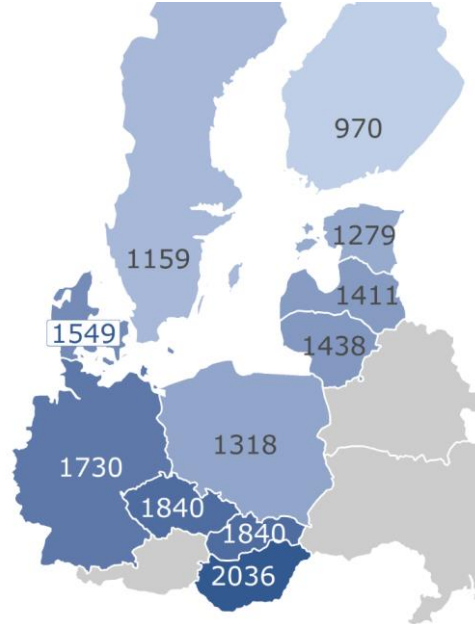


<sup>1</sup>Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następnny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY

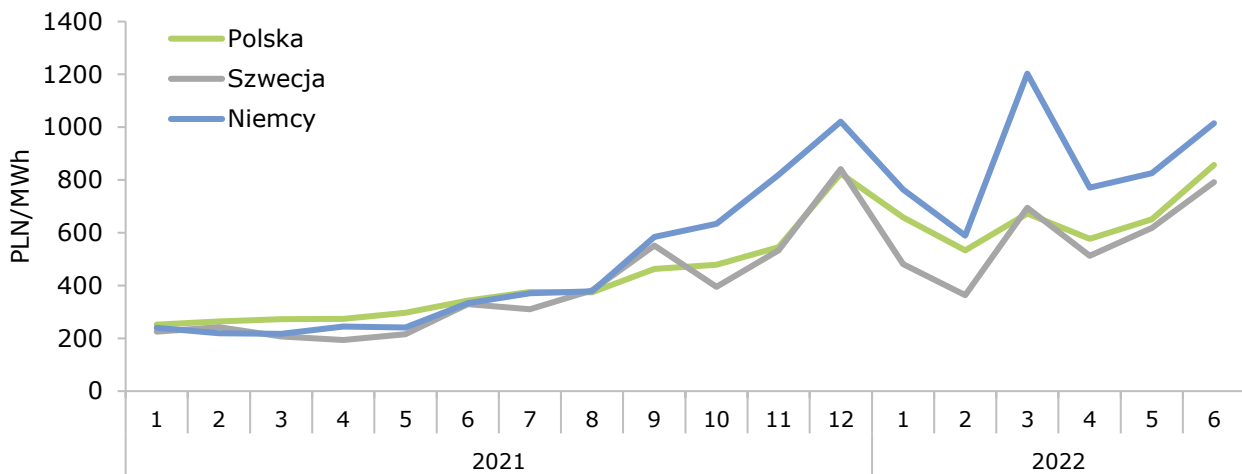
RYNEK HURTOWY (PORÓWNANIE RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2022 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,64).



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

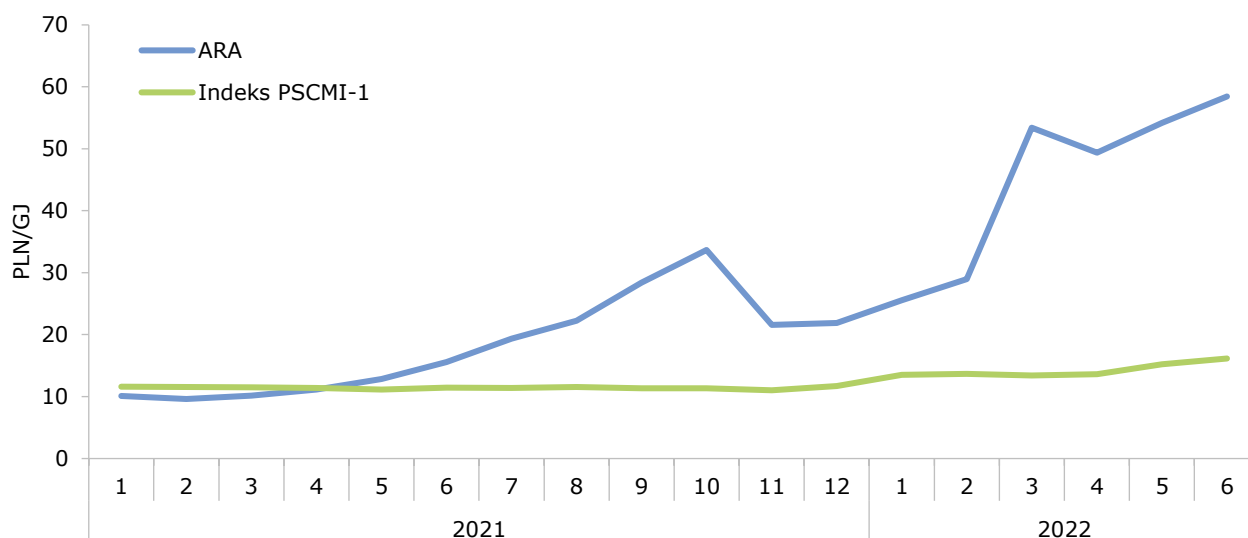
Wykres: Ceny energii na Rynku Dnia Następnego.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool

W I półroczu 2022 roku zmiana cen r/r na rynkach ościennych kształtowała się w przedziale 341-741 PLN/MWh (tj. wzrost o ok. 145-270%), natomiast w Polsce średni poziom cen był wyższy o 374 PLN/MWh r/r (wzrost o ok. 132%). Niska korelacja cen energii wynika z różnic w miksie technologicznym (udział odnawialnych źródeł energii) oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. Cena węgla kamiennego w portach ARA wzrosła o 288% r/r, podczas gdy krajowy indeks cen miałów energetycznych PSCMI-1 wzrósł w tym samym czasie o 25%.

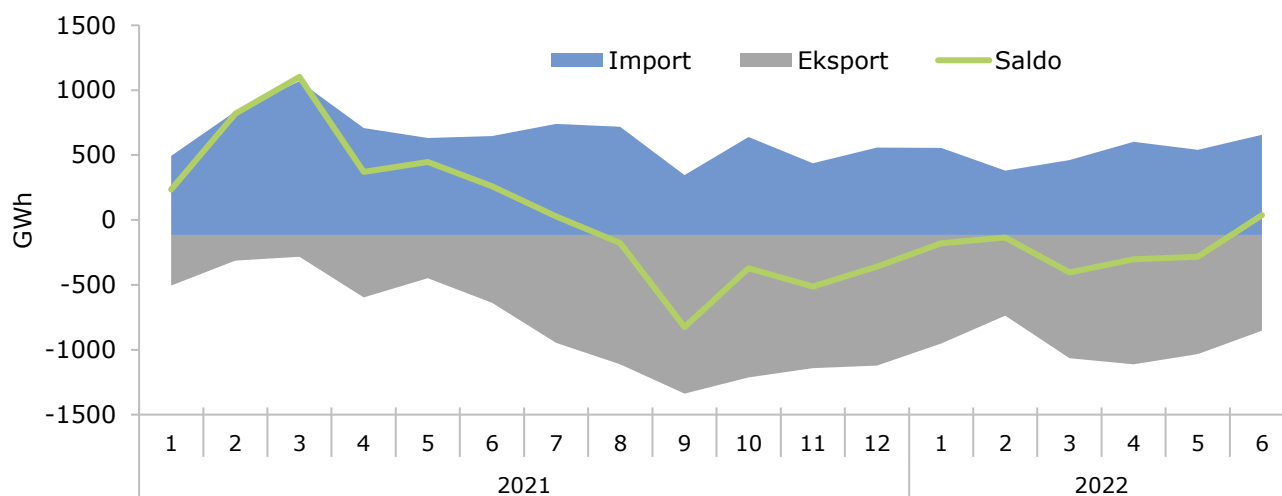
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1<sup>10</sup>.



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

### WYMIANA HANDLOWA

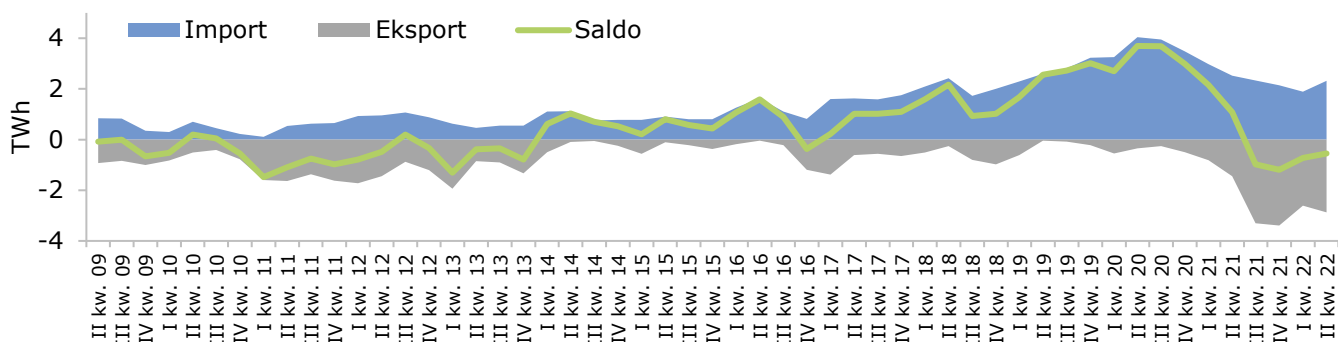
Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2021 - 2022.



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

<sup>10</sup> Porównanie ma charakter ilustracyjny. Indeksy ARA i PSCMI-1 różnią się metodologią: m.in. indeks ARA zawiera koszty ubezpieczenia i dostawy. PSCMI-1 – jest indeksem typu loco kopalnia, bez kosztów ubezpieczenia oraz kosztów dostawy. Inne są także standardy kaloryczności (ARA – 25,12 GJ/t vs. kaloryczność PSCMI-1 w przedziale 20-24 GJ/t). Ilustracja ma na celu porównanie trendu a nie absolutnego poziomu. Na potrzeby ilustracji indeks ARA przeliczony z USD/t na PLN/GJ.

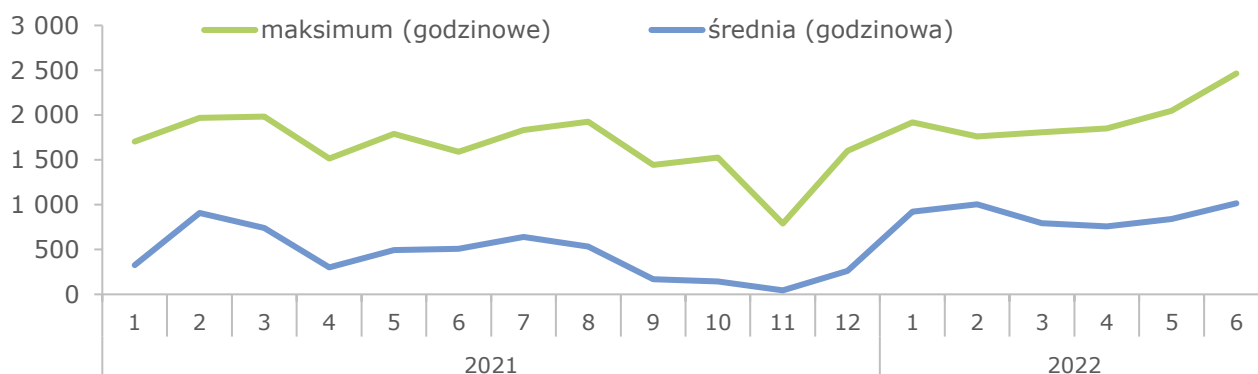
Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany zagranicznej w latach 2009 - 2022.



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

W I półroczu 2022 roku Polska była eksporterem netto energii elektrycznej a saldo wymiany handlowej wyniosło -1,3 TWh (import 4,2 TWh, eksport 5,5 TWh) i było niższe r/r o 4,5 TWh. Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał eksport głównie do Niemiec i Słowacji oraz import z Litwy.

Wykres: Saldo wymiany równoległej<sup>11</sup>: 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 ziemnego i węgla kamiennego) przełożył się na wzrost cen energii w krajach sąsiednich, co w efekcie ograniczyło import energii do Polski.

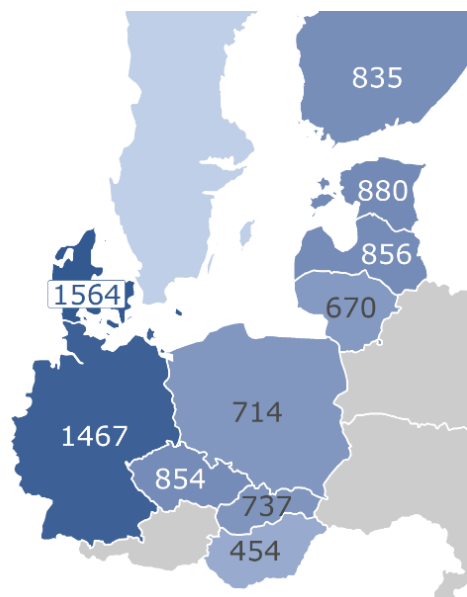
### RYNEK DETALICZNY

Zróźnicowanie 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 2021 roku<sup>12</sup> dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 44% ceny energii elektrycznej, w porównaniu do średniej dla UE wynoszącej 39%. W Danii i Niemczech udział narzutów w cenie energii elektrycznej przekraczał 50%.

<sup>11</sup> Wymiana równoległa – wymiana pomiędzy zsynchronizowanymi systemami na granicach z Niemcami, Czechami i Słowacją.

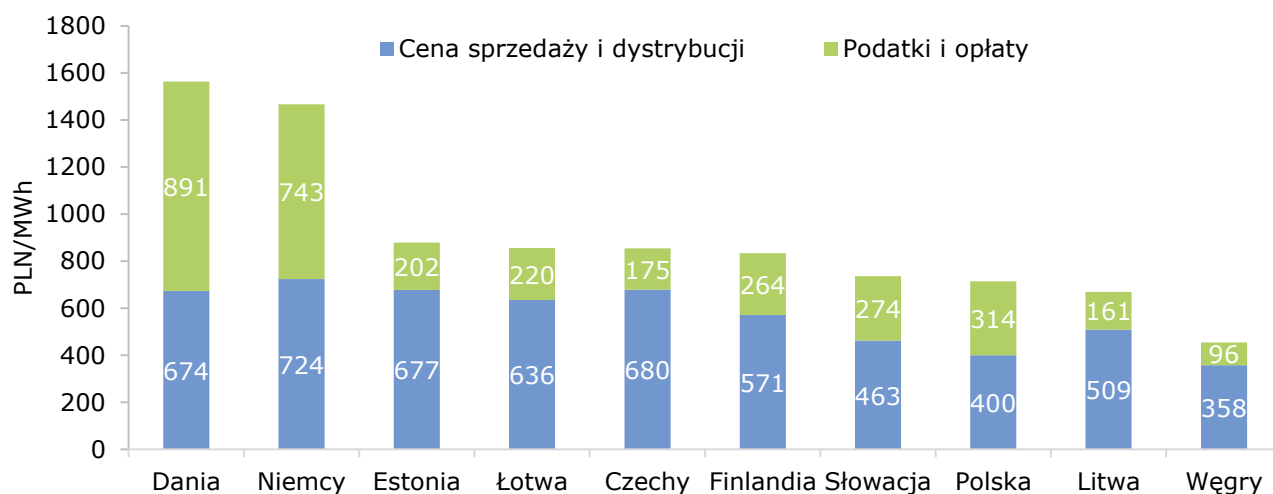
<sup>12</sup> Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2021 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,54 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2021 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,54 PLN).

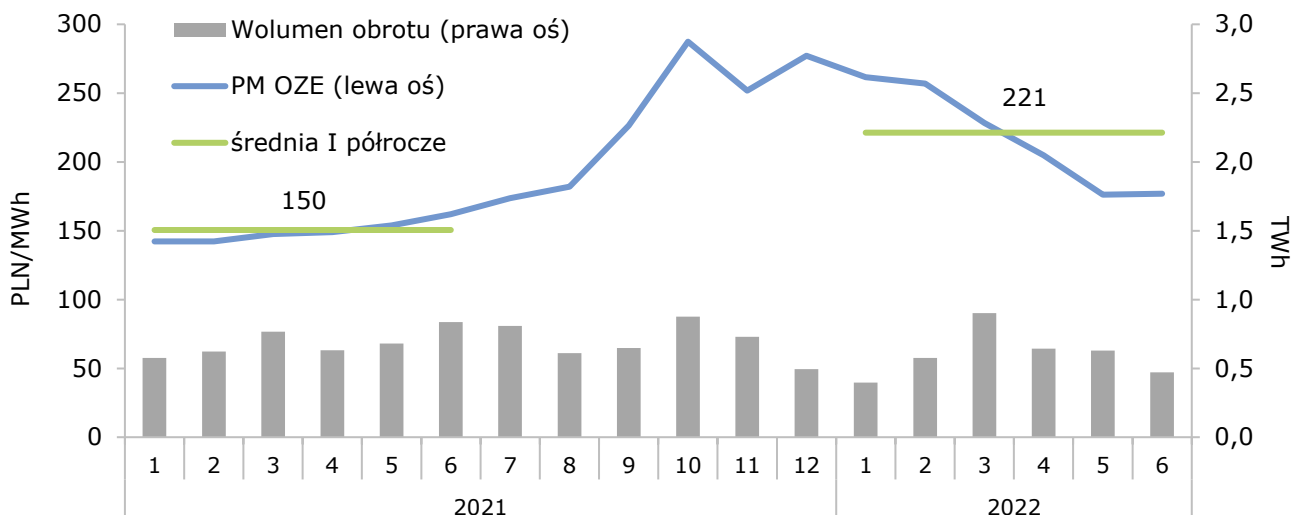


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

### CENY PRAW MAJĄTKOWYCH

W I półroczu 2022 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 221 PLN/MWh i była o 47% wyższa w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego roku. Obowiązek umorzeń zielonych certyfikatów w porównaniu z rokiem 2021 (19,5%) uległ zmianie i wynosi 18,5% dla 2022 roku.

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



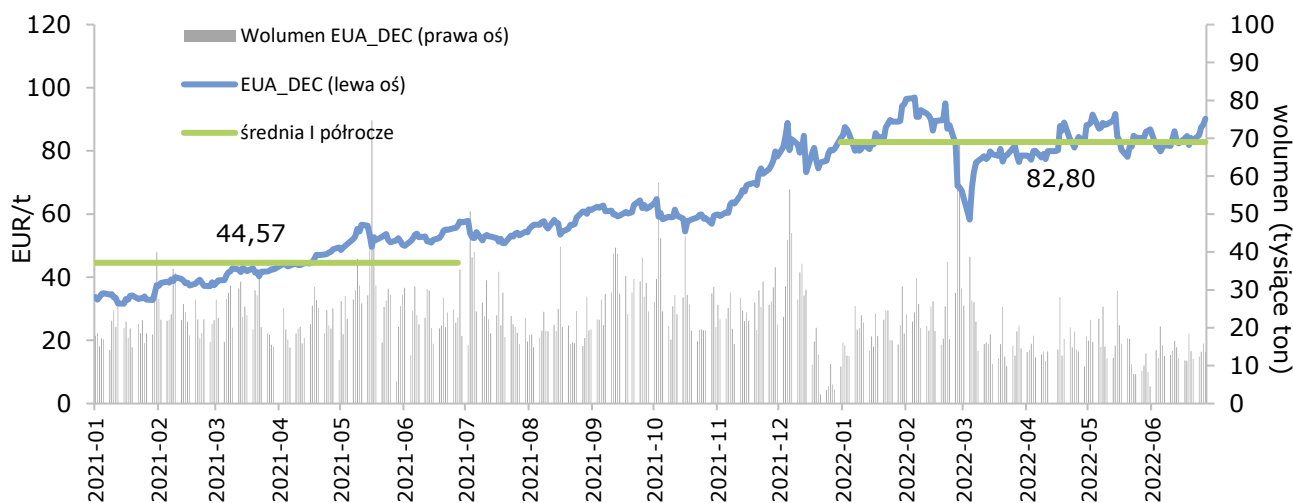
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

### CENY UPRAWNIENÍ DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA

Notowania uprawnień EUAs (European Union Allowances) są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO<sub>2</sub> w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO<sub>2</sub> w jednostkach wytwórczych Grupy PGE a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). 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 CO<sub>2</sub> 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 2022 roku średnia ważona notowań instrumentu EUA DEC 22 wyniosła 82,80 EUR/t i była znacząco wyższa (+86%) od średniej ceny 44,57 EUR/t instrumentu EUA DEC 21 obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE



### 3.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) 2019/1842 z 31 października 2019 roku, ustanawiającym zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do dalszych ustaleń dotyczących dostosowań przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ze względu na zmiany w poziomie działalności właściwy organ może zawiesić wydawanie bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji, dopóki nie zostanie stwierdzone, że nie ma wymogu dostosowania przydziału dla tej instalacji albo Komisja przyjmie decyzję, dotyczącą dostosowań przydziału dla tej instalacji.

W przepisach krajowych w ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wprowadzony został dodatkowy warunek dotyczący wydawania uprawnień do emisji dla instalacji. Ogólnie uprawnienia są wydawane do 28 lutego każdego roku, jednakże w przypadku instalacji wydawanie uprawnień do emisji następuje po złożeniu raportu, dotyczącego poziomu działalności i opublikowaniu informacji w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie urzędu obsługującego Ministra Klimatu i Środowiska. Zgodnie z Rozporządzeniem Komisji raporty dotyczące poziomu działalności przedkładane są do 31 marca każdego roku, stąd 8 kwietnia 2022 roku na rachunki prowadzących instalacje w Rejestrze Unii wydane zostały uprawnienia do emisji zgodnie z publikacją w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Klimatu i Środowiska z 7 kwietnia 2022 roku. Podmioty, których raporty były jeszcze weryfikowane przez KE, otrzymały uprawnienia 28 kwietnia 2022 roku.

Tabela: Emisja CO<sub>2</sub> w porównaniu do przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na 2022 rok (tony).


Produkt	Emisja CO <sub>2</sub> w I pół. 2022 roku	Przydział uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> na 2022 rok <sup>1</sup>
Energia elektryczna	31 362 154	-
Energia ciepła	2 845 995	618 414
<b>Razem</b>	<b>34 208 149</b>	<b>618 414</b>



<sup>1</sup>Przydziały uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dot. produkcji ciepła.



## 3.4. 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 okresie od 1 stycznia 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania, które mogą mieć wpływ na działalność GK PGE w kolejnych latach.

### KRAJOWE OTOCZENIE REGULACYJNE




Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii.</p> <p>Wykaz RCL: UC74</p>	<p>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.</p> <p>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.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ umożliwienie technicznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny od 2026 roku,</li> <li>▪ wdrożenie instytucji obywatelskich społeczności energetycznych,</li> <li>▪ prawo odbiorcy do dobrowolnego i czasowego obniżenia zużycia energii elektrycznej (DSR), agregacji, zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej,</li> <li>▪ uregulowanie funkcji agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień,</li> <li>▪ uregulowanie odpowiedzi odbioru i odbiorcy aktywnego na rynku energii,</li> <li>▪ umożliwienie posiadania niektórych instalacji magazynowania energii przez OSD i OSP,</li> <li>▪ rozszerzenie kompetencji URE,</li> <li>▪ przepisy dotyczące usług systemowych, usług elastyczności oraz zmiany w zakresie bilansowania,</li> </ul>	<p><b>23 czerwca 2021 roku</b> upłynął termin na zgłaszanie uwag. <b>6 lipca 2022 roku</b> Komitet RM ds. Cyfryzacji przyjął projekt.</p>	<p>Skierowanie do prac w Komitecie Stałym Rady Ministrów.</p>	<p>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>





Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii.</p> <p>Wykaz RCL: UD162</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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).</li> </ul> <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><b>8 kwietnia 2021 roku</b> opublikowano uwagi zgłoszone w toku konsultacji publicznych.</p> <p><b>14 kwietnia 2022 roku</b> na posiedzeniu Rady Ministrów projekt skierowano do rozpoznania przez Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów.</p>	<p>Rozpoznanie projektu przez Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów.</p>	<p>Proponowana zmiana zniesienia obliga giełdowego nie wpłynie negatywnie na działalność Grupy PGE.</p>
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Druk sejmowy: 1 382</p>	<p>Ustawa przewiduje zmianę sposobu rozliczania prosumentów energii odnawialnej poprzez zastąpienie dotychczasowego systemu opustowego, przewidującego możliwość magazynowania energii w sieci i zużycia jej w dowolnym innym momencie, systemem net billingu, który oznacza wycenę energii docelowo według wartości z godziny wytworzenia i godziny zużycia.</p> <p>Ponadto ustawa nakłada na prosumentów wchodzących do systemu od 1 kwietnia 2022 roku obowiązek uiszczenia opłaty dystrybucyjnej (dotychczas uiszczanej w imieniu prosumentów przez sprzedawców energii).</p> <p>W celu umożliwienia sprzedawcom rozliczania prosumentów ustawa nakłada na OSD obowiązek przekazywania sprzedawcom szczegółowych informacji pomiarowych. Sprzedawcy będą zobowiązani do przekazywania szczegółowych informacji rozliczeniowych prosumentom za pośrednictwem dedykowanego systemu teleinformatycznego.</p> <p>Ustawa wprowadza również instytucję prosumenta zbiorowego (weszła w życie <b>1 kwietnia 2022 roku</b>)</p>	<p><b>14 grudnia 2021 roku</b> Prezydent podpisał ustawę. Ustawa weszła w życie <b>1 kwietnia 2022 roku</b>, z wyjątkiem części przepisów dotyczących nabycia prawa do uczestniczenia w dotychczasowym systemie wsparcia prosumentów, które weszły w życie <b>22 grudnia 2021 roku</b> oraz przepisów dotyczących prosumenta wirtualnego, które wejdą w życie <b>2 lipca 2024 roku</b>.</p>	<p>-</p>	<p>Projekt ma kluczowe znaczenie dla segmentu Obrotu, na którym obecnie ciąży obowiązek rozliczania prosumentów i uiszczenia w ich imieniu opłaty dystrybucyjnej na rzecz OSD oraz dla segmentu Dystrybucji, który będzie obciążony obowiązkami zbierania i opracowywania danych pomiarowych dotyczących prosumentów.</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	Zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.  Wykaz RCL: UD207	oraz prosumenta wirtualnego (wejście w życie od <b>2 lipca 2024 roku</b> ).  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.	<b>15 grudnia 2021 roku</b> Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego wydała pozytywną opinię o projekcie. <b>W kwietniu 2022 roku</b> prace nad projektem od Ministerstwa Rozwoju i Technologii przejęło Ministerstwo Klimatu i Środowiska. <b>5 lipca 2022 roku</b> projekt został przyjęty przez Radę Ministrów i skierowany do Sejmu.	Prace parlamentarne.	Projekt ma znaczenie dla rozwoju segmentu Energetyka Odnawialna.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o bezpieczeństwie morskim oraz ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.  Wykaz RCL: UD232 Druk sejmowy: 2071	Projekt ustawy zawiera przepisy mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa podczas budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego oraz zespołów urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tych instalacji. Dla osiągnięcia tego celu przepisy zakładają wdrożenie odpowiednich mechanizmów nadzoru nad projektowaniem, budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych, obejmujących system certyfikacji i czynności nadzorczych dotyczących procesu realizacji inwestycji.	<b>22 lutego 2022 roku</b> projekt został przyjęty przez Radę Ministrów. <b>7 lipca 2022 roku</b> projekt został uchwalony przez Sejm. <b>20 lipca 2022 roku</b> ustawa została podpisana przez Prezydenta RP.	Publikacja ustawy w Dzienniku Ustaw.	Projekt ma znaczenie dla inwestycji w budowę morskich farm wiatrowych. Wprowadzenie nadmiernych mechanizmów certyfikacji może opóźnić harmonogram i zwiększyć koszty realizacji inwestycji w budowę morskich farm wiatrowych.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska	Celem projektu ustawy jest ustanowienie przepisów krajowych regulujących ustanowienie i zasady funkcjonowania Funduszu Transformacji Energetyki (FTE). Ze środków FTE mają być finansowane inwestycje w sektorze energetyki i przemysłu z wyłączeniem obszaru paliw stałych kopalnych, tj. węgla.	<b>6 kwietnia 2022 roku</b> opublikowano na RCL zmienioną wersję projektu ustawy. PGE zgłosiła uwagi samodzielnie oraz w ramach Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych i Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie. Trwa	Rozpatrzenie projektu przez Radę Ministrów i skierowanie do rozpatrzenia przez komisję prawniczą przy RCL.	Projekt będzie miał znaczenie dla całej GK PGE z wyłączeniem aktywów węglowych. Ze środków FTE będzie można uzyskać finansowanie inwestycji w obszarze: OZE, sieci, magazyny itd.




Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>Projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Wykaz RCL: UC52</p>	<p>Projekt ustawy ma na celu dostosowanie porządku prawnego regulującego różne aspekty zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego w zakresie gazu ziemnego do przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 roku, dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie UE nr 994/2010. W projekcie wprowadzono szereg rekomendowanych rozwiązań, które m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ zmieniają zasady tworzenia i utrzymywania zapasów (strategicznym) gazu ziemnego, za które odpowiedzialna będzie Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych,</li> <li>▪ ustalają wielkość zapasów gazu ziemnego na rok gazowy w wysokości 35% łącznego zapotrzebowania na gaz typu E w okresie 30 dni nadzwyczajnie wysokiego popytu na gaz, który może wystąpić nie częściej niż raz na 20 lat,</li> <li>▪ wprowadzają nowy sposób finansowania zapasów gazu ziemnego, który będzie polegać na comiesięcznym zasilaniu funduszu celowego opłatą gazową, uiszczaną przez przedsiębiorstwa zobowiązane,</li> <li>▪ definiują odbiorcę chronionego, który, co do zasady, nie będzie podlegać ograniczeniom w poborze gazu ziemnego w czasie obowiązywania stopni zasilania,</li> <li>▪ regulują zasady postępowania w przypadku zagrożenia w dostawach gazu ziemnego.</li> </ul>	<p>analiza zgłoszonych uwag.</p> <p><b>13 maja 2022 roku</b> upłynął termin na zgłaszanie uwag. <b>30 maja 2022 roku</b> opublikowano uwagi, ale bez odniesienia się projektodawcy.</p>	<p>Analiza przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych.</p>	<p>Projekt ma znaczenie dla działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach wytwórczych zasilanych gazem ziemnym, biorąc pod uwagę obowiązek uiszczania opłaty gazowej przez zleceniodawców usługi przesyłania oraz konieczność ograniczenia wolumenów zużywanego gazu w okresie wprowadzenia stopni zasilania.</p>
	<p>Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii</p>	<p>Rozporządzenie określa poziom obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii z OZE (PM OZE) dla tzw. podmiotów zobowiązanych w 2023 roku. Rozporządzenie zmniejsza poziom obowiązku dla PM OZE z 18,5% w 2022 roku do 12,5%. Jednocześnie, uzasadnienie do rozporządzenia przewiduje możliwość dalszego obniżenia poziomu obowiązku w kolejnych latach.</p>	<p>Rozporządzenie zostało przyjęte <b>13 lipca 2022 roku</b> i weszło w życie <b>11 sierpnia 2022 roku</b>.</p>	<p>-</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</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2023 roku.</p>				<p>w stosunku do wolumenu obrotu energią elektryczną.</p>
	<p>Wykaz RCL: 816 Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie procesów rynku energii.  Wykaz RCL: UD603</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 przygotowanie 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 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.</p>	<p><b>11 stycznia 2022 roku</b> Minister Klimatu i Środowiska podpisał rozporządzenie. Rozporządzenie weszło w życie <b>16 lutego 2022 roku</b>.</p>	<p>-</p>	<p>Rozporządzenie będzie miało istotny wpływ przede wszystkim na segment Dystrybucja, ale także na segmenty: Energetyka Konwencjonalna, Energetyka Odnawialna oraz Obrót.</p>
	<p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie systemu pomiarowego.  Wykaz RCL: UD507</p>	<p>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)</p>	<p>Rozporządzenie zostało wydane <b>22 marca 2022 roku</b> a weszło w życie <b>23 kwietnia 2022 roku</b>.</p>	<p>-</p>	<p>Rozporządzenie będzie miało istotny wpływ przede wszystkim na segment Dystrybucja, ale także na segmenty: Energetyka Konwencjonalna, Energetyka Odnawialna oraz Obrót. W zakresie działalności OSD konieczne będzie doprecyzowanie wymagań</p>

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
		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.			w zakresie dot. układów pomiarowych, w tym liczników energii elektrycznej oraz systemu pomiarowego.
	Projekt ustawy o dodatku osłonowym.  Wykaz RCL: 1820	Projektowana ustawa ma na celu zapewnienie wsparcia dla ok. 6,84 mln gospodarstw domowych w Polsce, w tym również gospodarstw najuboższych energetycznie, w pokryciu części kosztów energii oraz w pokryciu powiązanych z nimi rosnących cen żywności.  Z punktu widzenia GK PGE nałożone zostały dodatkowe obowiązki, w tym informacyjne.	Ustawa opublikowana w Dzienniku Ustaw - Dz.U. 2022 poz. 1. Weszła w życie <b>4 stycznia 2022 roku</b> .	-	Projekt jest istotny z punktu widzenia sprzedawcy energii elektrycznej. Ustawa generuje koszty po stronie segmentu Obrót ze względu na nałożone obowiązki informacyjne. Dodatkowo wprowadzone zostały obowiązki osłonowe dla grupy odbiorców wrażliwych.
	Projekt rozporządzenia w sprawie określenia szczegółowych warunków utraty statusu odpadów dla odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw.  Wykaz RCL: 655	Celem projektowanego rozporządzenia (zwanego dalej: projektem) jest określenie szczegółowych warunków utraty statusu odpadów dla odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw. Warunki określone w projekcie mają na celu ujednoczenie procedury utraty statusu odpadów istniejącej już w praktyce biznesowej na podstawie ogólnych warunków statusu odpadów (art. 14 ust. 1 ustawy o odpadach), w zakresie odnoszącym się do odpadów powstających w procesie energetycznego spalania paliw.	<b>4 lipca 2022 roku</b> projekt został zwolniony z komisji prawniczej. <b>13 lipca 2022 roku</b> Komisja Europejska (KE) notyfikowała projekt.	Projekt skierowany do dalszych prac w Radzie Ministrów.	Projekt jest istotny z punktu widzenia zagospodarowania odpadów/UPS w GK PGE, zwłaszcza dla segmentu Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo.
	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie określenia metod analizy ekonomicznej kosztów i korzyści oraz danych lub źródeł danych do celów tej analizy.  Wykaz RCL: 794	Projekt rozporządzenia jest wykonaniem zobowiązania do usunięcia naruszenia wskazanego przez KE dotyczącego nieprawidłowego stosowania oraz nieprawidłowej transpozycji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej.  W celu usunięcia wskazanego naruszenia została wprowadzona delegacja dla ministra właściwego do spraw energii do wydania rozporządzenia w sprawie określenia metod analizy ekonomicznej kosztów i korzyści oraz danych lub źródeł danych do celów tej analizy. Celem analizy jest umożliwienie bardziej efektywnej alokacji zasobów poprzez wykazanie	<b>1 lipca 2022 roku</b> rozporządzenie zostało przyjęte. Weszło w życie <b>20 lipca 2022 roku</b> .	-	Projekt ma znaczenie dla segmentu Ciepłownictwo.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	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: 795	wyższości danego przedsięwzięcia nad innymi z punktu widzenia korzyści społecznych. Projekt rozporządzenia przede wszystkim ma na celu: <ul style="list-style-type: none"> <li>zdefiniowanie wielkości k, będącej elementem wzoru na obliczenie wskaźnika referencyjnego tak, żeby wielkości te mógł obliczać i publikować Prezes URE w zależności od zmian warunków wykonywania działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne obciążających wytwarzanie ciepła w kogeneracji – dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne,</li> <li>określenie wielkości k, tak by uwzględniała brak w średnich cenach sprzedaży ciepła publikowanych przez Prezesa URE pełnej próby źródeł będących w systemie ETS.</li> </ul>	Rozporządzenie zostało wydane <b>15 marca 2022 roku</b> .	-	Projekt ma znaczenie dla segmentu Ciepłownictwo, ponieważ wpłynie na wzrost taryfy na ciepło.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o charakterystyce energetycznej budynków oraz niektórych innych ustaw.  Wykaz RCL: UC82	Nowelizacja przewiduje zmianę ustawy Prawo budowlane, która jest okazją do zagwarantowania obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczej.	<b>26 lipca 2022 roku</b> Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy i przekazała do dalszych prac w Sejmie.	Prace parlamentarne – prace w komisji sejmowej po pierwszym czytaniu.	Projekt ma wpływ na zapewnienie konieczności przyłączenia się do sieci ciepłowniczej, więc jest istotny z punktu widzenia segmentu Ciepłownictwo.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.  Wykaz RCL: UD361	Celem projektu ustawy jest modyfikacja przepisów dotyczących wydawania pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich oraz pozwoleń lub uzgodnień dla kabli lub rurociągów dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Dodatkowo projekt wprowadza regulacje dotyczące rozstrzygnięcia remisu w postępowaniach rozstrzygających dla wniosków o wydanie pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.	<b>24 marca 2022 roku</b> projekt został opublikowany na stronie RCL. <b>7 kwietnia 2022 roku</b> zakończyły się konsultacje publiczne. <b>26 lipca 2022 roku</b> opublikowano na stronie RCL nowy projekt ustawy kierując go do rozpatrzenia przez komisję prawniczą.	Potwierdzenie projektu przez Stały Komitet Rady Ministrów i przyjęcie go przez Radę Ministrów.	Projekt jest istotny z punktu widzenia GK PGE ze względu na jego wpływ na inwestycje w budowę morskich farm wiatrowych. Projekt reguluje kwestie związane z postępowaniem rozstrzygającym, którego przeprowadzenie będzie niezbędne dla przyznania pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.
	Projekt rozporządzenia Ministra Infrastruktury zmieniającego	Celem projektu jest doprecyzowanie zasad dla przeprowadzenia postępowania rozstrzygającego niezbędnego dla wyłonienia podmiotu, który uzyska	<b>24 marca 2022 roku</b> projekt został opublikowany na	-	Projekt jest istotny z punktu widzenia GK PGE ze względu na jego wpływ na inwestycje



Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	rozporządzenie w sprawie oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym.  Wykaz RCL: 213	pozwolenie na wnoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich pod budowę morskich farm wiatrowych. Projekt zakłada m.in. zmiany w punktacji za spełnienie kryteriów, jak również w sposobie oceny kryterium dotyczącego finansowania planowanego przedsięwzięcia. Rozstrzyga także kwestie dotyczące przedkładania dokumentów przez podmioty, które sporządzają sprawozdania finansowe, dla których rok obrotowy nie pokrywa się z rokiem kalendarzowym.	stronie RCL. Konsultacje publiczne zakończyły się <b>27 marca 2022 roku</b> . <b>30 czerwca 2022 roku</b> projekt został rozpatrzony przez komisję prawniczą. Rozporządzenie weszło w życie <b>4 sierpnia 2022 roku</b> .		w budowę morskich farm wiatrowych.
	Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie sposobu prowadzenia rozliczeń oraz bilansowania systemu przesyłowego gazowego w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.  Wykaz RCL: 821	Projekt rozporządzenia ma na celu określenie sposobu prowadzenia rozliczeń za uruchomione zapasy obowiązkowe gazu ziemnego oraz kalkulacji ceny za paliwa gazowe stosowanej do tych rozliczeń, jak również sposobu bilansowania systemu przesyłowego gazowego i prowadzenia rozliczeń z tytułu niezbilansowania w czasie uruchomienia zapasów. W projekcie określono wzory na wyliczenie: <ul style="list-style-type: none"> <li>opłaty za odebrane zapasy obowiązkowe,</li> <li>opłaty za uruchomienie zapasów obowiązkowych na rzecz danego podmiotu zlecającego usługę przesyłania (ZUP),</li> <li>opłaty za działania bilansujące, z uwzględnieniem ZUP, którego niezbilansowanie jest odpowiednio ujemne i dodatnie,</li> <li>opłaty związanej z neutralnością finansową bilansowania w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych.</li> </ul>	<b>17 maja 2022 roku</b> projekt został opublikowany na stronie RCL i skierowany do konsultacji publicznych, które zakończyły się <b>20 maja 2022 roku</b> .	Analiza przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych.	Projekt jest istotny z punktu widzenia działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi, biorąc pod uwagę ustanowienie systemu rozliczeń między PSE S.A. a zlecniodawcami usługi przesyłania za działania bilansujące podejmowane przez PSE S.A.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o gospodarowaniu nieruchomościami rolnymi Skarbu Państwa oraz niektórych innych ustaw.  Wykaz RCL: UD376	Projekt wprowadza regulacje, zgodnie z którymi nieruchomości rolne należące do Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa, w skład których wchodzi min. 70% nieużytków/ użytków klasy IV, będą mogły być wydzierżawiane na cele związane z pozyskiwaniem energii elektrycznej z OZE.	<b>19 kwietnia 2022 roku</b> projekt został opublikowany na stronie RCL. <b>10 maja 2022 roku</b> zakończyły się konsultacje publiczne.	Analiza przez MRiRW uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych.	Projekt umożliwi pozyskanie nowych gruntów, w szczególności nieużytków wchodzących w skład Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa, pod inwestycje OZE.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu	Projekt wprowadza zasadę, zgodnie z którą realizacja inwestycji w fotowoltaikę (PV) powyżej 1 MW będzie możliwa jedynie na podstawie Miejscowego Planu Zagospodarowania	<b>25 kwietnia 2022 roku</b> projekt został opublikowany na stronie RCL. <b>16 maja</b>	Analiza przez MRiT uwag nadesłanych w ramach konsultacji publicznych.	Projekt może przyczynić się do spowolnienia realizacji inwestycji w PV z tego względu, że niezbędne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
	<p>przestrzennym oraz niektórych innych ustaw.</p> <p>Wykaz RCL: UD369</p>	<p>Przestrzennego (MPZP). W przypadku braku uchwalonego MPZP, nie będzie można realizować przedmiotowej inwestycji na podstawie decyzji o warunkach zabudowy. Projekt zakłada także możliwość zastosowania trybu uproszczonego dla uchwalenia bądź też zmiany MPZP, m.in. w przypadku inwestycji PV, przy czym nie dotyczy to inwestycji znacząco oddziałujących na środowisko.</p>	<p><b>2022 roku</b> zakończyły się konsultacje publiczne.</p>		<p>będzie wpisanie inwestycji w MPZP. Średni czas, który jest niezbędny dla uchwalenia MPZP wynosi ok. 3 lata.</p>

## ZAGRANICZNE OTOCZENIE REGULACYJNE

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Ostatnie rozstrzygnięcia	Kolejny etap	Wpływ na GK PGE
<b>Europejski Zielony Ład/ Pakiet Fit for 55</b>					
	<p>Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE (dyrektywa ETS) i akty wykonawcze oraz delegowane. Decyzja 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (decyzja MSR).</p>	<p>Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO<sub>2</sub> zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.</p>	<p><b>5 kwietnia 2022 roku</b> na sesji plenarnej PE przyjął stanowisko do rewizji decyzji MSR.</p> <p><b>22 czerwca 2022 roku</b> na sesji plenarnej PE przyjął stanowisko ws. rewizji dyrektywy ETS, zakładające cel redukcyjny równy 63% w sektorach ETS. Dodatkowo, od 2025 roku udział w rynku pierwotnym EU ETS ma być możliwy tylko dla podmiotów z przeszłym, bieżącym lub przewidywanym obowiązkiem umarzania uprawnień (oraz dla instytucji działających na ich rzecz). Wzmocnieniu ma ulec również mechanizm przeciwdziałania nadmiernemu wzrostowi cen (Art. 29a dyrektywy ETS): uruchamiany jeżeli przez okres dłuższy niż sześć kolejnych miesięcy ceny uprawnień są ponad dwukrotnie wyższe od średniej cen w dwóch poprzednich latach. Zwiększona względem propozycji wyjściowej KE ma być również bezpłatna alokacja uprawnień dla ciepłownictwa systemowego.</p> <p><b>29 czerwca 2022 roku</b> Rada UE ds. Środowiska przyjęła podejście ogólne ds. rewizji dyrektywy ETS. Zgodnie ze stanowiskiem Rady cel redukcyjny w sektorach ETS ma wynieść 61%. Rada wprowadziła dodatkowo zmiany mające na celu szybsze uruchomienie i automatyzm uwalniania 75 mln uprawnień z rezerwy MSR w przypadku zastosowania mechanizmu art. 29a oraz dodatkowe</p>	<p><b>11 lipca 2022 roku</b> odbyła się pierwsza runda negocjacji międzyinstytucjonalnych pomiędzy Komisją, PE i Radą w ramach tzw. trilogów. Intencją instytucji UE jest zakończyć negocjacje do końca roku.</p> <p>Termin transpozycji zmian w dyrektywie ETS został zapisany w projekcie jako <b>31 grudnia 2023 roku</b>.</p>	<p>Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych, kosztem jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa wysokoemisyjne. Wzrost kosztów operacyjnych konwencjonalnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Możliwe uzyskanie bezpośredniego wsparcia inwestycyjnego w ramach Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego oraz częściowej bezpłatnej alokacji uprawnień dla ciepłownictwa systemowego. Wprowadzenie zmian do mechanizmu przewidzianego w art. 29a dyrektywy ETS powinno ograniczyć zmienność cen uprawnień do emisji. Kolejna rewizja dyrektywy ETS i decyzji MSR spowoduje dalszy wzrost cen uprawnień do emisji.</p>

uprawnienia dla ciepłownictwa:  
możliwy przydział dodatkowych 30%  
darmowych uprawnień dla  
ciepłownictwa pod warunkiem  
inwestycji zgodnych z planem  
osiągnięcia neutralności klimatycznej  
przez daną instalację.

W przyjętym również **29 czerwca 2022 roku** podejściu ogólnym do  
rewizji decyzji MSR, Rada  
opowiedziała się za przyjęciem  
wniosku legislacyjnego KE bez  
wprowadzania zmian do parametrów  
funkcjonowania rezerwy.



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.

**27 czerwca 2022 roku** Rada ds.  
Transportu, Telekomunikacji i Energii  
przyjęła podejście ogólne w sprawie  
dyrektywy OZE. Rada utrzymała cel  
OZE na poziomie 40%,  
a w ciepłownictwie Rada proponuje  
zmniejszenie poziomu obowiązku  
z 1,1 pp. do 0,8 pp. rocznie w okresie  
2021-2025 wraz z możliwością  
zaliczania energii elektrycznej  
wykorzystywanej w pompach ciepła  
do celów w tym sektorze.

**13 lipca 2022 roku** wiodąca w PE  
komisja ITRE przyjęła końcowy raport  
w sprawie dyrektywy OZE a na  
posiedzeniu plenarnym **14 września  
2022 roku** przyjęto ostateczne  
stanowisko Parlamentu  
Europejskiego. Postowie przyjęli m.in.  
wyższy ogólny cel OZE, tj. 45%  
i odpowiednio wyższe cele  
sektorowe. Parlament przyjął również  
możliwość zaliczania energii  
elektrycznej z OZE na poczet celów  
w ciepłownictwie systemowym.

Ponadto, w ramach komunikatu  
REPowerEU Komisja Europejska  
**18 maja 2022 roku** przedstawiła  
propozycje dodatkowych zmian do  
dyrektywy OZE, które zakładają  
zwiększenie proponowanego celu

Kolejnym etapem procesu są  
negocjacje  
międzyinstytucjonalne  
pomiędzy Komisją, PE i Radą  
w ramach tzw. trilogów. Jako  
datę transpozycji do prawa  
krajowego proponuje się **31  
grudnia 2024 roku**.

Poprawa konkurencyjności  
niskoemisyjnych źródeł energii  
w porównaniu do źródeł  
wysokoemisyjnych.  
Większy udział źródeł odnawialnych  
w polskim miksie energetycznym do  
2030 roku.



Dyrektywa 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa EED).

Dostosowanie legislacji związanej z poprawą efektywności energetycznej w odniesieniu do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.

udziału energii z odnawialnych źródeł w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku z 40 do 45% oraz propozycje usprawnień w procedurach administracyjnych, które mają przyspieszyć rozwój OZE. Projekt raportu posła-sprawozdawcy Markusa Piepera (EPP, DE) w tej sprawie we wiodącej komisji ITRE Parlamentu Europejskiego został opublikowany **5 września 2022 roku**.

**27 czerwca 2022 roku** Rada ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii przyjęła podejście ogólne w sprawie dyrektywy EED. Rada utrzymała cel redukcji zużycia energii o 9% w 2030 roku w porównaniu do 2020 roku. Przyjęto również zmiany w zakresie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego oraz wskaźników nowych rocznych oszczędności energii finalnej.

**13 lipca 2022 roku** wiodąca w PE komisja ITRE przyjęła końcowy raport w sprawie dyrektywy EED a na posiedzeniu plenarnym **14 września 2022 roku** przyjęto ostateczne stanowisko Parlamentu Europejskiego. Posłowie przyjęli m.in. wyższy cel zmniejszenia zużycia energii finalnej o 40% do 2030 roku i 42,5% w odniesieniu do energii pierwotnej w porównaniu do 2007 roku. Państwa miałyby określać wiążące wkłady krajowe, a współczynnik nowych rocznych oszczędności energii finalnej przyjęto na poziomie 2%.

Ponadto, w ramach komunikatu REPowerEU Komisja Europejska **18 maja 2022 roku** przedstawiła propozycję dodatkowej zmiany do dyrektywy EED, zakładającą zwiększenie celu redukcji zużycia



Kolejnym etapem procesu są negocjacje międzyinstytucjonalne pomiędzy Komisją, PE i Radą w ramach tzw. trilogów. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany w opublikowanym projekcie.

Poprawa konkurencyjności niskoemisyjnych źródeł energii w porównaniu do energii ze źródeł wysokoemisyjnych w szczególności w systemach ciepłowniczych.

Szybsze tempo wypierania kogeneracji węglowej z systemów ciepłowniczych w związku z wprowadzeniem nowego kryterium emisyjnego.

Konieczność szerszego rozwijania źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych.

Wyższy współczynnik rocznych oszczędności energii finalnej będzie wpływać na zwiększenie obciążeń systemem świadectw efektywności energetycznej.

			<p>energii w 2030 roku z 9 do 13% w porównaniu do 2020 roku. Projekt raportu posła-sprawozdawcy Markusa Piepera (EPP, DE) w tej sprawie we wiodącej komisji ITRE Parlamentu Europejskiego został opublikowany <b>5 września 2022 roku</b>.</p>		
 	<p>Dyrektywa 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa EPBD).</p>	<p>Dostosowanie legislacji związanej z poprawą charakterystyki energetycznej budynków w UE w odniesieniu do celu neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz do nowego, wyższego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE w 2030 roku.</p>	<p><b>6 czerwca 2022 roku</b> poseł-sprawozdawca w wiodącej komisji ITRE w PE Ciarán Cuffe (Greens/EFA, Irlandia) przedstawił projekt raportu w sprawie dyrektywy EPBD. Sprawozdawca proponuje obniżenie maksymalnych wartości dla zapotrzebowania na energię pierwotną w istniejących i nowych budynkach oraz wycofanie paliw kopalnych z sektora ogrzewania i chłodu do 2035 roku. Ponadto, od wejścia w życie dyrektywy państwa członkowskie nie mogłyby oferować zachęt finansowych na zakup kotłów na paliwa kopalne, a projekt raportu nie przewiduje żadnych wyjątków.</p> <p>Ponadto, w ramach komunikatu REPowerEU Komisja Europejska <b>18 maja 2022 roku</b> przedstawiła propozycje dodatkowych zmian do dyrektywy EPBD, dotyczących wymogów w zakresie energetyki słonecznej i przyspieszenia rozwoju instalacji wykorzystujących energię słoneczną na budynkach. Projekt raportu posła-sprawozdawcy Markusa Piepera (EPP, DE) w tej sprawie we wiodącej komisji ITRE Parlamentu Europejskiego został opublikowany <b>5 września 2022 roku</b>.</p>	<p>Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie oraz Parlamencie Europejskim. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nie został wskazany w opublikowanym projekcie.</p>	<p>Poprawa konkurencyjności odnawialnych źródeł energii jako źródła ciepła w budynkach. Zmniejszenie zapotrzebowania budynków na ciepło w związku z poprawą ich charakterystyki energetycznej. Szybsze tempo wypierania wszystkich paliw kopalnych w sektorach ciepłownictwa, w tym systemowego. Potencjalne zahamowanie rozwoju istniejących systemów ciepłowniczych ze względu na proponowane wymogi dla nowych i modernizowanych budynków.</p>



Rozporządzenie w sprawie wspierania infrastruktury paliw alternatywnych (rozporządzenie AFIR).

Celem przyjęcia nowego rozporządzenia, które uchyla dyrektywę ws. rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych jest zapewnienie szybszego rozwoju infrastruktury ładowania i wdrożenia celów w zakresie minimalnego rozmieszczenia stacji ładowania, w tym celów dotyczących odległości pomiędzy punktami ładowania w całej transeuropejskiej sieci transportowej (TEN-T).

**2 czerwca 2022 roku** Rada ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii przyjęła podejście ogólne w sprawie projektu rozporządzenia AFIR. Rada utrzymała propozycje KE w zakresie rozwoju ładowarek dla pojazdów lekkich oraz złagodziła wymogi w tym zakresie dla pojazdów ciężkich. Ponadto, utrzymana została definicja paliw alternatywnych.

Wniosek legislacyjny podlega jeszcze ostatnim pracom w Parlamencie Europejskim – czyli pracom nad raportem pośła sprawozdawcy w Komisji Transportu i Turystyki (TRAN). Przyjęcie końcowego raportu tej komisji w PE spodziewane jest wstępnie do końca **września 2022 roku** a głosowanie na posiedzeniu plenarnym PE w **październiku 2022 roku**.

Konieczność przygotowania sieci elektroenergetycznej do realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia AFIR w obszarze dystrybucyjnym.



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).

**14 grudnia 2021 roku** w trilogach pomiędzy PE, KE i Radą osiągnięto wstępne porozumienie dotyczące nowego kształtu przepisów rozporządzenia TEN-E.


**3 czerwca 2022 roku** w Dzienniku Urzędowym UE ogłoszone zostało Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. Rozporządzenie to weszło w życie 20 dni od jego publikacji w Dzienniku Urzędowym UE.

Pierwsza unijna lista projektów PCI w formie aktu delegowanego Komisji Europejskiej zgodnie z nowym rozporządzeniem zostanie ustanowiona do **30 listopada 2023 roku**.

Określenie zasad realizacji PCI to potencjalna szansa dla niektórych inwestycji GK PGE, które będą miały możliwość ubiegać się o status projektów PCI, mogących uzyskać wsparcie finansowe z instrumentu „Łącząc Europę”.

	<p>Dyrektywa 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).</p>	<p>Wprowadzenie nowych wymagań zastrzegających sposób określenia poziomu emisji w pozwoleniu zintegrowanym, zasady uzyskiwania derogacji od wymagań BAT i przyznających nowe kompetencje KE. Zwiększany jest udział społeczeństwa w postępowaniu odwoławczym. Operatorzy zobligowali będą wprowadzić System Zarządzania Środowiskowego, który będzie zawierał m.in. plan transformacji do 2050 roku w kierunku zrównoważonej, czystej i neutralnej dla klimatu gospodarki o obiegu zamkniętym.</p>	<p><b>5 kwietnia 2022 roku</b> KE zaprezentowała projekt zmian w dyrektywie. KE proponuje:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ zmianę zasad określania progów emisji wg BAT, w tym konieczność uzasadnienia osiągalnego poziomu emisji,</li> <li>▪ wprowadzenie wymogów odnoszących się do efektywności energetycznej,</li> <li>▪ zwiększenie udziału społeczeństwa w postępowaniu,</li> <li>▪ wprowadzenie obowiązkowego systemu zarządzania środowiskowego,</li> <li>▪ możliwość dochodzenia roszczeń za szkody wywołane działaniem instalacji i zmiany ciężaru dowodowego,</li> <li>▪ zmianę zasad przyznawania derogacji, w tym przygotowanie wytycznych przez KE.</li> </ul>	<p>Wniosek legislacyjny podlega dalszym pracom w Radzie i Parlamencie Europejskim. Wejście w życie nowej dyrektywy planowane jest na <b>koniec 2024 roku</b>. Stanowisko PE ma zostać przyjęte <b>do końca 2022 roku</b>.</p>	<p>Wejście w życie zaproponowanych rozwiązań może spowodować poniesienie dodatkowych nakładów inwestycyjnych w segmentach Energetyka Konwencjonalna oraz Ciepłownictwo.</p>
---	--	--	--	---	---

### Regulacje dotyczące perspektywy finansowej na lata 2021-2027 oraz zrównoważonego finansowania

	<p>Rozporządzenie 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (rozporządzenie dot. taksonomii) i Rozporządzenie delegowane 2022/1214</p>	<p>Ułatwienie finansowania zrównoważonego wzrostu gospodarczego w UE.</p>	<p><b>2 lutego 2022 roku</b> KE zaprezentowała akt delegowany określający szczegółowe techniczne kryteria przesiewowe w zakresie wykorzystania energii jądrowej i gazu. <b>9 marca 2022 roku</b> KE oficjalnie przyjęła ten akt delegowany.</p> <p><b>14 czerwca 2022 roku</b> komisje ECON i ENVI przegłosowały rezolucję o odrzuceniu przez PE aktu delegowanego. Rezolucja ta została jednak odrzucona podczas głosowania</p>	<p>Rozporządzenie delegowane będzie stosowane od <b>1 stycznia 2023 roku</b>.</p>	<p>Wpływ na dostępność oraz koszt środków finansowych pozyskiwanych przez spółki GK PGE na inwestycje. Bezpośredni wpływ na pozyskanie kapitału zewnętrznego dla inwestycji w kondensację i wysokosprawną kogenerację gazową, w zależności od lokalizacji i spełnienia kryteriów określonych przez dodatkowy akt delegowany.</p> <p>Obowiązek włączania do oświadczenia na temat informacji niefinansowych lub skonsolidowanego oświadczenia na temat informacji niefinansowych, informacji odnośnie udziału</p>
---	---	---	--	---	--



---

określające  
techniczne kryteria  
przesiewowe dla  
energetyki jądrowej  
i gazu.

na posiedzeniu plenarnym PE **6 lipca 2022 roku**.

**11 lipca 2022 roku** upłynął termin na zgłoszenie sprzeciwu przez PE i Radę. W Radzie akt delegowany również nie został zablokowany.






**15 lipca 2022 roku** Rozporządzenie delegowane 2022/1214, określające techniczne kryteria przesiewowe dla energetyki jądrowej i gazu zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE.

w obrocie, CAPEX-ie i OPEX-ie działalności zrównoważonych pod względem środowiskowym. Zgodność z zasadą „nie wyrządzania znaczącej szkody” będzie dodatkowym kryterium oceny projektów inwestycyjnych w ramach instrumentów finansowych UE.

---

## 4. Działalność Grupy Kapitałowej PGE

### 4.1. Podstawowe segmenty działalności GK PGE

	 <b>Energetyka Konwencjonalna</b>	 <b>Ciepłownictwo</b>	 <b>Energetyka Odnawialna</b>	 <b>Dystrybucja</b>	 <b>Obrót</b>
<b>Kluczowe aktywa segmentu</b>	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	20 farm wiatrowych 5 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	297 384 km linii dystrybucyjnych	-
<b>Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia ciepła</b>	12 852 MWe/844 MWt	2 608 MWe/6 914 MWt	2 416 MWe/-	-	-
<b>Wolumeny energii elektrycznej</b>	Produkcja energii elektrycznej netto 26,53 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 4,22 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,57 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 18,62 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 17,44 TWh <sup>1</sup>
<b>Wolumeny energii cieplnej</b>	Produkcja ciepła netto 1,83 PJ	Produkcja ciepła netto 28,74 PJ	-	-	-
<b>Pozycja rynkowa</b>	GK PGE jest liderem w dziedzinie wydobywania węgla brunatnego w Polsce (93%)  GK PGE jest również krajowym liderem w produkcji energii elektrycznej oraz największym wytwórcą ciepła sieciowego	-	GK PGE jest największym producentem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (bez uwzględniania biomasy i biogazu) z rynkowym udziałem ok. 8%	Drugi pod względem ilości klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

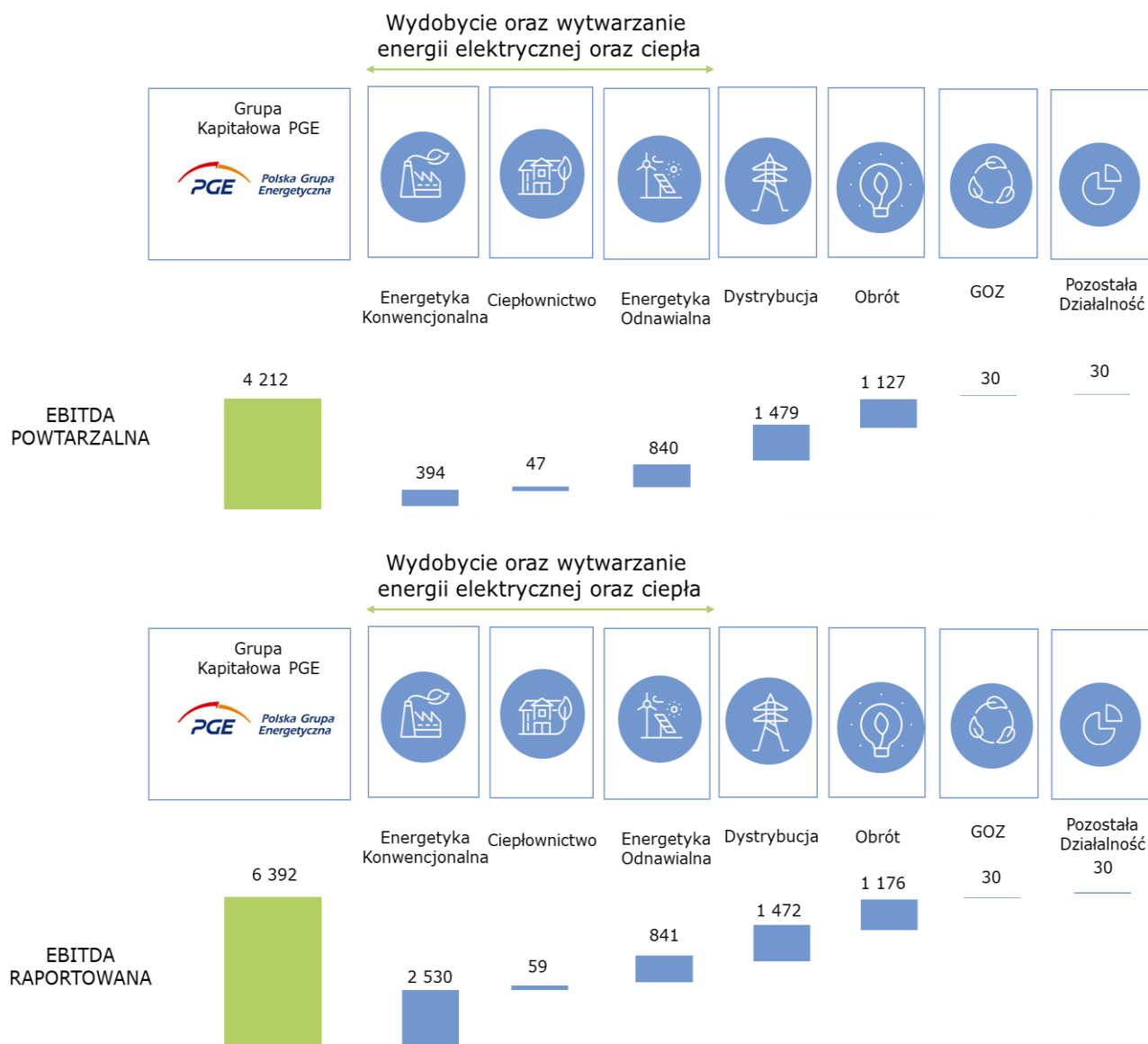
<sup>1</sup>Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

## 4.2. Omówienie kluczowych wyników finansowych GK PGE

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

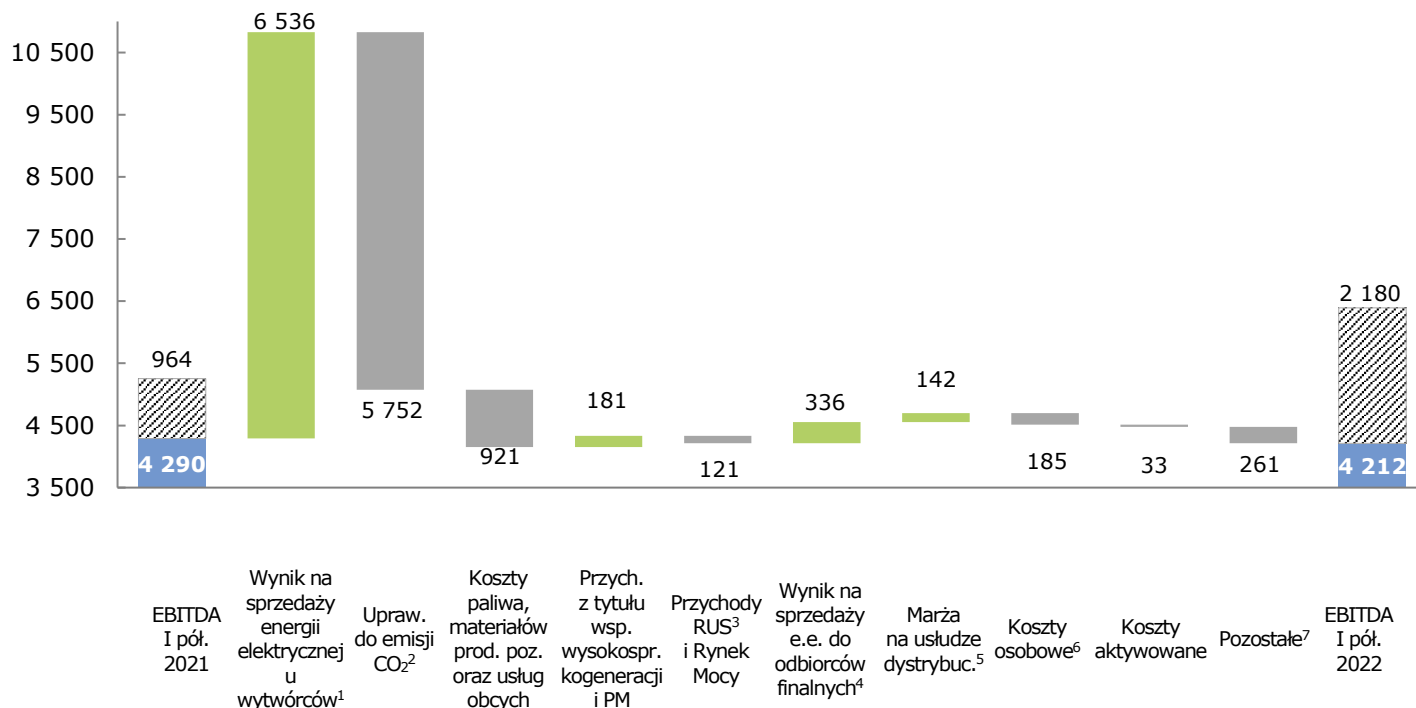
Na skonsolidowany wynik Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za I półrocze 2022 roku mają segmenty: Dystrybucja (35%), Obrót (27%) oraz Energetyka Odnawialna (20%). Segment Energetyka Konwencjonalna odpowiada za 9% wyniku EBITDA powtarzalna, natomiast segmenty Ciepłownictwo, Pozostała Działalność oraz GOZ mają udział po 1% w wyniku EBITDA powtarzalna.

Wykres: Podstawowe dane finansowe GK PGE (mln PLN)



SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

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



Odchylenie	6 536	-5 752	-921	181	-121	336	142	-185	-33	-261	
EBITDA raportowana I pół. 2021	<b>5 254</b>										
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021	<b>964</b>										
EBITDA powtarzalna I pół. 2021	<b>4 290</b>	8 277	3 830	3 602	131	1 517	526	2 247	2 661	285	-1 400
EBITDA powtarzalna I pół. 2022		14 813	9 582	4 523	312	1 396	862	2 389	2 846	252	-1 139
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022											<b>2 180</b>
EBITDA raportowana I pół. 2022											<b>6 392</b>

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

<sup>1</sup>Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszony o koszt zakupu energii elektrycznej.

Zmiana w porównaniu do wartości prezentowanych w I półroczu 2021 roku – zgodnie ze zmianami do MSR 16 uwzględniono produkcję energii z nowego bloku w Elektrowni Turów w okresie od synchronizacji do rozpoczęcia ruchu próbnego.

<sup>2</sup> Skorygowane o wynik na odsprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, który powstał w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych oraz wynik na kontraktach forward.

Zmiana prezentacyjna w porównaniu do wartości prezentowanych w I półroczu 2021 roku – przejściowy wynik na rolowaniu transakcji zabezpieczających cenę uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> został uwzględniony w pozostałej działalności operacyjnej.

<sup>3</sup> RUS - Regulacyjne Usługi Systemowe.

<sup>4</sup> Z uwzględnieniem korekty marży na prawach majątkowych (PM) na GK PGE.

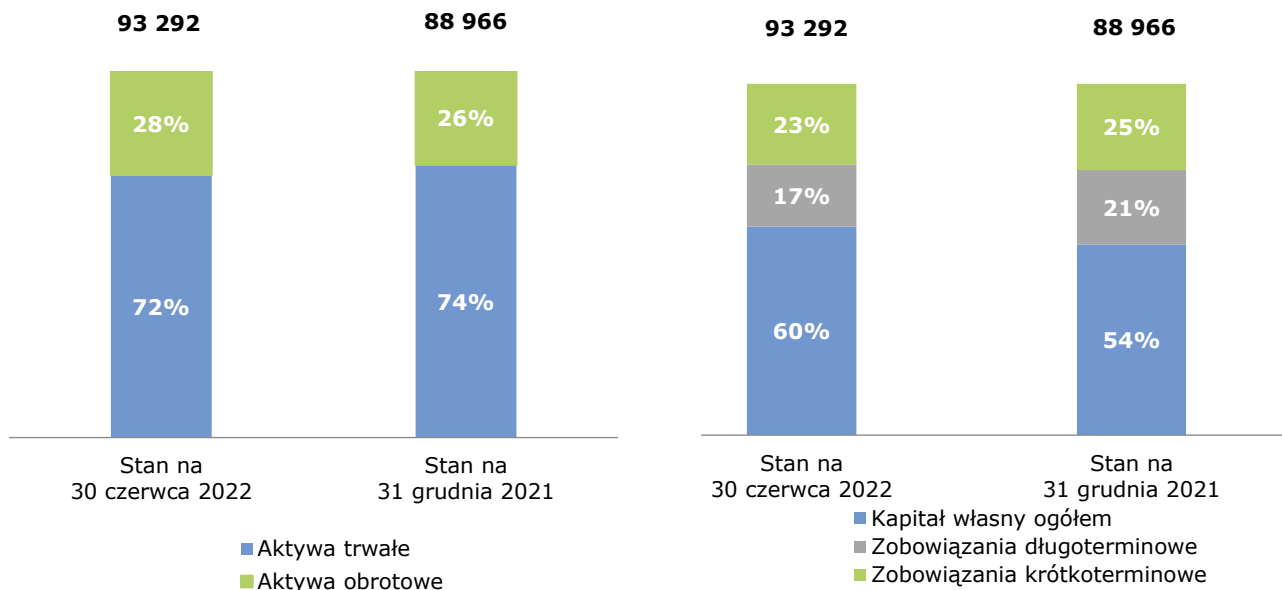
<sup>5</sup> Uwzględnia przychody z tytułu usług dystrybucyjnych, koszty usług przesyłowych PSE S.A. i saldo opłat przenoszonych oraz koszty zakupu e.e. na pokrycie różnicy bilansowej.

<sup>6</sup> Pozycja Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej oraz Programu Dobrowolnych Odejść (zdarzenia jednorazowe).

<sup>7</sup> Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy na rekultywację oraz rezerwy na prosumentów (zdarzenia jednorazowe).

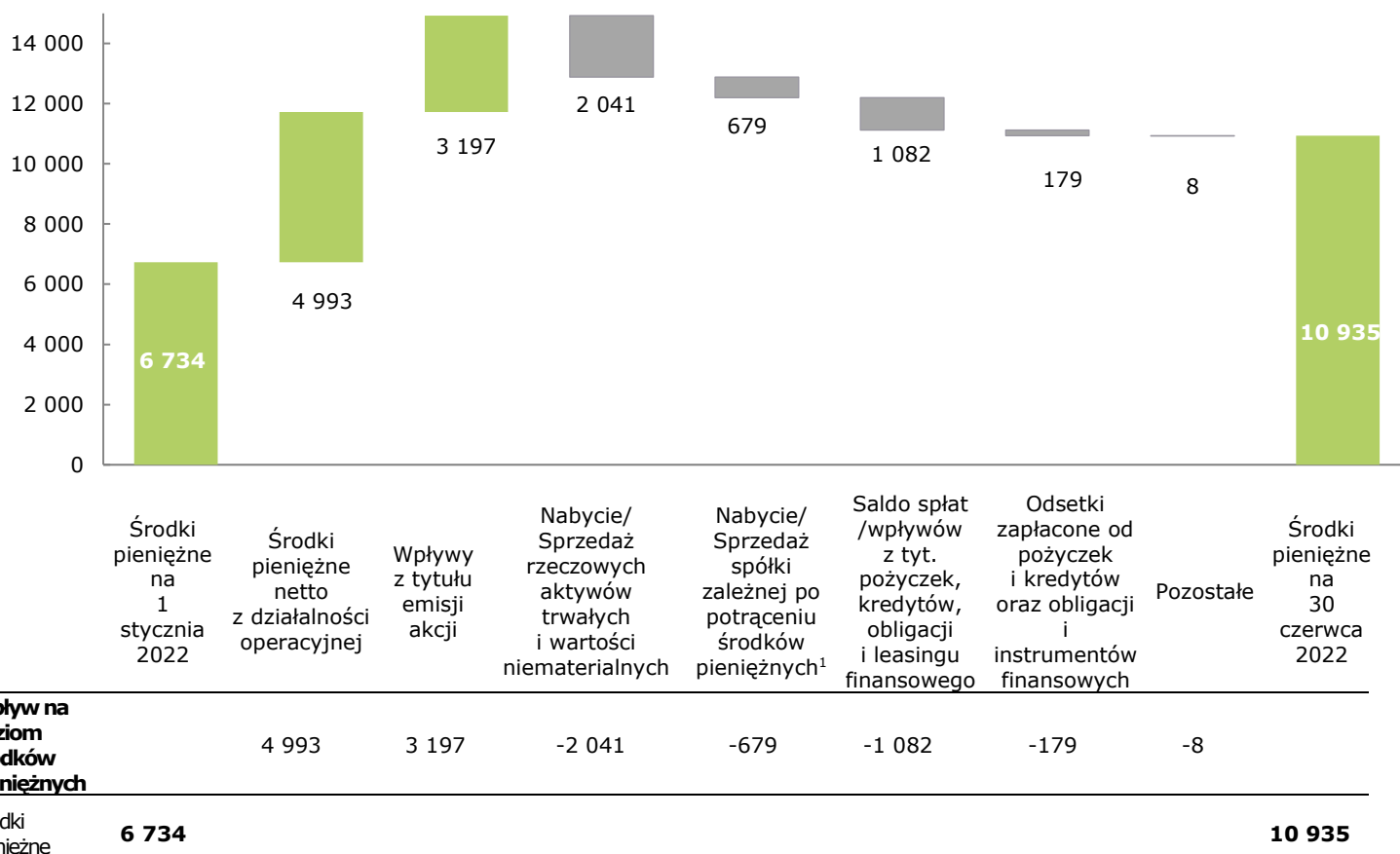
### SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

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



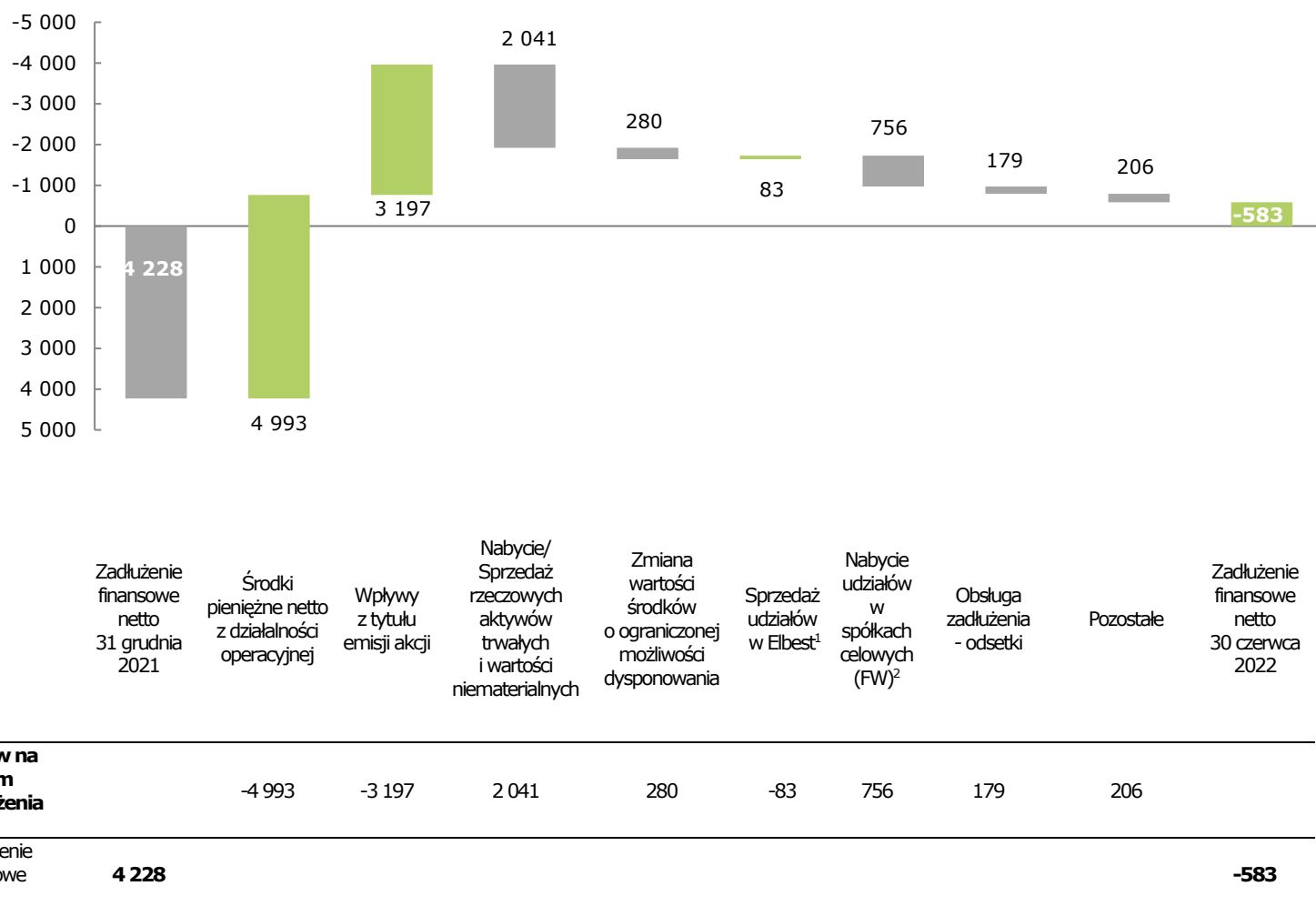
### SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE Z PRZEŁYWÓW PIENIĘŻNYCH

Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



<sup>1</sup>Głównie środki pieniężne wydatkowane przez PGE EO S.A. na zakup od Vanadium Holdco Limited 100% udziałów w spółce Collfield Investments operującej trzema farmami wiatrowymi. Wartość transakcji wyniosła 939 mln PLN. Kwota 344 mln PLN stanowiła zapłatę za udziały, kwota 595 mln PLN dotyczyła subrogacji zobowiązań, natomiast przejęta gotówka wyniosła 183 mln PLN. Dodatkowo uwzględniono środki pieniężne ze sprzedaży udziałów w Elbest sp. z o.o. w wysokości 88 mln PLN po potrąceniu gotówki sprzedawanej spółki - 5 mln PLN.

Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



<sup>1</sup>Sprzedaż udziałów w Elbest sp. z o.o. (88 mln PLN) po potrąceniu gotówki sprzedawanej spółki (5 mln PLN).

<sup>2</sup>Zakup przez PGE EO S.A. od Vanadium Holdco Limited 100% udziałów w spółce Collfield Investments operującej trzema farmami wiatrowymi. Wartość transakcji wyniosła 939 mln PLN. Kwota 344 mln PLN stanowiła zapłatę za udziały, kwota 595 mln PLN dotyczyła subrogacji zobowiązań, natomiast przejęta gotówka wyniosła 183 mln PLN.

FW - farma wiatrowa.

KLUCZOWE WYNIKI FINANSOWE W SEGMENTACH DZIAŁALNOŚCI



**Energetyka  
Konwencjonalna**

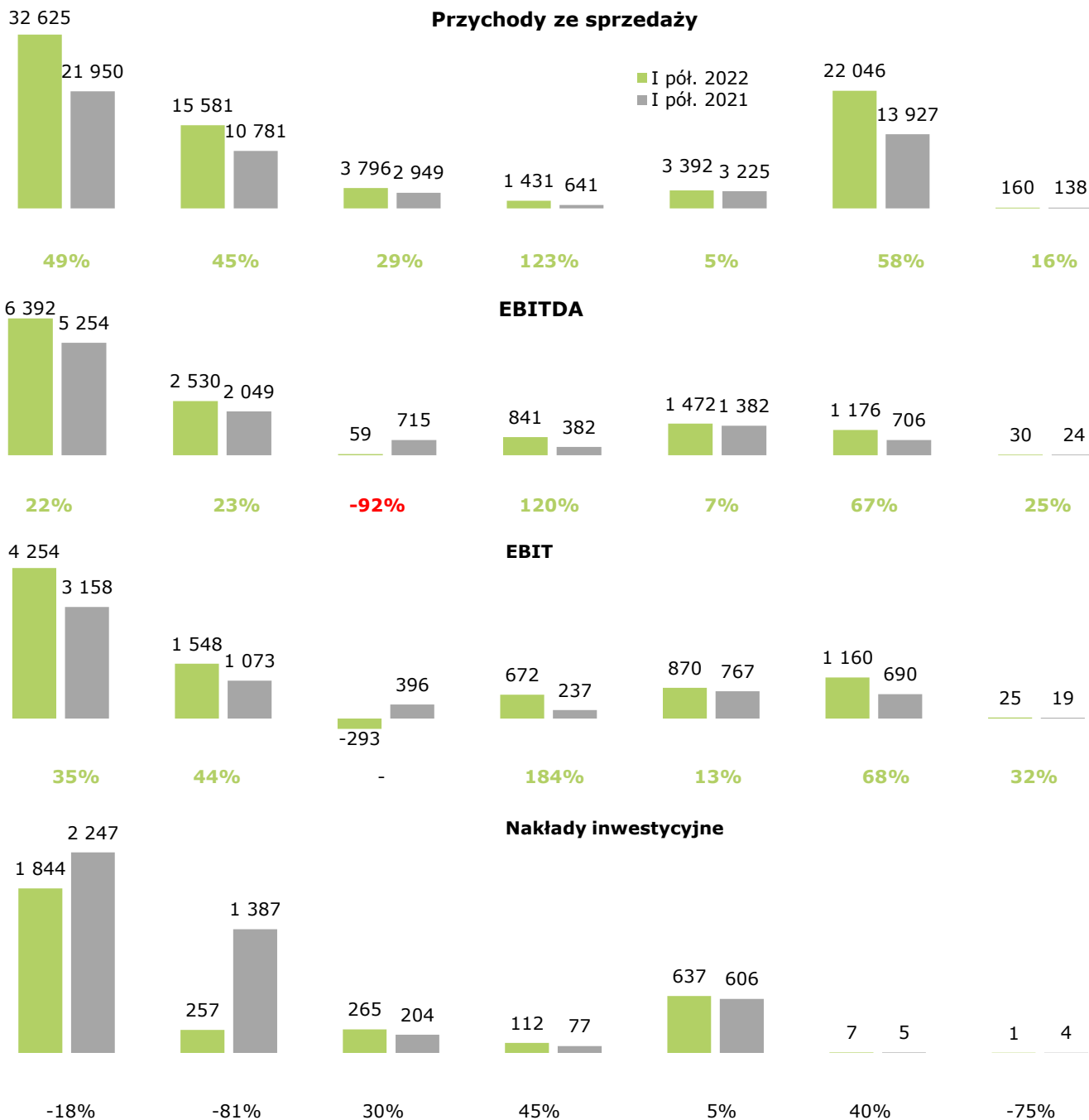
**Ciepłownictwo**

**Energetyka  
Odnawialna**

**Dystrybucja**

**Obrót**

**Gospodarka  
Obiegu  
Zamkniętego**



## BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	I półrocze 2022	I półrocze 2021 <sup>2</sup>	Zmiana %
<b>A . Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:</b>	<b>50,22</b>	<b>52,58</b>	<b>-4%</b>
▪ Sprzedaż do odbiorców finalnych <sup>1</sup>	17,46	18,75	-7%
▪ Sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	32,76	33,83	-3%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	19,52	21,38	-9%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	32,32	33,12	-2%
<b>D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)</b>	<b>1,62</b>	<b>1,92</b>	<b>-16%</b>

<sup>1</sup>Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz PGE Energia Ciepła S.A.

<sup>2</sup>W związku ze zmianami w zakresie standardu MSR 16 skorygowano dane za I półrocze 2021 roku, uwzględniając produkcję z bloku nr 7 w Elektrowni Turów od momentu synchronizacji do początku ruchu próbnego.

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 energii na rynku hurtowym z uwzględnieniem rynku bilansującego wynika z sytuacji rynkowej w I półroczu 2022 roku oraz ograniczeń w dostawach węgla kamiennego. Niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w segmencie klientów korporacyjnych.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej (TWh).

Wolumen produkcji	I półrocze 2022	I półrocze 2021 <sup>1</sup>	Zmiana %
<b>PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:</b>	<b>32,32</b>	<b>33,12</b>	<b>-2%</b>
Elektrownie opalane węglem brunatnym	19,87	17,76	12%
w tym współspalanie biomasy	0,00	0,00	-
Elektrownie opalane węglem kamiennym	6,66	8,81	-24%
w tym współspalanie biomasy	0,00	0,01	-100%
Elektrociepłownie węglowe	2,41	2,57	-6%
w tym współspalanie biomasy	0,00	0,00	-
Elektrociepłownie gazowe	1,61	2,46	-35%
Elektrociepłownie biomasowe	0,18	0,15	20%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,02	0,02	0%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,43	0,36	19%
Elektrownie wodne	0,26	0,28	-7%
Elektrownie wiatrowe	0,88	0,71	24%
w tym produkcja OZE	1,34	1,17	15%

<sup>1</sup>W związku ze zmianami w zakresie standardu MSR 16 skorygowano dane za I półrocze 2021 roku, uwzględniając produkcję z bloku nr 7 w Elektrowni Turów od momentu synchronizacji do początku ruchu próbnego w ilości 0,18 TWh.

Poziom produkcji energii elektrycznej w I półroczu 2022 roku ukształtował się na poziomie niższym o 2% w porównaniu do I półrocza 2021 roku. Produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym była wyższa o 2,1 TWh. Wzrost produkcji w Elektrowni Turów jest efektem krótszego o 796 h czasu postoju bloków w remontach (remont średni rozszerzony bloku nr 6 od marca do czerwca 2021 roku) oraz wyższej produkcji z nowego bloku nr 7, który w I półroczu 2021 roku był



jeszcze synchronizowany z KSE i pracował w ruchu próbnym. Wyższa produkcja w Elektrowni Bełchatów jest efektem większego średnio blokowego obciążenia bloków 2-14 o 25 MW, tj. o 8%.

Wyższa produkcja w elektrowniach wiatrowych (wzrost o 0,2 TWh) wynika z lepszej wietrzności w I półroczu 2022 roku.

Wyższa produkcja w elektrowniach szczytowo-pompowych (wzrost o 0,1 TWh) wynika z charakteru pracy jednostek wytwórczych, które w I półroczu 2022 roku były w większym stopniu wykorzystywane przez PSE S.A.

Niższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (spadek o 2,2 TWh) wynika z niższej produkcji w Elektrowni Opole oraz Elektrowni Rybnik, co spowodowane jest dłuższym czasem postoju bloków tych elektrowni w rezerwie: o 4 419 h dla Elektrowni Opole oraz o 3 029 h dla bloków 3-8 w Elektrowni Rybnik. Powyższa sytuacja jest częściowo efektem problemów z dostępnością węgla kamiennego.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (spadek o 0,9 TWh) wynika głównie z niższej produkcji w Elektrociepłowni Lublin Wrotków na skutek wystąpienia awarii bloku w grudniu 2021 roku trwającej do lutego 2022 roku oraz niższej opłacalności produkcji ze względu na warunki rynkowe.

Kilkuprocentowe spadki produkcji odnotowano w elektrociepłowniach węglowych oraz wodnych. Wyższa produkcja w elektrociepłowniach biomasowych, głównie w Elektrociepłowni Szczecin, wynika z większej produkcji energii w skojarzeniu z ciepłem ze względu na wyższe zapotrzebowanie na ciepło w tej lokalizacji.

#### PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji ciepła	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
<b>Produkcja ciepła netto w PJ, z czego:</b>	<b>30,57</b>	<b>32,99</b>	-7%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,46	1,59	-8%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,37	0,38	-3%
Elektrociepłownie węglowe	22,85	23,59	-3%
Elektrociepłownie gazowe	4,47	6,19	-28%
Elektrociepłownie biomasowe	1,11	1,09	2%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,15	0,06	150%
Elektrociepłownie pozostałe	0,16	0,09	78%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w I połowie 2022 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w I półroczu 2022 roku były wyższe o 1,6°C r/r, co przełożyło się na niższą produkcję ciepła.

#### SPRZEDAŻ CIEPŁA

W I półroczu 2022 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 29,70 PJ i był niższy o 2,42 PJ r/r. Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

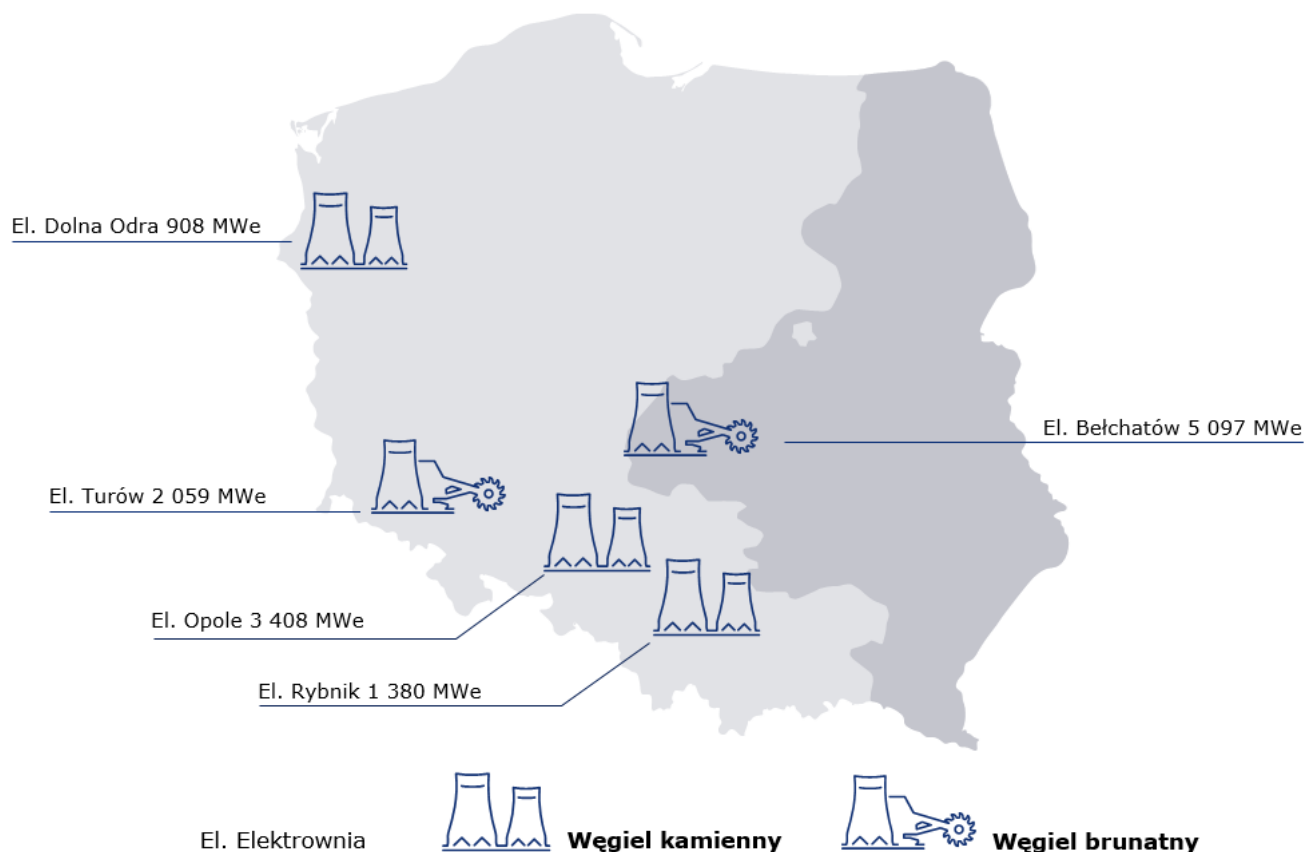


## AKTYWA

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

Segment Energetyka Konwencjonalna jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 93%<sup>13</sup> krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 33%<sup>14</sup> krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym i biomasie.

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

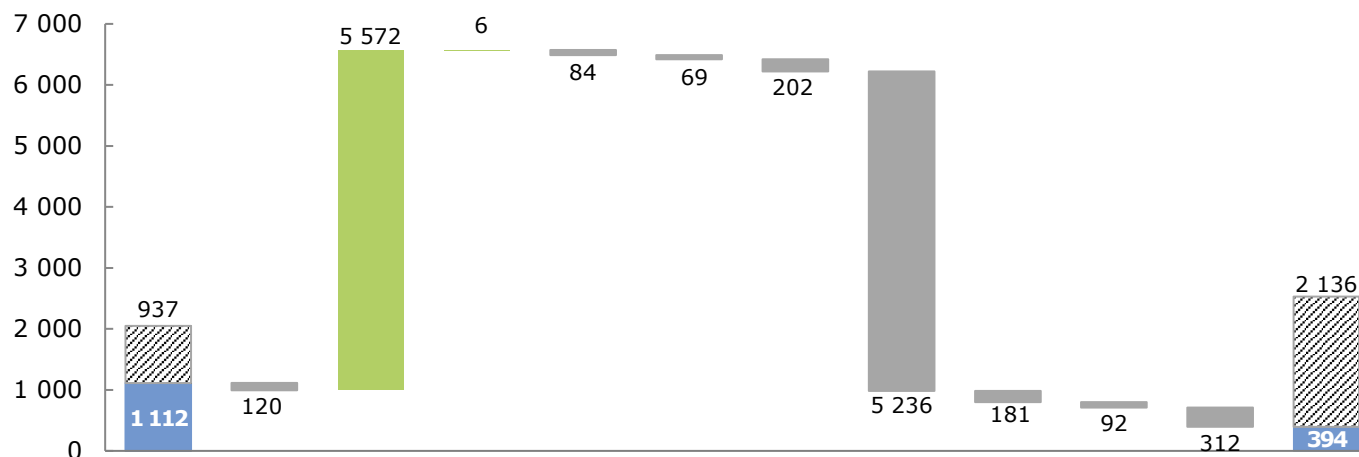


<sup>13</sup> Wylczenia własne w oparciu o dane GUS.

<sup>14</sup> Wylczenia 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. 2021	Produkcja e.e. ilość <sup>1</sup>	Produkcja e.e. cena <sup>1</sup>	Rynek Mocy <sup>2</sup>	Przych. RUS	Sprzedaż ciepła	Koszty paliw	Koszty CO <sub>2</sub> <sup>3</sup>	Koszty ZHZW <sup>4</sup>	Koszty osobowe <sup>5</sup>	Pozostałe <sup>6</sup>	EBITDA I pół. 2022
<b>Odchylenie</b>		<b>-120</b>	<b>5 572</b>	<b>6</b>	<b>-84</b>	<b>-69</b>	<b>-202</b>	<b>-5 236</b>	<b>-181</b>	<b>-92</b>	<b>-312</b>	
EBITDA raportowana I pół. 2021	<b>2 049</b>											
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021	<b>937</b>											
EBITDA powtarzalna I pół. 2021	<b>1 112</b>	6 835		1 039	161	116	1 277	3 300	331	1 398	732	
EBITDA powtarzalna I pół. 2022		12 287		1 045	77	47	1 479	8 536	512	1 490	1 044	<b>394</b>
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022												<b>2 136</b>
EBITDA raportowana I pół. 2022												<b>2 530</b>

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

<sup>1</sup>Zmiana w porównaniu do wartości prezentowanych w I półroczu 2021 roku – zgodnie ze zmianami do MSR 16 uwzględniono produkcję energii z nowego bloku w Elektrowni Turów w okresie od synchronizacji do rozpoczęcia ruchu próbnego.

<sup>2</sup>Ujęcie zarządcze.

<sup>3</sup>Koszty pomniejszone o odsprzedaż nadwyżek CO<sub>2</sub> powstałych w wyniku redukcji PSE S.A. i działań handlowych.

Zmiana prezentacyjna w porównaniu do wartości prezentowanych w I półroczu 2021 roku – przejściowy wynik na rolowaniu transakcji zabezpieczających cenę uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> został uwzględniony w pozostałej działalności operacyjnej.

<sup>4</sup>Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

<sup>5</sup>ZHZW- Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi.

<sup>6</sup>Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenie jednorazowe).

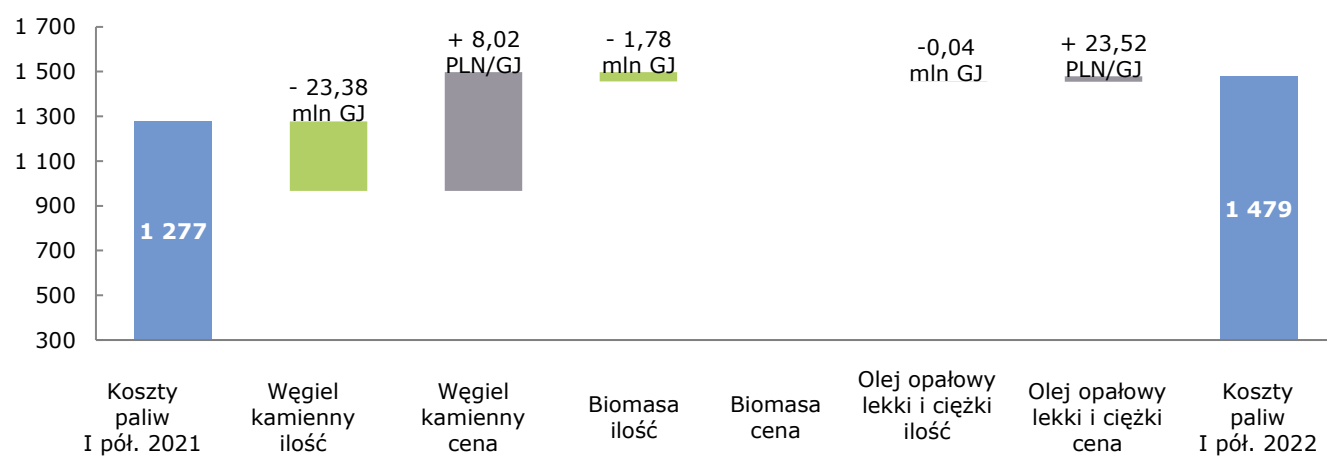
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	2 150	930	131%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-14	7	-
<b>Razem</b>	<b>2 136</b>	<b>937</b>	<b>128%</b>

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 214 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 5 573 mln PLN; niższego wolumenu sprzedaży o 0,5 TWh, co wpłynęło na pomniejszenie przychodów o ok. 121 mln PLN.
- **Wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy**, jako efekt niższej bazy ze względu na opóźnienia w rozruchu bloku nr 7 w Turowie w okresie porównywalnym roku poprzedniego.
- **Niższe przychody z RUS**, głównie jako efekt niższych przychodów ze świadczenia usługi realokacji mocy.
- **Niższe przychody ze sprzedaży ciepła**, ze względu na włączenie od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin i EC Pomorzany w struktury segmentu Ciepłownictwo.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego, na skutek dużo wyższej ceny tego paliwa. Brak kosztów zużycia biomasy to efekt włączenia od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin w struktury segmentu Ciepłownictwo. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO<sub>2</sub>** spowodowane wyższym średnim kosztem CO<sub>2</sub> o 176 PLN/t r/r oraz wyższym wolumenem emisji na skutek wyższej produkcji z bardziej emisyjnego węgla brunatnego. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty handlowe** w związku z wyższą wartością zarządzanej energii na skutek wyższej średniej ceny e.e.
- **Wyższe koszty osobowe** głównie w związku z utworzeniem rezerwy na porozumienia ze stroną społeczną.
- **Wzrost w pozycji pozostałe** wynika głównie z niższego poziomu aktywowania kosztów wykonawstwa własnego inwestycji ze względu na mniejszy zakres realizowanych zadań, wypłacenia darowizny na rzecz Kraju Libereckiego, w związku z podpisaną umową pomiędzy rządami Polski i Czech, dotyczącą KWB Turów oraz braku przychodów ze sprzedaży zielonych praw majątkowych na skutek włączenia od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin w struktury segmentu Ciepłownictwo. Dodatkowo w okresie porównywalnym w pozycji tej jest uwzględniony przejściowy wynik na rolowaniu transakcji zabezpieczających cenę uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

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

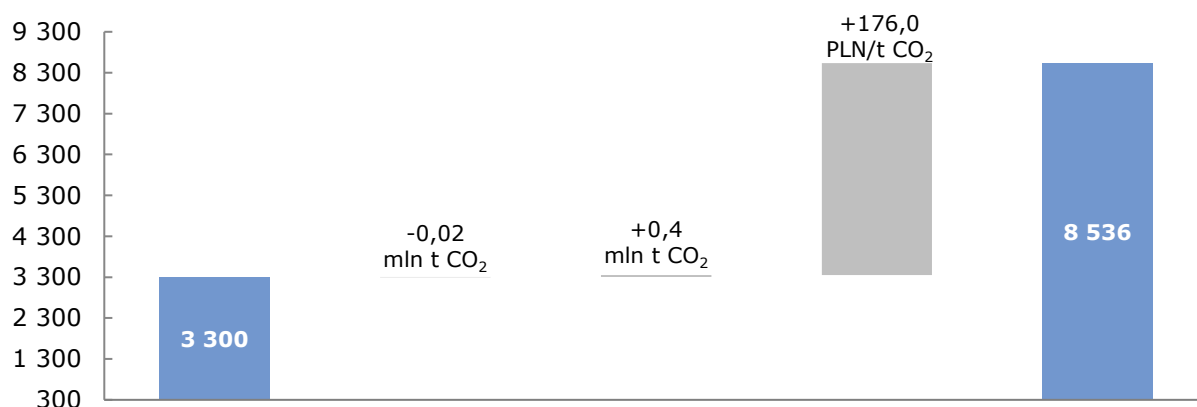


Odchylenie	-311	532	-41	0	-2	24	
Koszty paliw I pół. 2021	1 277	1 191	42		44		
Koszty paliw I pół. 2022		1 412	1		66		1 479

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

Rodzaj paliwa	I półrocze 2022		I półrocze 2021	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	3 064	1 412	3 942	1 191
Biomasa	2	1	216	42
Olej opałowy lekki i ciężki	25	66	26	44
<b>Razem</b>		<b>1 479</b>		<b>1 277</b>

Wykres: Koszty CO<sub>2</sub> w segmencie Energetyka Konwencjonalna (mln PLN).



	Koszty CO <sub>2</sub> I pół. 2021	Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	Emisja CO <sub>2</sub>	Średni koszt CO <sub>2</sub>	Koszty CO <sub>2</sub> I pół. 2022
<b>Odchylenie</b>		<b>2</b>	<b>47</b>	<b>5 187</b>	
Koszty CO <sub>2</sub> I pół. 2021	<b>3 300</b>				
Koszty CO <sub>2</sub> I pół. 2022					<b>8 536</b>

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO<sub>2</sub> w segmencie Energetyka Konwencjonalna.

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	31 583	51 645	-39%
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	29 508 039	29 098 524	1%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t CO <sub>2</sub> ) <sup>1</sup>	289,6	113,6	155%

<sup>1</sup>Ujęcie zarządcze.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Konwencjonalna

mln PLN	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	237	1 359	-83%
▪ Rozwojowe	0	921	-100%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	237	438	-46%
Pozostałe	20	28	-29%
<b>Razem</b>	<b>257</b>	<b>1 387</b>	<b>-81%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA KONWENCJONALNA

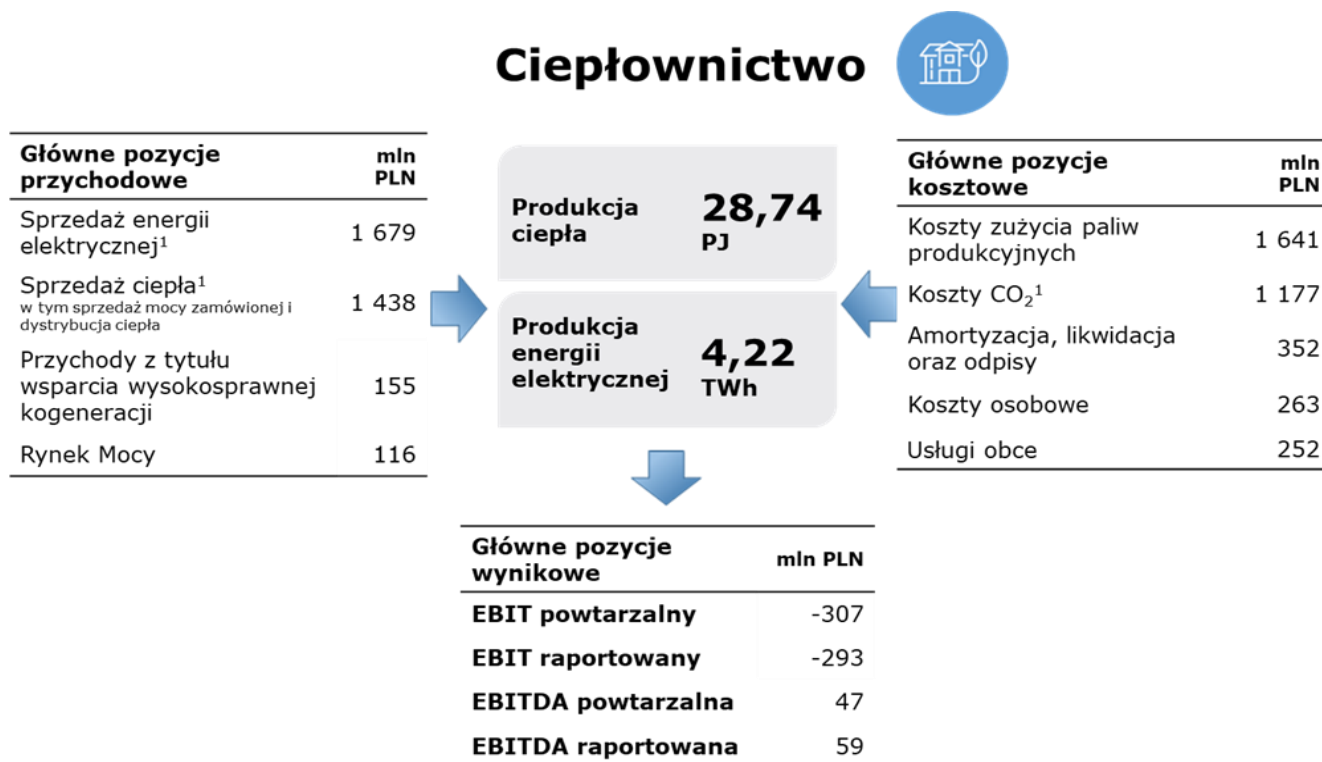
Inwestycje modernizacyjne związane ze zmniejszaniem negatywnego wpływu produkcji na środowisko naturalne:

- 3 stycznia 2022 roku przekazano do eksploatacji **elektrofiltr bloku 4 w Elektrowni Opole**, odbiór końcowy po pomiarach gwarancyjnych zrealizowano 7 marca 2022 roku.
- 25 stycznia 2022 roku w **Elektrowni Bełchatów zakończono modernizację instalacji odsiarczania spalin** bloku 3 i bloku 4 – nastąpiło przekazanie instalacji do eksploatacji.
- 15 lutego 2022 roku w **Elektrowni Bełchatów zakończono modernizację instalacji odsiarczania spalin** bloku 8 – nastąpiło przekazanie instalacji do eksploatacji.
- 25 lutego 2022 roku zrealizowano etap budowy polegający na wykonaniu konstrukcji stalowej wraz ze ścianami wewnętrznymi i poszyciem dachu w ramach zadania „**Rozbudowa oczyszczalni ścieków Elektrowni Turów** – budynek główny węzeł”.
- W marcu 2022 roku zrealizowano 14-dniowy ruch próbny instalacji niekatalitycznej redukcji emisji tlenków azotu dla bloku 7 w Elektrowni Bełchatów.
- 9 marca 2022 roku przekazano do eksploatacji po modernizacji **elektrofiltr bloku 5 w Elektrowni Rybnik**.
- 10 czerwca 2022 roku przekazano do eksploatacji instalację odazotowania spalin SNCR na bloku nr 7 w Elektrowni Bełchatów.
- 14 czerwca 2022 roku dokonano odbioru końcowego zadania budowy instalacji dawkowania soli bromu na blokach nr 1-6 w Elektrowni Turów wraz instalacją magazynowania i dystrybucji soli bromu.
- 28 czerwca 2022 roku podpisano ostatni protokół odbioru pomiarów **instalacji redukcji emisji NOx na bloku nr 4 w Elektrowni Opole**. Zadanie dotyczące redukcji emisji NOx na blokach 1-4 zostało zakończone. Tym samym założenia Programu dostosowania Elektrowni Opole w zakresie dotrzymania parametrów emisyjnych (pyłów, tlenków azotu, chlorowodoru, fluorowodoru, amoniaku) zostały spełnione.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI - CIEPŁOWNICTWO

### OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

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



<sup>1</sup>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 Elektrociepłownię 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 CO<sub>2</sub>**.



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. 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 w elektrociepłowni biomasowej Szczecin oraz 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).

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

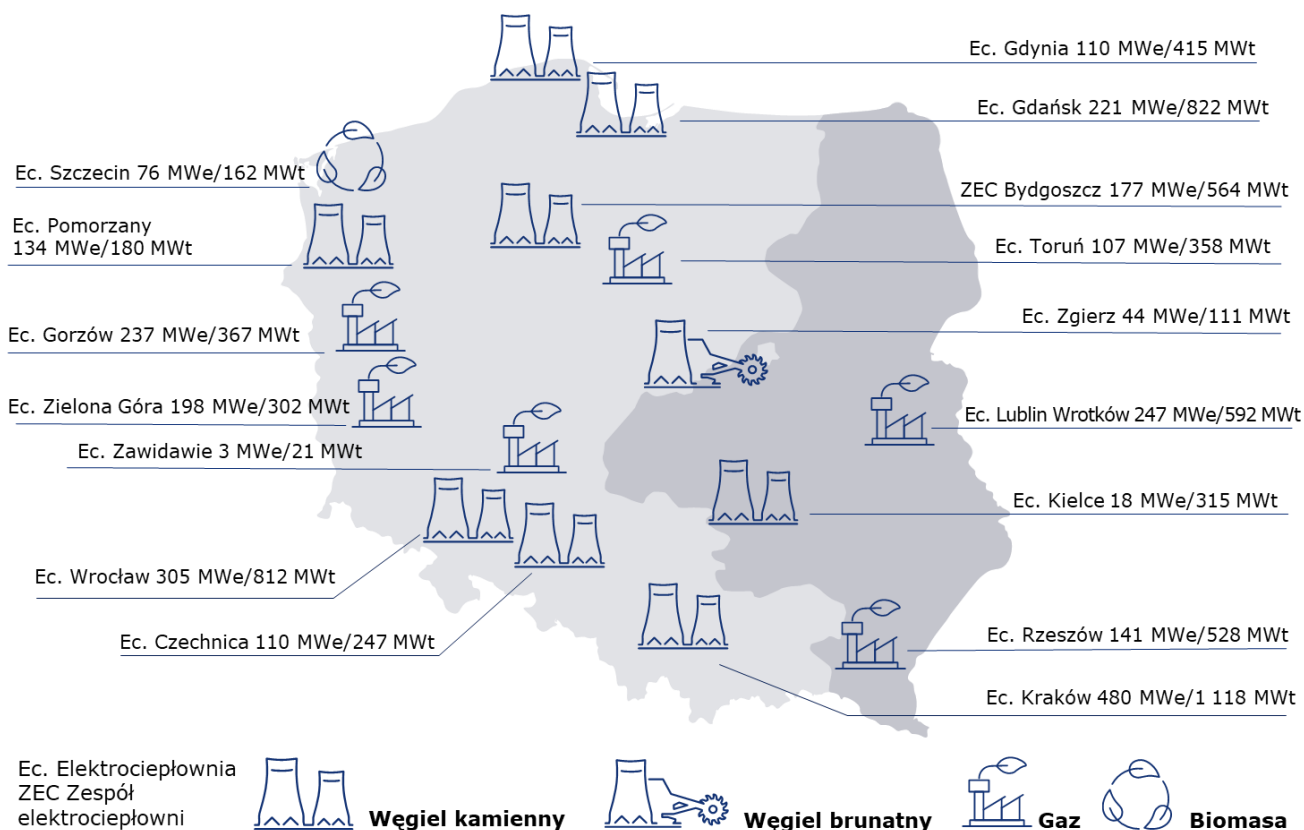
## AKTYWA

W skład segmentu 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. oraz MEGAZEC sp. z o.o. Dodatkowo od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie, ujemowane do 30 czerwca 2021 roku w ramach segmentu Energetyka Konwencjonalna, zostały włączone w struktury segmentu Ciepłownictwo.

W skład segmentu wchodzi obecnie 16 elektrociepłowni.

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

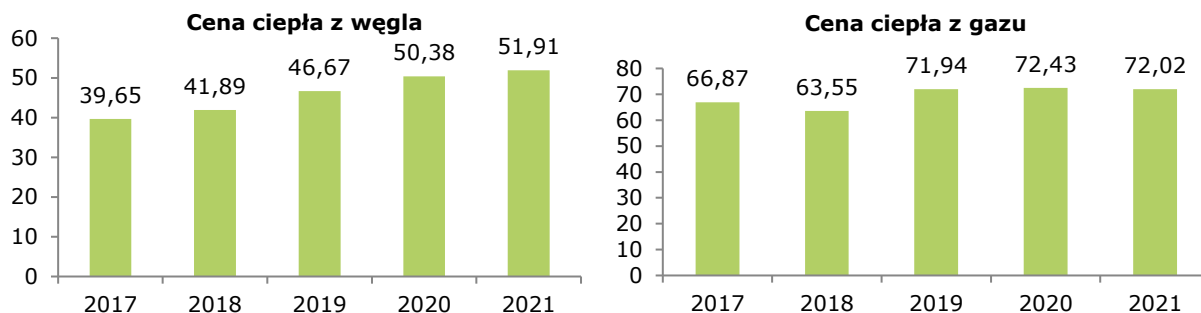
Wykres: Główne aktywa segmentu Ciepłownictwo i ich moc zainstalowana.



## TARYFY W SEGMENTCIE CIEPŁOWNICTWO

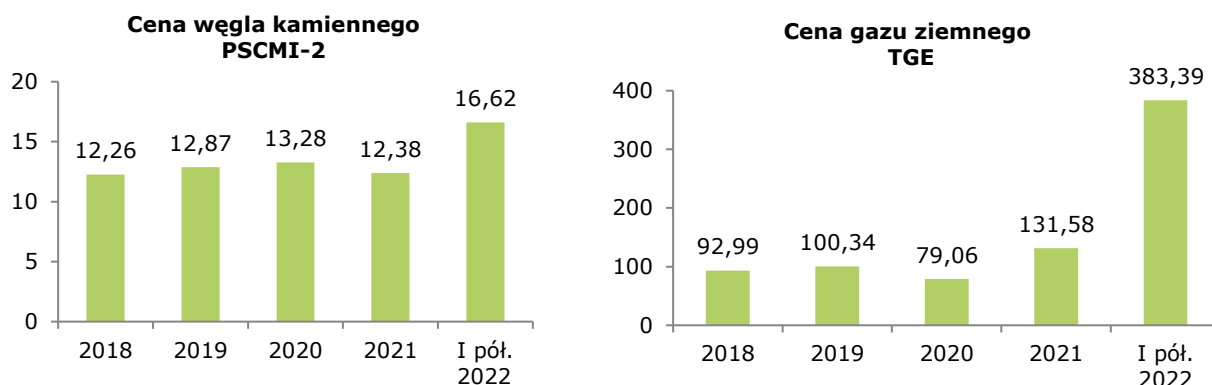
W związku z tym, że przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych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

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



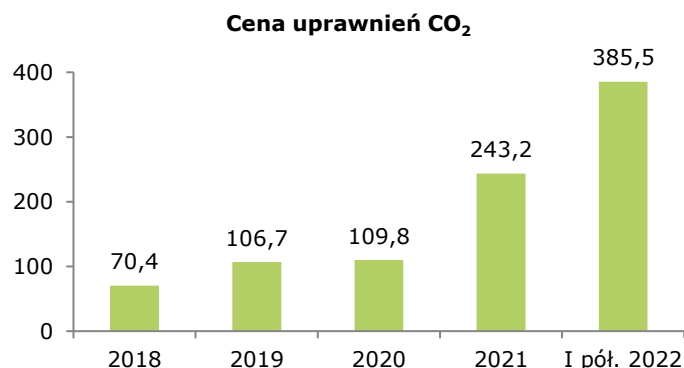
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2<sup>15</sup> i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub><sup>16</sup> (PLN/t).



Źródło: ICE.

<sup>15</sup> PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

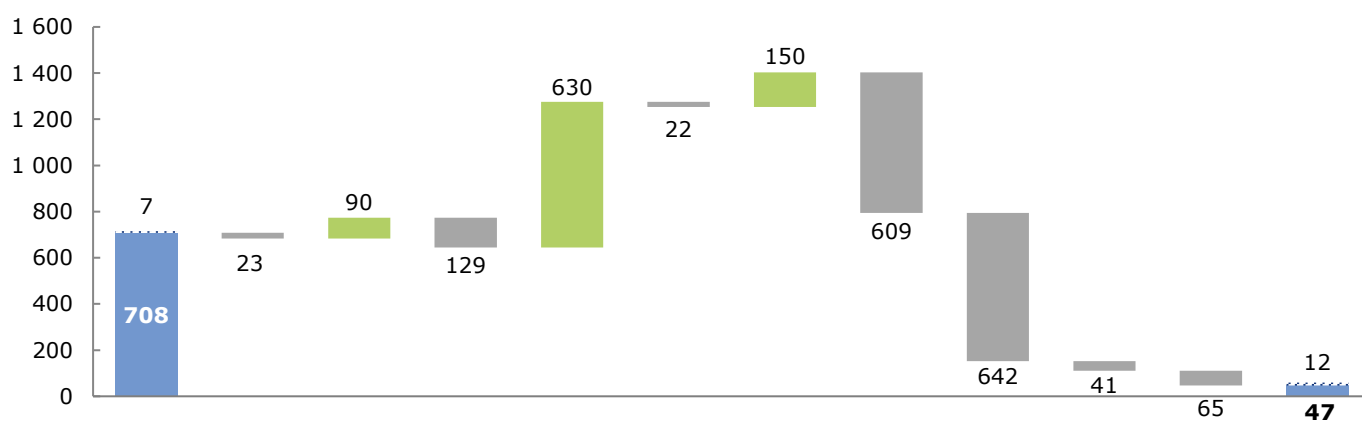
<sup>16</sup> Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

Referencyjna cena ciepła z węgla, odzwierciedlając wcześniejsze zwiększenie kosztów, wzrosła w 2021 roku o 3%. Jest to baza dla wzrostu cen ciepła dla jednostek kogeneracji ustalających taryfę w trakcie 2022 roku. W I półroczu 2022 roku odnotowano natomiast średni rynkowy wzrost ceny węgla o 34%, z kolei średnia cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wzrosła o 59% w stosunku do 2021 roku.


Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2022 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w I półroczu 2022 roku obserwowane są już istotnie wyższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtują się na poziomie ok. 383 PLN/MWh (tj. wzrost o 191%).

#### KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2021	Produkcja ciepła-ilość	Produkcja ciepła – cena <sup>1</sup>	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena <sup>1</sup>	Rynek Mocy	Przychody z tytułu wsparcia wysokospr. kogeneracji	Koszty paliw	Koszty CO <sub>2</sub>	Koszty osobowe <sup>2</sup>	Pozostałe <sup>3</sup>	EBITDA I pół. 2022
<b>Odchylenie</b>		<b>-23</b>	<b>90</b>	<b>-129</b>	<b>630</b>	<b>-22</b>	<b>150</b>	<b>-609</b>	<b>-642</b>	<b>-41</b>	<b>-65</b>	
EBITDA raportowana I pół. 2021	<b>715</b>											
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021	<b>7</b>											
EBITDA powtarzalna I pół. 2021	<b>708</b>	1 371		1 178		138	5	1 032	535	222	195	
EBITDA powtarzalna I pół. 2022		1 438		1 679		116	155	1 641	1 177	263	260	<b>47</b>
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022												<b>12</b>
EBITDA raportowana I pół. 2022												<b>59</b>

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

<sup>1</sup>Wartość skorygowana o koszty umorzenia praw majątkowych.

<sup>2</sup>Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

<sup>3</sup>Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe).

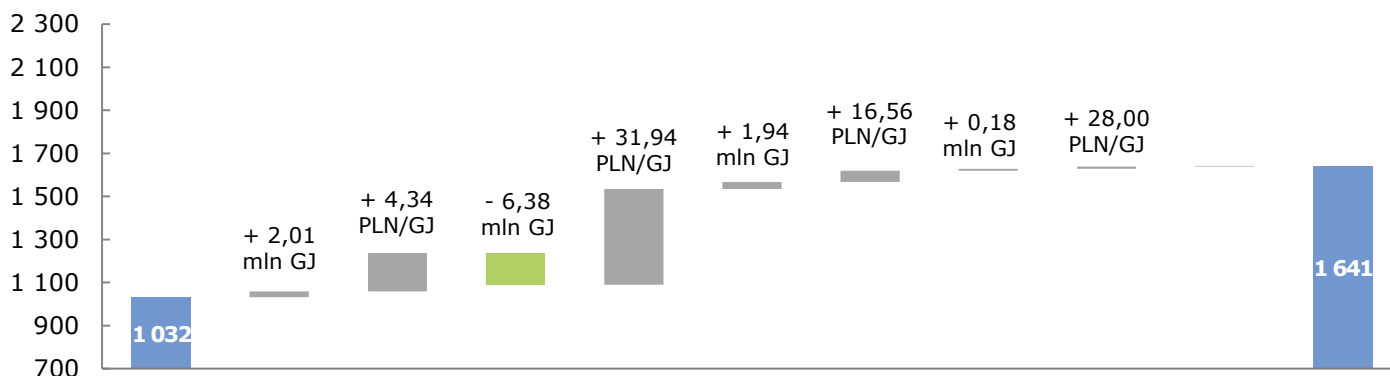
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana%
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	10	2	400%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	1	-100%
Rekompensaty KDT	2	4	-50%
<b>Razem</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>71%</b>

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła netto** w I połowie 2022 roku r/r, co jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2021 roku. Średnie temperatury były wyższe o 1,6°C r/r, co przełożyło się na niższą o 0,6 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.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 149 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 630 mln PLN; skompensowany przez niższy wolumen sprzedaży o 0,5 TWh, wpływający na spadek przychodów o ok. 129 mln PLN.
- **Niższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, ze względu na przyznanie wyższego poziomu wsparcia dla wydajnej kogeneracji, ograniczające jednocześnie ilość jednostek mogących brać udział w Rynku Mocy.
- **Wyższe przychody z tyt. wsparcia dla wydajnej kogeneracji**, ze względu na przyznanie wyższej premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek zasilanych gazem.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są wyższą ceną gazu i węgla kamiennego oraz wyższym wolumenem zużycia węgla kamiennego. Dodatkowo ze względu na włączenie EC Szczecin w struktury segmentu Ciepłownictwo nastąpił wzrost zużycia biomasy. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO<sub>2</sub>**, które są głównie skutkiem wyższej ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt włączenia od 1 lipca 2021 roku EC Szczecin, EC Pomorzany oraz sieci ciepłowniczej w Gryfinie w struktury segmentu Ciepłownictwo.

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

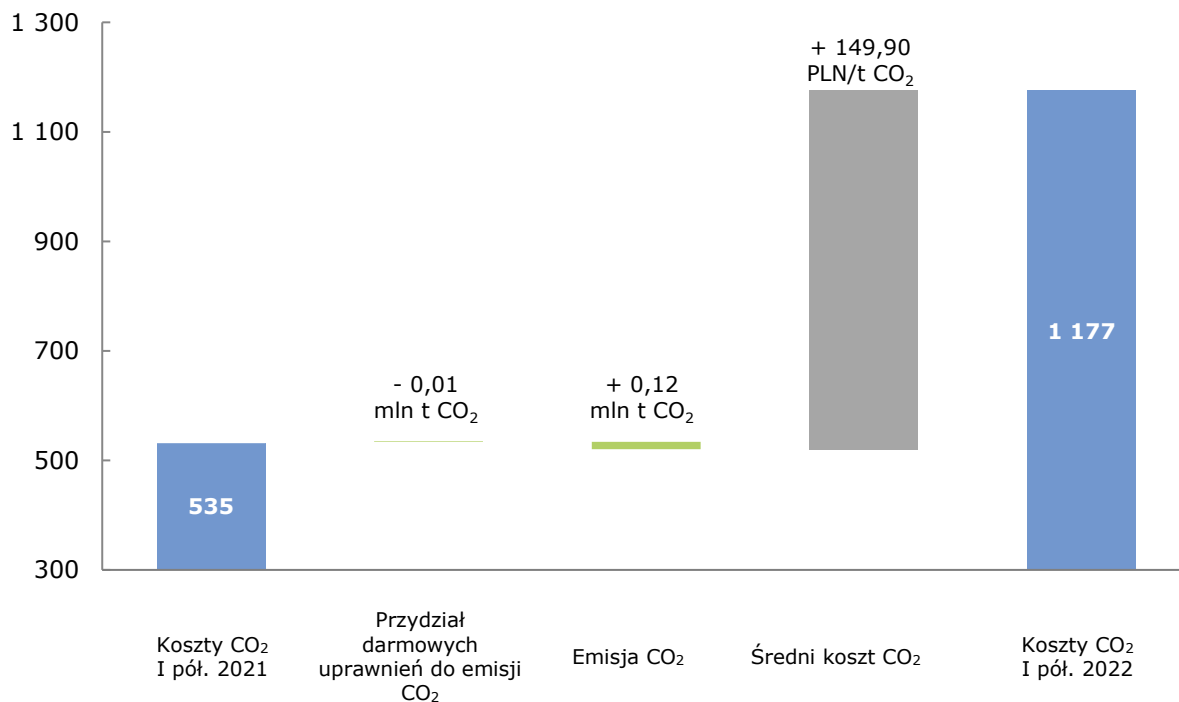


	Koszty I pół. 2021	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Pozostałe surowce	Koszty I pół. 2022
<b>Odchylenie</b>		<b>27</b>	<b>178</b>	<b>-147</b>	<b>444</b>	<b>34</b>	<b>51</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	
Koszty paliw I pół. 2021	<b>1 032</b>	528		468		20		10		6	
Koszty paliw I pół. 2022		733		765		105		30		8	<b>1 641</b>

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2022		I półrocze 2021	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 850	733	1 719	528
Gaz (tys. m <sup>3</sup> )	483 858	765	668 182	468
Biomasa	355	105	117	20
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	38	-	16
<b>Razem</b>		<b>1 641</b>		<b>1 032</b>

Wykres: Koszty CO<sub>2</sub> w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



Odchylenie	-1	-14	657
Koszty CO <sub>2</sub> I pół. 2021	<b>535</b>		
Koszty CO <sub>2</sub> I pół. 2022			<b>1 177</b>

Tabela: Dane dotyczące kosztów CO<sub>2</sub> w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO <sub>2</sub>	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (tony)	324 739	317 309	2%
Emisja CO <sub>2</sub> (tony)	4 700 110	4 815 114	-2%
Średni koszt CO <sub>2</sub> (PLN/t CO <sub>2</sub> ) <sup>1</sup>	268,93	119,03	126%

<sup>1</sup>Ujęcie zarządcze.

## NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo.

mln PLN	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	239	190	26%
▪ Rozwojowe	151	119	27%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	88	71	24%
Pozostałe	26	14	86%
<b>Razem</b>	<b>265</b>	<b>204</b>	<b>30%</b>

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

- Trwa budowa w formule „pod klucz” nowej **Elektrociepłowni Czechnica** tj. **bloku gazowo-parowego** o łącznej mocy elektrycznej 179 MWe i mocy cieplnej 163 MWt, akumulatora ciepła oraz czterech kotłów wodnych o łącznej mocy 152 MWt. Finansowe zaawansowanie projektu wynosi około 8% a rzeczowe około 6%. W II kwartale 2022 roku zakończono fundamenty kotłowni rezerwowo-szczytowej i rozpoczęto konstrukcję budynku. Zakończono fundamenty budynku przygotowania gazu i akumulatora ciepła.
- W **Elektrociepłowni Gdańsk** 28 kwietnia 2022 roku podpisano Protokół Odbioru Prac z realizacji inwestycji: **budowa kotłowni szczytowo-rezerwowej** o mocy ok. 130 MW (kotły olejowo-gazowe i kotły elektrodowe). Projekt, który realizowany był w latach 2019-2022 został zakończony i rozliczony. Projekty budowy kotłów szczytowo-rezerwowych realizowano również w **Gorzowie Wielkopolskim, Lublinie i Rzeszowie**: w II kwartale 2022 roku projekty te były na etapie uzyskania decyzji o Pozwoleniu na Budowę (EC Gorzów i EC Lublin) oraz etapie początkowej fazy prac budowlanych.
- Trwa modernizacja **turbiny gazowej w EC Zielona Góra** – 14 maja 2022 roku odstawiono starą turbinę gazową, a od 15 maja 2022 roku udostępniono teren prac Wykonawcy – rozpoczęły się prace modernizacyjne – demontaż starej turbiny i posadowienie nowej.
- W **Elektrociepłowni Rzeszów** rozpoczęła się budowa drugiej nitki **Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii (ITPOE)**. 26 maja 2022 roku zawarto umowę na realizację inwestycji z Konsorcjum w składzie PORR S.A. i Termomeccanica Ecologia.
- W **Elektrociepłowni Zgierz** trwa realizacja umowy dotyczącej zabudowy **silników gazowych** o mocy 15 MWe oraz **kotłowni rezerwowo-szczytowej** i niewielkiej (100 kW) **instalacji fotowoltaicznej**. 29 czerwca 2022 roku przekazano protokolarnie wykonawcy teren budowy.

## KLUCZOWY PROJEKT REALIZOWANY W I PÓŁROCZU 2022 ROKU

Cel projektu	Budżet <sup>1</sup>	Poniesione nakłady <sup>1</sup>	Nakłady poniesione w 2022 roku <sup>1</sup>	Paliwo/sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa Nowej Elektrociepłowni Czechnica	1,2 mld PLN	ok. 100 mln PLN	63 mln PLN	Gaz ziemny/ Kogeneracja 85%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (Lider) / Polimex Energetyka sp. z o.o.	II kwartał 2024 roku

<sup>1</sup>Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) oraz pozostałych wykonawców.



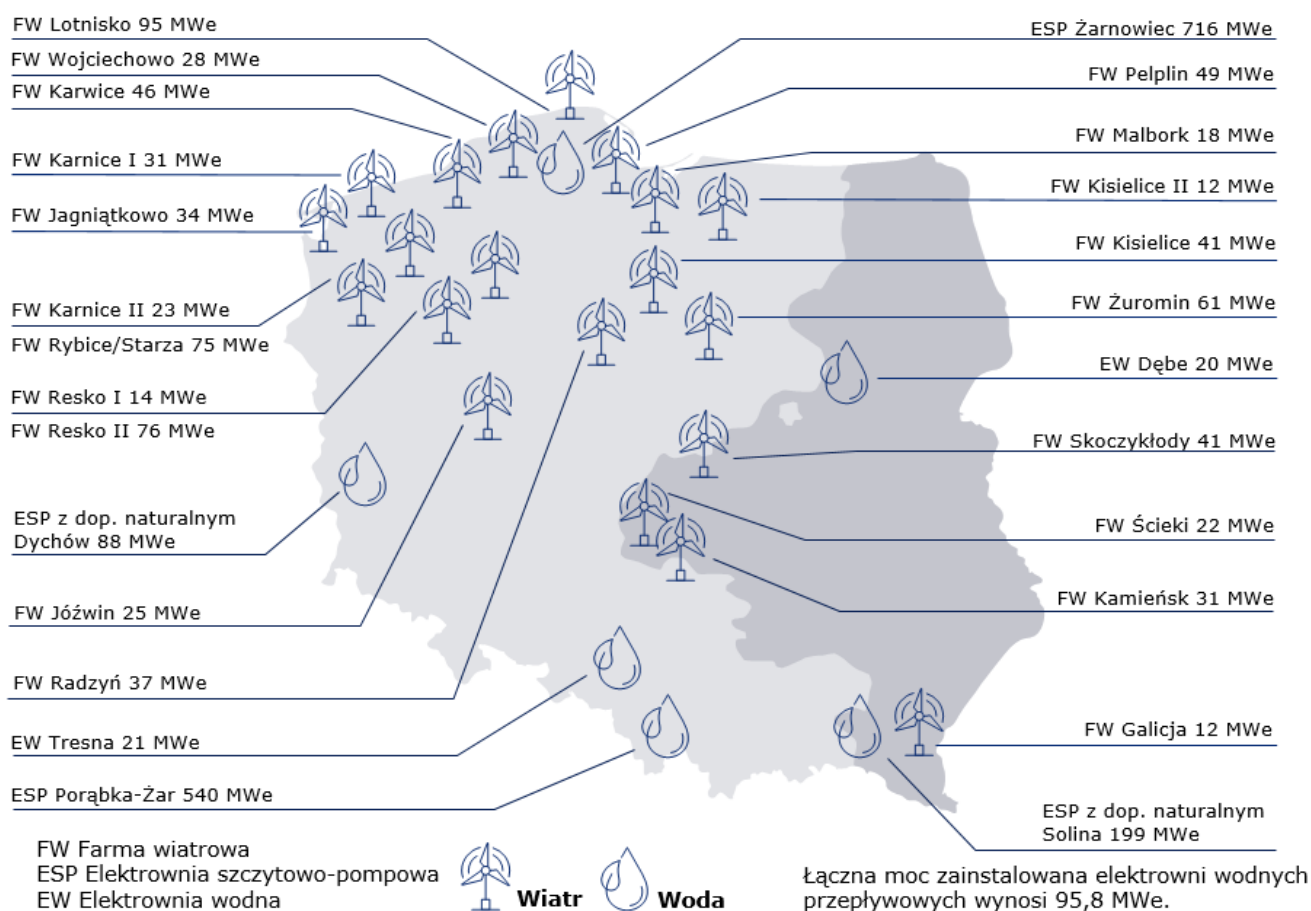
## AKTYWA

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 prezentowane są również spółki z obszaru Energetyka Morska, które odpowiadają za wszelkie działania związane z wiatrową energetyką morską.

Na aktywa segmentu składa się:

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

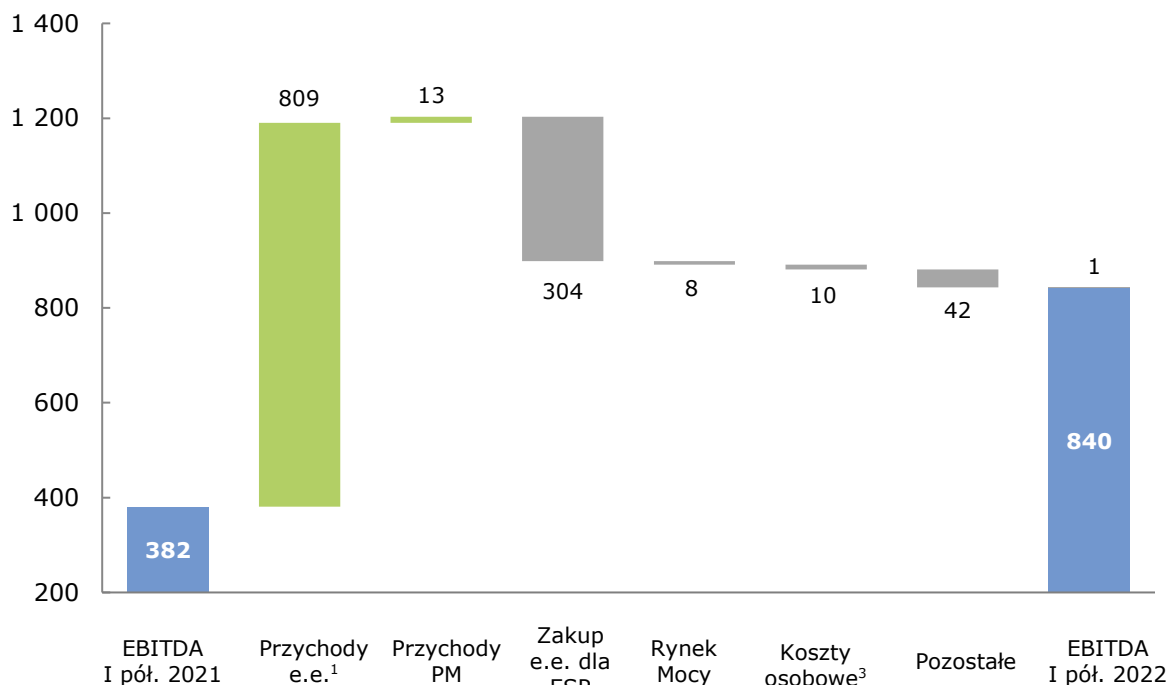
Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Odnawialna i ich moc zainstalowana.





**KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU**

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



Odchylenie	809	13	-304	-8	-10	-42	
EBITDA raportowana I pół. 2021	<b>382</b>						
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021	<b>0</b>						
EBITDA powtarzalna I pół. 2021	<b>382</b>	401 <sup>2</sup>	82	110	145	54	82
EBITDA powtarzalna I pół. 2022		1 210	95	414	137	64	124
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022							<b>1</b>
EBITDA raportowana I pół. 2022							<b>841</b>

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

<sup>1</sup>Pozycja zawiera przychody e.e. z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV, ESP).

<sup>2</sup>Zmiana prezentacyjna w porównaniu do wartości przedstawionych w I półroczu 2021 roku (przesunięcie części przychodów z pozycji Pozostałe do pozycji Przychody e.e.).

<sup>3</sup>Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Energetyka Odnawialna (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	1	0	-
<b>Razem</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>-</b>

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 398 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 699 mln PLN; wyższego wolumenu sprzedaży o 377 GWh, co wpłynęło na powiększenie przychodów o ok. 110 mln PLN.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych**, które wynikają głównie z wyższego wolumenu sprzedaży o 141 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 18 mln PLN, skompensowanego częściowo niższą średnią ceną sprzedaży o 7 PLN/MWh r/r, w wyniku czego przychody spadły o 5 mln PLN.
- **Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku wyższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 320 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost kosztów o 255 mln PLN oraz wyższego wolumenu zakupu o 245 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 49 mln PLN.
- **Niższe przychody z tyt. Rynku Mocy**, wynikające głównie z niższych stawek względem roku ubiegłego.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest głównie efektem większego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.
- **Niższy poziom pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych kosztów prowadzenia działalności operacyjnej, spowodowanych rozwojem obszarów Energetyki Morskiej oraz Energetyki Odnawialnej.

#### NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna.

mln PLN	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	106	70	51%
▪ Rozwojowe	89	19	368%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	17	51	-67%
Pozostałe	6	7	-14%
<b>Razem</b>	<b>112</b>	<b>77</b>	<b>45%</b>

#### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

- W I półroczu 2022 roku kontynuowano prace związane z budową 19 **projektów PV** o łącznej mocy ok. 18 MW, które w 2021 roku uzyskały wsparcie w aukcji OZE. Równocześnie, dla projektów które w ubiegłym roku otrzymały decyzje o pozwoleniu na budowę, na początku 2022 roku uruchomione zostały postępowania przetargowe, obejmujące m.in. inwestycje dużej skali takie jak PV Augustynka (25 MW), PV Gutki 1 i 2 (łącznie 12 MW) oraz PV Huszlew 1 i 2 (łącznie 13 MW), PV Jeziórko (100 MW). 28 czerwca 2022 roku odbył się odbiór techniczny farmy fotowoltaicznej PV Bedlno Radzyńskie o mocy 1 MW. W trakcie budowy znajduje się pozostałych 18 projektów PV o mocy do 1 MW każdy. W II kwartale 2022 roku podpisano umowy z GRI instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 37 MW (tj. PV Gutki 1 o mocy 6 MW, PV Gutki 2 o mocy 6 MW, PV Huszlew 1 o mocy 5 MW, PV Huszlew 2 o mocy 8 MW, PV Zawidów o mocy 2 MW oraz 10 instalacji o mocy do 1 MW). Łączna wartość zawartych umów wynosi ok. 123 mln PLN. W I półroczu 2022 roku prowadzono również działania na rzecz rozwoju kolejnych projektów farm fotowoltaicznych, w tym pozyskiwanie praw do gruntów oraz uzyskiwanie wymaganych decyzji administracyjnych zmierzających do pozyskania pozwoleń na budowę.
- W zakresie rozwoju inwestycji w **morskie farmy wiatrowe** złożono do Ministerstwa Infrastruktury osiem wniosków o nowe pozwolenia lokalizacyjne dla elektrowni morskich na Morzu Bałtyckim. Obecnie Grupa PGE przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (z czego 2,5 GW w Joint Operations (JO) z Ørsted) w oparciu o 3 uzyskane w 2012 roku pozwolenia lokalizacyjne. Prace

prorowadzone na tych obszarach realizowane są zgodnie z harmonogramem. W najbliższych miesiącach spodziewane jest uzyskanie ważnych decyzji administracyjnych dotyczących m.in. pozwoleń środowiskowych dla infrastruktury lądowej związanej z wyprowadzeniem mocy, a w dalszej kolejności pozwoleń na budowę. W trakcie realizacji są przetargi dotyczące poszczególnych etapów inwestycji. Grupa PGE i Ørsted wybrały konsorcjum spółek Ramboll Polska oraz Projmors Biuro Projektów Budownictwa Morskiego na wykonawcę projektu budowlanego dla obu etapów inwestycji w morskie farmy wiatrowe. Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku. Według założeń rządowych, ujętych w Polityce energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040), morskie farmy wiatrowe w polskiej strefie Morza Bałtyckiego w 2040 roku będą posiadały moc ok. 8-11 GW. Na Morzu Bałtyckim obecnie dostępnych jest 11 akwenów, w ramach których Grupa PGE i inne podmioty ubiegają się o pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

- 1 kwietnia 2022 roku PGE podpisała umowę warunkową na nabycie 3 **lądowych farm wiatrowych** o łącznej mocy 84,2 MW, co oznacza dla Grupy PGE wzrost mocy zainstalowanej w obszarze energetyki wiatrowej na lądzie z 688 MW do 772 MW oraz wzrost udziału w rynku z 9,6% do 10,8%. 21 czerwca 2022 roku doszło do przeniesienia prawa własności udziałów na rzecz PGE EO S.A. Farmy będące przedmiotem akwizycji, znajdują się w 3 województwach: kujawsko-pomorskim (FW Radzyń o mocy 37 MW), łódzkim (FW Ścieki o mocy 22 MW) i wielkopolskim (FW Józwin o mocy 25 MW). W sumie aktywa będące przedmiotem transakcji to łącznie 32 turbiny zapewniające średnią produkcję roczną na poziomie 240 GWh, co pozwala zabezpieczyć zapotrzebowanie ok. 120 tys. gospodarstw domowych. Wszystkie nabywane farmy posiadają długoterminowe umowy na zakup zielonej energii elektrycznej, które częściowo zabezpieczają wyprodukowane wolumeny nawet do 2030 roku. Farmy do ok. 2030 roku będą korzystać z systemu wsparcia w formie zielonych certyfikatów.
- 3 czerwca 2022 roku podpisano umowę na dokończenie modernizacji wyposażenia technologicznego **Elektrowni Wodnej Dębe** z Konsorcjum firm Elbis sp. z o.o. i Ramb sp. z o.o., po uprzednim odstąpieniu od umowy na realizację zadania modernizacyjnego z powodu niewypłacalności GRI (ZRE Gdańsk S.A.).
- W II kwartale 2022 roku rozstrzygnięto postępowania zakupowe związane z Programem Kompleksowej Modernizacji **ESP Porąbka-Żar** na pozyskanie Wykonawców modernizacji części technologicznej, modernizacji zbiornika górnego oraz modernizacji obiektów budowlanych toru wodnego. Modernizacja obejmuje swoim zakresem m.in. wymianę na nowe obecnych 4 hydrozespołów, pracujących od początku eksploatacji elektrowni, tj. od 1979 roku, modernizację ekranu asfaltobetonowego zbiornika górnego (ostatnia modernizacja w 1995 roku) oraz modernizacje odtworzeniowe na obiektach budowlanych toru wodnego. Przeprowadzenie inwestycji pozwoli wydłużyć eksploatację elektrowni o co najmniej kolejne 30 lat.
- W czerwcu 2022 roku projekt **Bateryjnego Magazynu Energii Elektrycznej** (BMEE) uzyskał decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, która jest niezbędnym, niezwykle istotnym krokiem na drodze kontynuacji prac projektowych. Kolejnym kamieniem milowym w realizacji inwestycji było uzyskanie pierwszej w Polsce promesy koncesji na magazynowanie energii elektrycznej. Projekt ten ma na celu połączenie istniejącej ESP Żarnowiec o mocy 716 MW z BMEE o mocy nie mniejszej niż 200 MW i pojemności ponad 820 MWh. Uzyskana dzięki temu innowacyjna instalacja hybrydowa o mocy co najmniej 921 MW i pojemności ponad 4,6 GWh (co odpowiada mocy największych konwencjonalnych bloków w Polsce) będzie w stanie świadczyć pełen zakres regulacyjnych usług systemowych, posłużyć do „odbudowy” systemu energetycznego lub zasilić energią około 200 tys. gospodarstw domowych przez okres co najmniej 5 godzin (przy średnim obciążeniu 5 kW na dom). W I kwartale 2022 roku planowany BMEE został wpisany do rejestru Rynku Mocy, a prowadzone już wcześniej prace projektowe doprowadziły do uzyskania dla niego warunków przyłączenia do sieci przesyłowej. Dodatkowo BMEE będzie pełnił funkcję bilansowania technicznego i handlowego dla niestabilnych źródeł energii odnawialnej tj. lądowych i morskich farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych należących do Grupy PGE.



**WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE**

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze 129 829 km<sup>2</sup> i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,62 mln klientów.

Wykres: Obszar sieci dystrybucyjnej PGE.

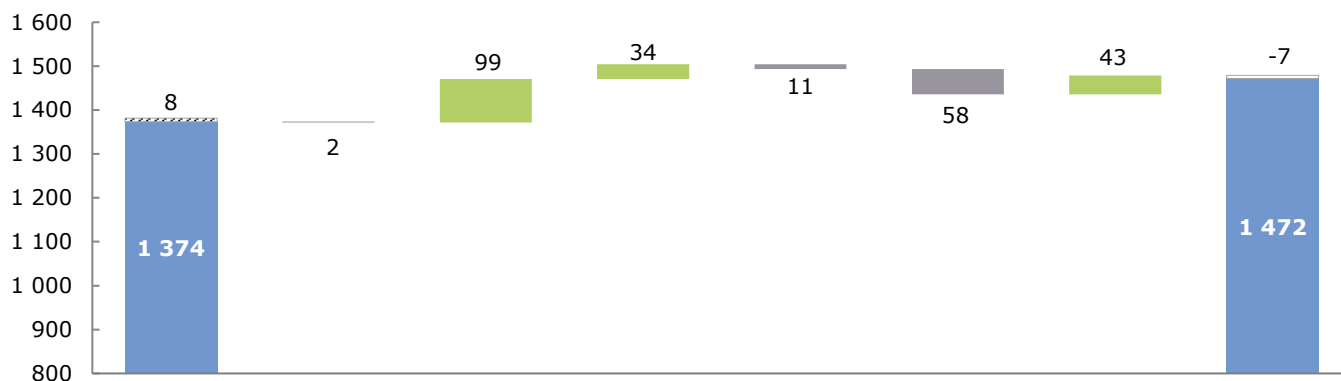


Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej i liczba klientów.

Taryfy	Wolumen (TWh)		Liczba klientów wg punktów poboru (szt.)	
	I pół. 2022	I pół. 2021	I pół. 2022	I pół. 2021
Grupa taryfowa A	2,69	2,64	123	115
Grupa taryfowa B	7,40	7,25	13 235	12 703
Grupa taryfowa C+R	3,39	3,37	486 763	488 971
Grupa taryfowa G	5,14	5,38	5 121 741	5 056 964
<b>Razem</b>	<b>18,62</b>	<b>18,64</b>	<b>5 621 862</b>	<b>5 558 753</b>

**KLUCZOWE CZYNNIKI WPLYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU**

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



	EBITDA I pół. 2021	Wolumen dystrybuow. e.e.	Zmiana taryfy dystrybucyjnej <sup>1</sup>	Różnica bilansowa <sup>2</sup>	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe <sup>3</sup>	Pozostałe	EBITDA I pół. 2022
<b>Odchylenie</b>		<b>-2</b>	<b>99</b>	<b>34</b>	<b>-11</b>	<b>-58</b>	<b>43</b>	
EBITDA raportowana I pół. 2021	<b>1 382</b>							
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2021	<b>8</b>							
EBITDA powtarzalna I pół. 2021	<b>1 374</b>	2 363		254	223	632	120	
EBITDA powtarzalna I pół. 2022		2 460		220	234	690	163	<b>1 479</b>
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022								<b>-7</b>
EBITDA raportowana I pół. 2022								<b>1 472</b>

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

<sup>1</sup> Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

<sup>2</sup> Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

<sup>3</sup> Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Dystrybucja (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-7	8	-
<b>Razem</b>	<b>-7</b>	<b>8</b>	<b>-</b>

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

- **Spadek wolumenu dystrybuowanej** energii elektrycznej o 0,02 TWh, wynikający głównie z wysokiej bazy roku poprzedniego w taryfie gospodarstw domowych oraz spadku średniego zużycia e.e. w tej grupie o 6%.
- **Wzrost stawek w Taryfie 2022** o 5,3 PLN/MWh w porównaniu do taryfy obowiązującej w ubiegłym roku, który przełożył się na zwiększenie przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej** na pokrycie różnicy bilansowej głównie spowodowane efektem doszacowania rozliczenia kompensacyjnego z PGE Obrót S.A.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** wynika ze wzrostu wartości budowli oraz wyższych stawek podatkowych.
- **Wzrost kosztów osobowych** w związku z rosnącymi kosztami zatrudnienia.

- **Odchylenie w pozycji pozostałe**, wynikające głównie ze znacznie wyższych przychodów z tytułu opłaty przyłączeniowej.

#### NAKLĄDY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja.

mIn PLN	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Inwestycje rozwojowe	363	302	20%
Inwestycje Modernizacyjno-odtworzeniowe	270	304	-11%
Pozostałe	4	0	-
<b>Razem</b>	<b>637</b>	<b>606</b>	<b>5%</b>

#### KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE DYSTRYBUCJA

- **Przyłączenie nowych odbiorców:** W I półroczu 2022 roku realizowany był program przyłączania odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, gdzie poniesione zostały nakłady w wysokości 346 mln PLN.
- **Realizacja węzła Czosnów:** Grupa PGE zrealizowała w I półroczu 2022 roku ostatni etap inwestycji w zakresie budowy dwóch linii kablowych wysokiego napięcia ze stacji 400/110 kV Mościska, która należy do PSE S.A., do stacji 110/15 kV w Łomiankach i w kierunku stacji 110/15 kV Czosnów. Dokonano odbioru prac oraz uruchomiono węzeł Czosnów. Działania te pozwoliły „zamknąć pierścień energetyczny”, w wyniku czego w przypadku wyłączenia jednej linii lub uszkodzenia niektórych jej elementów, energia jest w dalszym ciągu dostarczana do klientów. Stacja elektroenergetyczna 110/15 kV w Czosnowie wraz z liniami wysokiego napięcia poprawią bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i umożliwią przyłączenie do sieci nowych obiektów.
- **Program LTE450:** W I półroczu 2022 roku realizowano postępowania przetargowe na zakup i wdrożenie komponentów sieci rdzeniowej CORE LTE450 oraz zakup i wdrożenie komponentów sieci radiowej RAN LTE450 wraz z usługą wsparcia technicznego.
- **Program Kablowania:** Grupa PGE w I półroczu 2022 roku kontynuowała realizację Programu Kablowania sieci średniego napięcia (SN) do poziomu skablowania 30% sieci SN stanowiących własność PGE Dystrybucja S.A, ponosząc nakłady w wysokości 50 mln PLN.
- **Program instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO):** Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w zmienionej ustawie Prawo energetyczne. W I półroczu 2022 roku uruchomiono postępowania zakupowe na:
  - dostawę liczników zdalnego odczytu dla odbiorców końcowych na lata 2023 – 2025,
  - dostawę liczników i modemów na stacji SN/nn na lata 2023 – 2025,
  - montaż liczników u odbiorców końcowych i modernizację stacji SN/nn,
  - montaż liczników w stacjach SN/nn.

Zgodnie z zapisami ustawy OSD ma do 31 grudnia 2028 roku zainstalować LZO skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

- **Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB):** W I półroczu 2022 roku rozstrzygnięto postępowanie przetargowe na realizację zamówienia obejmującego wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE, realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z 2 systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. 29 kwietnia 2022 roku spółka z Grupy PGE - PGE Systemy S.A. podpisała umowę z wyłonionym w przetargu wykonawcą A2 Customer Care z Grupy Atende - na wykonanie i wdrożenie systemu CRM Billing w Grupie. Nowe rozwiązanie ma zastąpić działające obecnie systemy billingowe oraz systemy CRM do obsługi klientów Grupy PGE. Rozpoczęto prace przygotowawcze przedwdrożeniowe dot. analizy

---

procesów biznesowych i rozwiązań dostosowujących do współpracy z CSIRE. Powołane zostały zespoły projektowe do wdrożeń NCB w spółkach oraz realizowana jest analiza przedwdrożeniowa z dostawcą. Początkowy etap wdrożenia zaplanowano w pierwszej połowie 2023 roku.





## WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

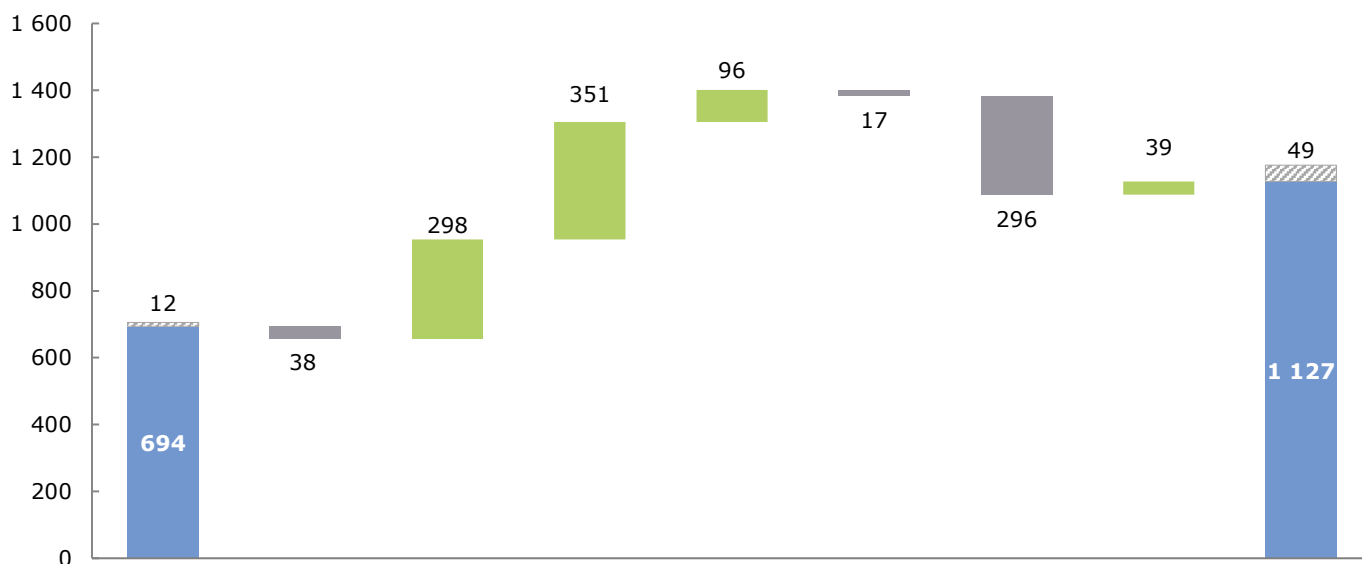
Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych i liczba klientów w I półroczu 2022 i 2021 roku.

Taryfy	Wolumen (TWh) <sup>1</sup>		Liczba klientów według punktów poboru (szt.) <sup>1</sup>	
	I półrocze 2022	I półrocze 2021	I półrocze 2022	I półrocze 2021
Grupa taryfowa A	3,61	3,63	150	136
Grupa taryfowa B	6,04	6,69	11 017	11 830
Grupa taryfowa C+R	2,89	3,13	406 622	423 869
Grupa taryfowa G	4,90	5,20	5 054 547	4 989 505
<b>Razem</b>	<b>17,44</b>	<b>18,65</b>	<b>5 472 336</b>	<b>5 425 340</b>


<sup>1</sup>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).



	EBITDA I pół. 2021	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE	Wynik na sprzedaży paliw	Koszty osobowe <sup>1</sup>	Wynik na pozostałej działalności operacyjnej <sup>2</sup>	Pozostałe	EBITDA I pół. 2022
<b>Odchylenie</b>		<b>-38</b>	<b>298</b>	<b>351</b>	<b>96</b>	<b>-17</b>	<b>-296</b>	<b>39</b>	
EBITDA raportowana I pół. 2021	<b>706</b>								
Zdarzenie jednorazowe I pół. 2021	<b>12</b>								
EBITDA powtarzalna I pół. 2021	<b>694</b>	546	429	12	189	-2	-102		
EBITDA powtarzalna I pół. 2022		806	780	108	206	-298	-63		<b>1 127</b>
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2022									<b>49</b>
EBITDA raportowana I pół. 2022									<b>1 176</b>

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany.

<sup>1</sup>Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej oraz rezerwy na PDO (zdarzenia jednorazowe).

<sup>2</sup>Pozycja bez uwzględnienia wpływu rezerwy na prosumentów (zdarzenie jednorazowe).

Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Obrót (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2022	I półrocze 2021	Zmiana %
Rezerwa na PDO	0	11	-100%
Rezerwa aktuarialna	1	1	0%
Rozwiązanie rezerwy na prosumentów <sup>1</sup>	48	0	-
<b>Razem</b>	<b>49</b>	<b>12</b>	<b>308%</b>

<sup>1</sup>W związku z nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii z 29 października 2021 roku, wprowadzającą zmiany w sposobie rozliczenia prosumentów i określającą okres wsparcia dla dotychczasowych prosumentów, uznano, iż zostały spełnione warunki do utworzenia rezerw na umowy rodzące zobowiązania w rozumieniu MSR 37. Rezerwa została zawiązana dla kontraktów na 2022 rok. W I półroczu 2022 roku rozwiązano część tej rezerwy na prognozowaną stratę na sprzedaży energii elektrycznej do prosumentów.

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

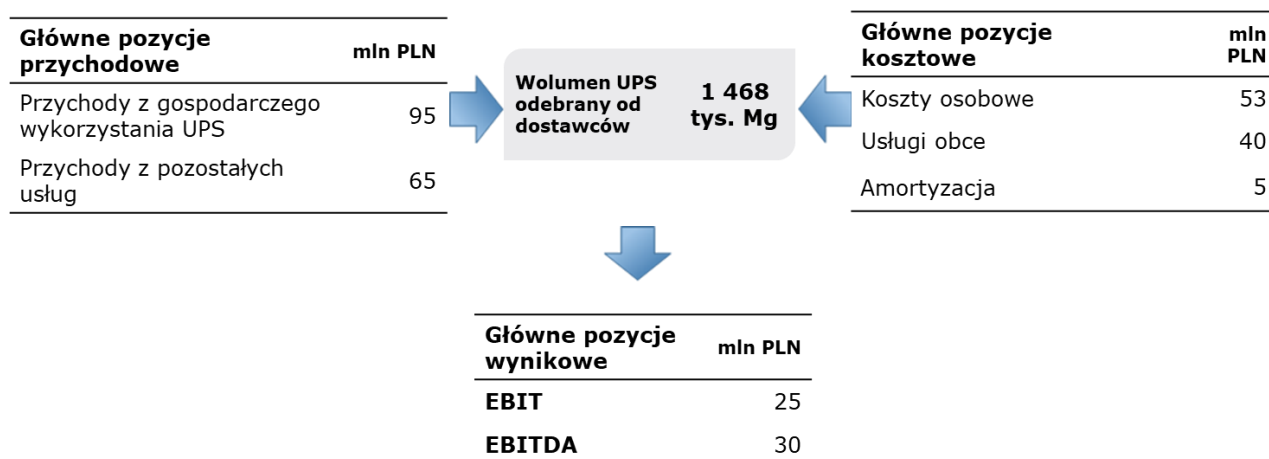
- **Wyższy wynik na energii elektrycznej** jest efektem wyższej marży wygenerowanej na produktach taryfowych.
- **Wzrost przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** wynikający ze wzrostu przychodów z tytułu umowy ZHZW, co jest konsekwencją wyższej wartości obrotu energią elektryczną objętej zarządzaniem oraz w efekcie marży od transakcji na obrocie CO<sub>2</sub> ze spółkami GK PGE.
- **Wyższy wynik na sprzedaży paliw** w efekcie wyższego wyniku na sprzedaży węgla grubego i miału oraz z tytułu zarządzania instrumentami finansowymi.
- **Wyższe koszty osobowe** w efekcie zmian organizacyjnych i w związku z prowadzonym procesem zmiany wynagrodzeń.
- **Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej** w efekcie wyższych odpisów aktualizujących należności handlowe oraz w efekcie zawiązana rezerw na poczet przyszłych należności wątpliwych w spółkach sprzedaży detalicznej.

## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI – GOSPODARKA OBIEGU ZAMKNIĘTEGO

### OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

Przedmiotem działalności segmentu jest zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania UPS, świadczenie usług w obszarach pomocniczych dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła oraz dostaw materiałów na bazie UPS.

## Gospodarka Obiegu Zamkniętego



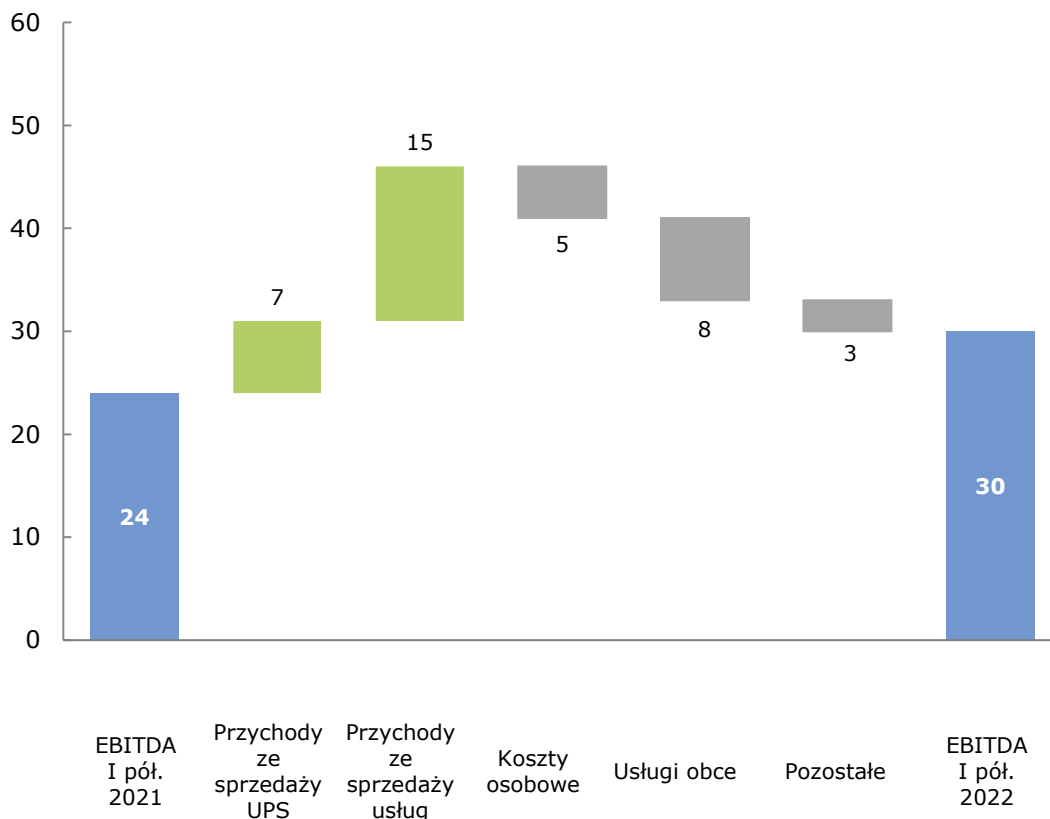
Od początku 2021 roku w strukturach Grupy PGE funkcjonuje nowy segment operacyjny Gospodarka Obiegu Zamkniętego (GOZ). W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Ekoserwis S.A., EPORE S.A., ZOWER sp. z o.o. Gospodarowanie UPS w Grupie PGE, prowadzi do wykorzystywania odpadów jako pełnowartościowych substancji 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 odpowietniania, 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).



Odchylenie	7	15	-5	-8	-3	
EBITDA I pół. 2021	24	88	50	48	32	34
EBITDA I pół. 2022		95	65	53	40	37
						<b>30</b>

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży ubocznych produktów spalania**, które spowodowane są wyższym wolumenem odbioru UPS od wytwórców.
- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług**, co jest wynikiem wyższych przychodów z wynajmu sprzętu ciężkiego.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** to głównie efekt wzrostu wynagrodzeń r/r.
- **Wyższe koszty usług obcych**, wynikające głównie z wyższych kosztów transportu UPS z jednostek produkcyjnych.
- **Wyższy poziom pozycji pozostałe**, spowodowany głównie wzrostem zużycia paliw oraz materiałów produkcyjnych.

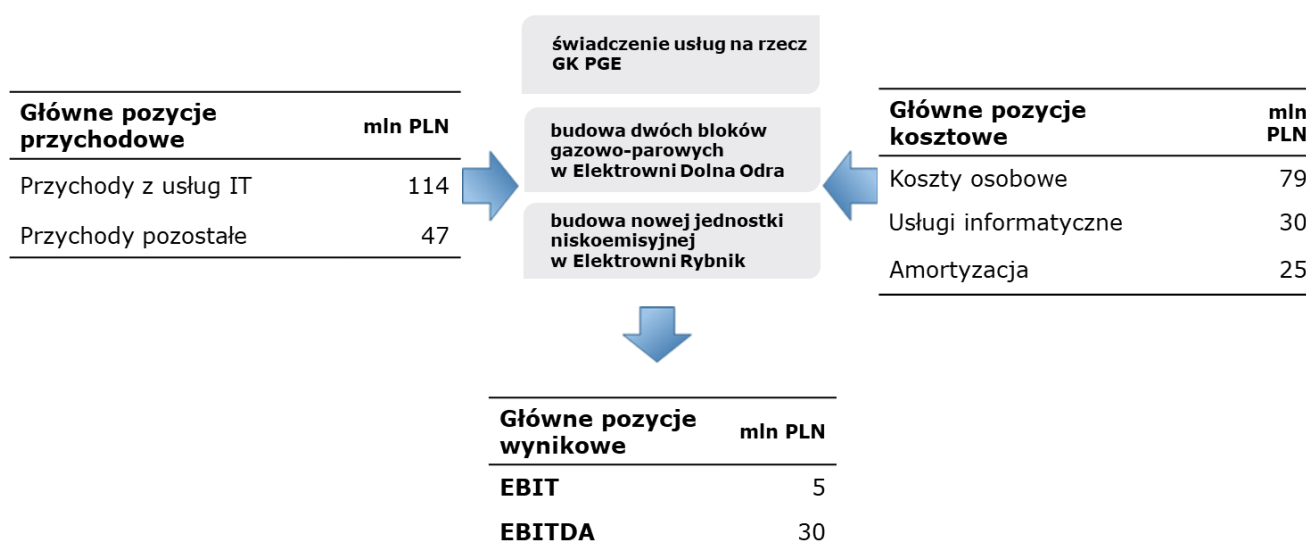
## SEGMENT DZIAŁALNOŚCI –POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

### OPIS SEGMENTU I MODEL JEGO DZIAŁALNOŚCI

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

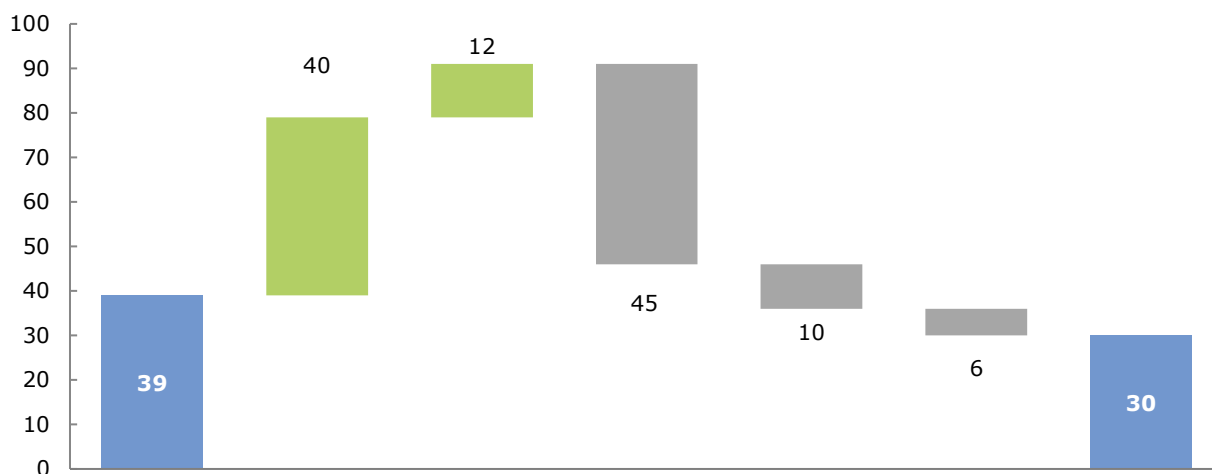
Ponadto w strukturach segmentu znajdują się spółki odpowiedzialne za budowę nowych, niskoemisyjnych jednostek wytwórczych. 1 października 2021 roku wydzielono z PGE GiEK S.A. (Elektrownia Dolna Odra) projekt, stanowiący zorganizowaną część przedsiębiorstwa (ZCP) w zakresie obejmującym budowę bloków gazowo-parowych oraz przeniesiono na spółkę PGE Inwest 8 sp. z o.o.(obecna nazwa: PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.). W strukturach segmentu Pozostała Działalność znajduje się również spółka Rybnik 2050 sp. z o.o., odpowiedzialna za budowę nowej jednostki niskoemisyjnej w Elektrowni Rybnik.

## Pozostała Działalność



### KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2021	Koszty osobowe	Koszty aktywowane	Przychody z pozostałych usług	Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	Pozostałe	EBITDA I pół. 2022
<b>Odchylenie</b>		<b>40</b>	<b>12</b>	<b>-45</b>	<b>-10</b>	<b>-6</b>	
EBITDA I pół. 2021	<b>39</b>	119	7	62	10	-79	
EBITDA I pół. 2022		79	19	17	0	-73	<b>30</b>

Kluczowymi czynnikami wpływającymi na wynik EBITDA segmentu Pozostała Działalność r/r były:

- **Niższe koszty osobowe** w związku z przeniesieniem od początku roku 2022 Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz sprzedażą udziałów w spółce PGE EJ1 sp. z o.o. w marcu 2021 roku.
- **Wyższe koszty aktywowane** w wyniku wyższej alokacji kosztów w aktywa w I półroczu roku 2022 z tytułu prowadzonych projektów przez PGE Systemy S.A.
- **Niższe przychody z pozostałych usług** ze względu na przeniesienie Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Energetyka Konwencjonalna.
- **Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej głównie** z powodu przeniesienia Elbest Security sp. z o.o. do segmentu Energetyka Konwencjonalna oraz sprzedaży spółki Elbest sp. z o.o.

### NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność

mln PLN	I półrocze 2022 <sup>1</sup>	I półrocze 2021	Zmiana %
<b>Razem</b>	<b>599</b>	<b>21</b>	<b>2 752%</b>

<sup>1</sup>W danych za I półrocze 2022 roku ujęta została wartość nakładów inwestycyjnych dot. projektu budowy 2 bloków gazowo-parowych, realizowanego przez PGE Gryfino 2050 sp. z o.o. oraz niskoemisyjnej jednostki, za budowę której odpowiada Rybnik 2050 sp. z o.o.

## KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

- Trwa przygotowanie **projektu budowy bloku gazowo-parowego o mocy ok. 800-900 MW w Elektrowni Rybnik (Rybnik 2050 sp. z o.o.)**. W II kwartale 2022 roku przeprowadzono dialog konkurencyjny z oferentami oraz opublikowano specyfikację warunków zamówienia. Termin złożenia ofert techniczno-handlowych ustalono na 24 października 2022 roku.
- W I półroczu 2022 roku kontynuowano prace związane z realizacją dwóch **nowych bloków gazowo-parowych o mocy 671 MWe każdy (PGE Gryfino 2050 sp. z o.o.)**. Prace na terenie budowy skupiały się głównie na wyposażeniu technologicznym maszynowni bloku 9 i bloku 10. W zakresie bloku 9 odbył się montaż generatora, zakończono montaż modułów kotła odzyskowego (HRSG), zamontowano komin, oraz część wysokoprężnej i średnioprężnej turbiny parowej. W zakresie bloku 10 nadal trwa montaż kominy oraz modułów kotła HRSG, dostarczono generator oraz turbinę parową. Zaawansowanie rzeczowe realizacji projektu na koniec czerwca 2022 roku wynosiło 71,3%. W zakresie przyłącza gazowego prace realizowane są zgodnie z harmonogramem. Budowa dwóch bloków gazowo-parowych jest projektem strategicznym Grupy PGE. Budżet inwestycji to 4,3 mld PLN. Bloki uzyskały 17-letni kontrakt w aukcji głównej Rynku Mocy, który zacznie obowiązywać od 2024 roku. Bloki te będą spełniały rygorystyczne normy środowiskowe dotyczące emisyjności. Dzięki zasilaniu gazem wysokometanowym, produkcja energii elektrycznej będzie realizowana w oparciu o niskoemisyjne jednostki wytwórcze, co z kolei wpłynie korzystnie na środowisko i jakość powietrza w regionie. Inwestycja jest odpowiedzią na rosnące zapotrzebowanie na elastyczne moce wytwórcze i ma strategiczne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Elektrownia gazowo-parowa ma być zasilana paliwem dostarczanym z terminala LNG w Świnoujściu oraz z gazociągu Baltic Pipe.



KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Cel projektu	Budżet	Poniesione nakłady <sup>1</sup>	Nakłady poniesione 2022 roku <sup>1</sup>	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji	Status
<b>Budowa dwóch bloków gazowo parowych nr 9 i 10 w Elektrowni Dolna Odra</b>	4,3 mld PLN	1,35 mld PLN	535,5 mln PLN	Gaz ziemny/ 63%	Konsorcjum firm: General Electric (lider konsorcjum) i Polimex Mostostal	Grudzień 2023 roku	Na 30 czerwca 2022 roku zaawansowanie postępu prac w Projekcie wynosiło ok. 71,3%. Prace na terenie budowy dotyczyły głównie montażu instalacji technologicznych w zakresie maszynowni bloku 9 i bloku 10 (dostawa i posadowienie generatorów, posadowienie turbin parowych, montaż kominów, końcowe montaż kotłów odzyskowych)

<sup>1</sup>Poniesione nakłady nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji oraz pozostałych wykonawców.

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

### WPŁYW WOJNY NA TERYTORIUM UKRAINY NA DZIAŁALNOŚĆ GRUPY PGE

GK PGE jest największą grupą energetyczną w Polsce. Jednostki Grupy zabezpieczają około 43% zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju oraz obsługują ponad 5,5 mln klientów, a obszar dystrybucyjny Grupy PGE obejmuje ponad 40% terytorium Polski, w tym na obszarach przy granicy z Ukrainą i Białorusią. Z tego względu działalność Grupy ma szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kluczowe dla Grupy PGE jest zabezpieczenie ciągłości działania elektrowni i elektrociepłowni oraz infrastruktury dystrybucyjnej, tak aby zapewnić nieprzerwane dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw.

W związku z sytuacją w Ukrainie na szczeblu centralnym Grupy PGE został powołany Zespół Kryzysowy, którego celem jest stałe monitorowanie zagrożeń i identyfikacja potencjalnych ryzyk. W ramach prac Zespołu prowadzony jest monitoring obejmujący bezpieczeństwo wytwarzania i dostaw energii elektrycznej oraz ciepła, ochronę infrastruktury krytycznej oraz infrastruktury informatycznej. Do zadań Zespołu należy również podejmowanie działań minimalizujących ryzyko wystąpienia sytuacji kryzysowej, przygotowanie spółek w Grupie na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowej oraz planowanie, organizacja i koordynowanie prac zapewniających ciągłość działania Spółki i Grupy PGE.

W kluczowych spółkach Grupy również zostały powołane sztaby kryzysowe, funkcjonujące 24h na dobę, realizujące stały monitoring oraz identyfikujące potencjalne ryzyka w celu minimalizacji zagrożenia dla dostaw energii elektrycznej i ciepła.

Wszystkie spółki kluczowe GK PGE przyjęły wytyczne w zakresie opracowania planów zapewnienia ciągłości działania (PCD). Na tej podstawie spółki opracowują a następnie wdrażają własne PCD, które uwzględniają specyfikę danej spółki. Kluczowym założeniem PCD jest opracowanie katalogu zagrożeń dla procesów krytycznych, na podstawie których są opracowywane i przyjmowane scenariusze awaryjne (instrukcje, procedury). Scenariusze awaryjne są cyklicznie testowane oraz na bieżąco aktualizowane. W obecnej sytuacji spółki zostały zobligowane zarówno do pilnej aktualizacji i weryfikacji regulacji wewnętrznych, jak i PCD.

W aktualnej sytuacji geopolitycznej znacząco wzrosło znaczenie cyberbezpieczeństwa. W Grupie PGE zostały wdrożone specjalne procedury monitorowania sieci teleinformatycznych z uwagi na wzmożoną działalność grup przestępczych, mającą na celu atak na systemy ICT oraz OT. W związku z obowiązującym stanem alarmowym CHARLIE-CRP plany awaryjne zostały poddane przeglądowi. Istotna zmiana kontekstu funkcjonowania Grupy wywołała uruchomienie analizy zagrożeń i szacowanie ryzyka wystąpienia incydentu cyberbezpieczeństwa. Wzmożono także nacisk na ochronę łańcucha dostaw przed atakami cybernetycznymi.

Realność zagrożeń cybernetycznych potwierdzają ataki przeprowadzane na infrastrukturę teleinformatyczną Grupy oraz użytkowników systemów informacyjnych. W ostatnim czasie w sposób szczególny zwracają uwagę ataki, których celem jest wyłudzenie informacji lub próba zainstalowania złośliwego oprogramowania. Zidentyfikowano także ataki DDoS (Distributed Denial of Service), których celem jest zajęcie wszystkich dostępnych i wolnych zasobów w celu uniemożliwienia funkcjonowania całej usługi.

Podejmowane działania przeciwdziałające atakom (monitorowanie, obsługa incydentów i przywracanie działania systemów) pozwalają na skuteczne odpieranie ataków. Działania te powiązane z adekwatnym zarządzaniem prowadzą do budowy odporności.

Ochrona fizyczna obiektów Grupy także została wzmocniona. W celu ochrony kluczowej infrastruktury energetycznej Grupa współpracuje ze wszystkimi służbami odpowiedzialnymi za bezpieczeństwo w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego (ABW). Ponadto PGE Dystrybucja na stałe jest wspierana przez Wojska Obrony Terytorialnej (WOT).

### KLUCZOWE OBSZARY W GRUPIE PGE, NA KTÓRE WPŁYWA WOJNA W UKRAINIE

- dostępność i ceny paliw,
- zakłócenie łańcucha dostaw komponentów,
- wzrost inflacji i stóp procentowych oraz osłabienie waluty krajowej,
- ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- większa presja na transformację energetyczną poprzez rozwój OZE,
- cyberbezpieczeństwo,
- geopolityka,
- kontrahenci (listy sankcyjne).

### KLUCZOWE RYZYKA DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ GK PGE ZWIĄZANE Z WOJNĄ W UKRAINIE

- zmniejszenie dostępności węgla kamiennego na polskim rynku z uwagi na embargo w zakresie dostaw tego surowca z Rosji,
- wzrost cen węgla kamiennego oraz gazu na rynku międzynarodowym,
- zakłócenia logistyczne związane z wysokim wykorzystaniem taboru kolejowego i zmianami aktualnych tras przejazdowych,
- zmniejszenie dostępności biomasy na polskim rynku z uwagi na wstrzymanie importu surowca z Białorusi,
- zakłócenia logistyczne w transporcie samochodowym związane z cenami paliwa oraz dostępnością pracowników usługodawców.

### RYZYKA ZWIĄZANE Z DOSTAWAMI GAZU

- EC Gorzów oraz EC Zielona Góra mają dostarczany gaz złożowy (tzw. gaz Ln). Ze względu na wykorzystywanie dedykowanej infrastruktury przesyłowej pomiędzy kopalnią a daną elektrociepłownią te aktywa wytwórcze są neutralne wobec zaburzeń dostaw do Krajowego Systemu Przesyłowego Gazu.
- EC Toruń, EC Zawidawie, EC Lublin Wrotków i EC Rzeszów mają dostarczany gaz wysokometanowy (tzw. gaz E). Gaz E pobierany z Krajowego Systemu Przesyłowego jest zabezpieczony w formie odpowiedniego stanu magazynów i w Polsce jest to na relatywnie wysokim poziomie.

Grupa PGE nie ma wpływu na kierunki dostaw i zarządzanie przesyłem paliwa gazowego, dlatego też ryzyko ewentualnego wystąpienia zakłóceń leży po stronie PGNiG oraz Operatora Systemu Przesyłowego (OGP Gaz - System S. A.). PGE ma ustanowione kanały komunikacji z PGNiG i Gaz-Systemem w zarządzaniu handlowym i operacyjnym we współpracy z daną lokalizacją z Grupy PGE. Zgodnie z krajowymi programami zarządzania ograniczeniami dostaw gazu, zabezpieczenie dostaw dla produkcji energii elektrycznej i ciepła jest uprzywilejowane wobec innych odbiorców korporacyjnych.

### WPŁYW OGRANICZEŃ W DOSTĘPNOŚCI PALIW NA PRODUKCJĘ ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

- W przypadku paliwa gazowego z uwagi na brak możliwości posiadania zapasów tego paliwa ograniczenie dostępności przekłada się na natychmiastową przerwę w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Jednak, jeżeli w danej elektrociepłowni istnieją rezerwowe kotły wodne na paliwo węglowe możliwa jest produkcja ciepła do wyczerpania stanu zapasów (dotyczy lokalizacji EC Lublin Wrotków oraz EC Rzeszów). W przypadku EC Gorzów rezerwę produkcji stanowi kocioł parowy OP-140 na paliwo węglowe. W lokalizacji EC Zielona Góra rezerwę dla produkcji ciepła stanowią kotły olejowe.

- Głównymi dostawcami węgla kamiennego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są polskie spółki wydobywcze oraz spółki importujące węgiel. Obecnie elektrociepłownie posiadają zapasy węgla kamiennego, które pozwalają na nieprzerwaną produkcję energii elektrycznej i ciepła. Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD) ze względu na znaczne obciążenie oraz problemy na rynku węgla kamiennego mają problemy z utrzymaniem minimalnych wymaganych zapasów, co powoduje konieczność ograniczania produkcji w celu utrzymania pracy ciągłej jednostek.

Zagwarantowanie dostaw energii elektrycznej dla PGE Dystrybucja S.A. i PGE Obrót S.A. odbywa się w formie zabezpieczenia handlowego. Dostawy fizyczne energii warunkowane są aktualną sytuacją zbilansowania i funkcjonowania KSE. Zakłócenia w produkcji energii elektrycznej będą wpływały na dostawy energii w zależności od lokalizacji w sieci w KSE. Na chwilę obecną Grupa PGE nie zidentyfikowała ryzyka dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw.

### RYZYKO WPŁYWU WOJNY NA RYNKI SUROWCÓW ORAZ FINANSOWE

Kryzys energetyczny objął swym zasięgiem zarówno Polskę jak i Europę i świat. Wojna w Ukrainie ma istotny wpływ na sytuację na rynku ciepła i energii elektrycznej w Polsce. Znacząco oddziałuje ona na ceny oraz dostępność surowców energetycznych, co przełożyło się na ceny energii i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz ceny towarów i usług, wpływając tym samym na poziomy generowanej marży i możliwości pozyskiwania kapitału. Utrudnienie lub całkowite wstrzymanie pracy wielu zakładów produkcyjnych w Ukrainie wpłynęło na zakłócenie łańcucha dostaw komponentów dla kluczowych inwestycji lub znaczący wzrost ich cen. Wojna w Ukrainie ukazała także ogromną rolę odnawialnych źródeł energii (OZE), których rozwój jest odpowiedzią na odcięcie dostaw surowców energetycznych z Rosji oraz wysokie ceny energii. Rośnie także presja, aby przyspieszyć transformację energetyczną w zgodzie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, wykorzystując odejście od paliw kopalnych do modernizacji polskiej gospodarki. A jako lider krajowej transformacji energetycznej w Polsce, Grupa PGE, uwzględnia potrzebę osiągnięcia neutralności klimatycznej w swojej strategii biznesowej. Jednocześnie nieunikniona jest także zmiana wzorców zachowań klientów energii, tak aby nie było problemów z niedoborem ciepła oraz energii elektrycznej w okresie zimowym. Grupa PGE mityguje ryzyka kontynuując politykę zabezpieczania kosztów produkcji energii elektrycznej wraz ze sprzedażą energii na rynku hurtowym, co znajduje swój wymiar zarówno w zabezpieczeniu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, jak również walut obcych na potrzeby transakcyjne. Dodatkowo zgodnie z obowiązującą decyzją nałożenia na Rosję i Białoruś sankcji wojennych Grupa PGE wprowadziła także weryfikację zgodności kontrahentów w łańcuchach dostaw.

W konsekwencji opisane powyżej ryzyka mogą mieć istotny wpływ na poszczególne obszary działalności GK PGE oraz przyszłe wyniki finansowe. W szczególności zmianie może ulec wartość odzyskiwalna wybranych pozycji aktywów, poziom oczekiwanych strat kredytowych oraz wycena instrumentów finansowych.

W związku z dynamicznym przebiegiem wojny na terytorium Ukrainy i jej konsekwencjami makroekonomicznymi oraz rynkowymi, Grupa PGE będzie na bieżąco monitorować jej rozwój a ewentualne zdarzenia, które wystąpią, zostaną odzwierciedlone odpowiednio w przyszłych sprawozdaniach finansowych Grupy.

### ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU I RADY NADZORCZEJ

#### SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU

Od 1 stycznia do 30 czerwca 2022 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

Od 1 stycznia 2022 roku do 18 stycznia 2022 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w 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
Zbigniew Gryglas	Członek Rady Nadzorczej
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Marcin Kowalczyk	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

Od 19 stycznia 2022 roku do 22 czerwca 2022 roku Rada Nadzorcza funkcjonowała w 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
Zbigniew Gryglas <sup>1</sup>	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Marcin Kowalczyk	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

<sup>1</sup> 18 stycznia 2022 roku Zbigniew Gryglas złożył oświadczenie odnośnie kryteriów niezależności.

22 czerwca 2022 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. powołało Radę Nadzorczą XII kadencji w składzie jak poniżej.

Od 22 czerwca 2022 roku do 12 lipca 2022 roku Rada Nadzorcza XII kadencji funkcjonowała w składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Marcin Kowalczyk	Członek Rady Nadzorczej
Anna Kowalik	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Artur Składanek	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Członek Rady Nadzorczej

12 lipca 2022 roku do Spółki wpłynęło oświadczenie Ministra Aktywów Państwowych (reprezentującego Skarb Państwa) o powołaniu Zbigniewa Gryglasa do składu Rady Nadzorczej Spółki od 12 lipca 2022 roku.

Od 12 lipca 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania Rada Nadzorcza funkcjonowała w następującym składzie:

Imię i nazwisko	Pełniona funkcja
Anna Kowalik	Przewodnicząca Rady Nadzorczej
Artur Składanek	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Radosław Winiarski	Sekretarz Rady Nadzorczej
Janina Goss	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Zbigniew Gryglas	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Tomasz Hapunowicz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Marcin Kowalczyk	Członek Rady Nadzorczej
Mieczysław Sawaryn	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

#### SKŁAD OSOBOWY KOMITETÓW RADY NADZORCZEJ

Od 1 stycznia 2022 roku do 22 czerwca 2022 roku 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
Zbigniew Gryglas		Członek	Członek	
Tomasz Hapunowicz		Przewodniczący	Członek	
Marcin Kowalczyk			Członek	
Anna Kowalik	Członek		Członek	Członek
Grzegorz Kuczyński	Przewodniczący	Członek		
Mieczysław Sawaryn			Członek	Przewodniczący
Artur Składanek	Członek		Przewodniczący	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

22 czerwca 2022 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. powołało Radę Nadzorczą XII kadencji. Pierwsze posiedzenie Rady Nadzorczej nowej kadencji odbyło się 12 lipca 2022 roku. Tego dnia powołane zostały Komitety Rady Nadzorczej w nowym składzie.

Od 12 lipca 2022 roku do dnia 26 lipca 2022 roku Komitety Rady Nadzorczej funkcjonowały w następującym składzie:

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

Na posiedzeniu Rady Nadzorczej 26 lipca 2022 roku Zbigniew Gryglas powołany został do Komitetów: Strategii i Rozwoju oraz Ładu Korporacyjnego.

Od 26 lipca 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania Komitety 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
Zbigniew Gryglas		Członek	Członek	
Tomasz Hapunowicz		Przewodniczący	Członek	
Marcin Kowalczyk			Członek	Członek
Anna Kowalik	Członek	Członek	Członek	Członek
Mieczysław Sawaryn	Członek	Członek	Członek	Przewodniczący
Artur Składanek	Przewodniczący		Członek	
Radosław Winiarski	Członek		Członek	

#### 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 w I półroczu 2022 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.

### ROZSTRZYGNIĘCIE SPORU POMIĘDZY CZECHAMI A POLSKĄ Z TYTUŁU PRZEDŁUŻENIA KONCESJI DLA DALSZEGO FUNKCJONOWANIA KWB TURÓW

3 lutego 2022 roku premierzy rządów polskiego i czeskiego parafowali umowę dwustronną określającą warunki wycofania skargi Czech z Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej odnośnie przedłużenia koncesji dla KWB Turów.

4 lutego 2022 roku Republika Czeska poinformowała Trybunał, że, zgodnie z art. 147 § 1 regulaminu postępowania, wskutek zawartej z Rzeczpospolitą Polską ugody w przedmiocie rozstrzygnięcia niniejszego sporu, zrzeka się ona wszelkich roszczeń. Wobec powyższego 4 lutego 2022 roku Prezes Trybunału Sprawiedliwości wydał postanowienie w przedmiocie wykreślenia sprawy z rejestru.

7 lutego 2022 roku zostało zawarte Porozumienie pomiędzy PGE GiEK S.A., PGE S.A. i Skarbem Państwa określające zasady współpracy w związku z wykonywaniem Umowy zawartej 3 lutego 2022 roku między Rządem Republiki Czeskiej a Rządem Rzeczypospolitej Polskiej o współpracy w zakresie odnoszenia się do skutków na terytorium Republiki Czeskiej wynikających z eksploatacji KWB Turów.

Na mocy powyższego Porozumienia PGE GiEK S.A. zobowiązała się do budowy wału ziemnego, monitorowania hałasu, monitorowania jakości powietrza, wykonania 4 otworów monitorujących poziomy warstw wodonośnych, zakończenia budowy ekranu przeciwfiltracyjnego, przeprowadzenia pomiarów dotyczących przemieszczania terenu oraz wymiany oświetlenia w KWB Turów.

PGE GiEK S.A. ponadto zobowiązała się do podjęcia działań na rzecz przekazania przez Fundację PGE na rzecz Kraju Libereckiego w Republice Czeskiej kwoty 10 milionów EUR. Darowizna została przekazana w lutym 2022 roku.

Eksploatacja złoża jest prowadzona zgodnie z warunkami wynikającymi z koncesji.

### PRYZNANIE PRAWA DO POKRYCIA UJEMNEGO SALDA DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z MORSKICH FARM WIATROWYCH GRUPY 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.

Grupa PGE i Ørsted rozpoczęły proces indywidualnych negocjacji z Komisją Europejską, dotyczący ustalenia indywidualnej ceny w kontrakcie różnicowym. Złożono komplet dokumentów wymaganych tzw. ustawą offshore. Dokumenty przeszły weryfikację URE i Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) a następnie na początku lutego 2022 roku przekazane zostały do Komisji Europejskiej.

16 września 2022 roku otrzymano od URE decyzję Komisji Europejskiej w sprawie braku zastrzeżeń do pomocy indywidualnej na poziomie nie wyższym niż 319,60 PLN/MWh, przyznanej dla obu realizowanych etapów morskich farm wiatrowych Baltica-2 i Baltica-3. Decyzja KE została wydana w ramach procesu indywidualnej notyfikacji wsparcia dla inwestorów, wymaganej unijnymi przepisami, dotyczącymi pomocy publicznej. Uzyskanie decyzji KE jest konieczne dla wszystkich projektów realizowanych w tzw. pierwszej fazie polskiego programu offshore, które w 2021 roku decyzją Prezesa URE otrzymały wsparcie w formule kontraktu różnicowego.

Zgodnie z przepisami, wydanie decyzji URE, określającej poziom wsparcia dla projektu na podstawie decyzji KE powinno nastąpić w ciągu 90 dni od daty otrzymania przez URE decyzji KE.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

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



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

1 marca 2022 roku Rada Ministrów przyjęła uchwałę w sprawie przyjęcia dokumentu „Transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wydzielenie wytwórczych aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa”. Zgodnie z dokumentem proces wydzielenia aktywów przyjmie formułę nabycia przez Skarb Państwa od PGE S.A., ENEA, TAURON oraz ENERGA wszystkich aktywów związanych z wytwarzaniem energii 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. Wydzielenie aktywów z grup energetycznych może nastąpić poprzez:

- nabycie akcji poszczególnych spółek bezpośrednio przez Skarb Państwa, a następnie ich konsolidację w ramach NABE – w przypadku wyboru tego wariantu konsolidacja w ramach NABE nastąpi poprzez ich wniesienie na podwyższenie kapitału do PGE GiEK S.A.,
- lub poprzez warunkowe nabycie akcji spółek przez PGE GiEK S.A., pod warunkiem nabycia akcji PGE GiEK S.A. przez Skarb Państwa.

NABE będzie działało w formie spółki holdingowej skupionej wokół PGE GiEK S.A., gdzie spółki nabywane od ENEA, TAURON i ENERGA będą spółkami zależnymi wchodzącymi w skład jej grupy kapitałowej.

NABE będzie podmiotem w pełni samowystarczalnym, tj. będzie w stanie zapewnić sobie samodzielnie lub – w okresie przejściowym – na bazie zawieranych umów z podmiotami zewnętrznymi, w tym ze spółkami, z których wydzielane są aktywa, wszystkie niezbędne do niezakłóconego działania funkcje wewnętrzne i zewnętrzne, tj. HR, IT, zakupy, trading.

Wszystkie ewentualne transakcje wymagane w ramach wybranej struktury, związane z wydzieleniem aktywów, zostaną przeprowadzone w oparciu o rynkową wycenę niezależnego podmiotu oraz po przeprowadzeniu niezależnego badania due diligence. Poszczególne wyceny będą uwzględniać zobowiązania finansowe, które spółki wytwórcze, wydzielane w ramach transakcji, posiadają wobec podmiotów dominujących i/lub zobowiązania finansowe wobec instytucji finansujących.

Sposób rozliczenia transakcji, z uwagi na zadłużenie spółek wytwarzania wobec podmiotów dominujących w grupach kapitałowych, będzie przedmiotem szczegółowych uzgodnień pomiędzy Skarbem Państwa a obecnymi właścicielami i ich kredytodawcami.

Według założeń dokumentu, po wydzieleniu wytwórczych aktywów węglowych koncerny energetyczne skupią się na rozwijaniu swojej działalności w oparciu o posiadane aktywa w obszarze dystrybucji, ciepłownictwa, obrotu oraz wytwarzania energii w nisko i zeroemisyjnych źródłach.

Rolą NABE będzie zapewnienie niezbędnego bilansu mocy w systemie energetycznym. NABE będzie skupiało się na inwestycjach utrzymaniowych i modernizacyjnych, niezbędnych do utrzymania sprawności eksploatowanych bloków węglowych, w tym zmierzających do ograniczenia emisyjności eksploatowanych jednostek.

23 lipca 2021 roku PGE S.A, ENEA, TAURON i ENERGA zawarły ze Skarbem Państwa porozumienie dotyczące współpracy w procesie wydzielenia aktywów energetyki węglowej i ich integracji w NABE.

Zgodnie z ramowym harmonogramem rozpoczęcie procesu due diligence zostało zaplanowane na III kwartał /IV kwartał 2022 roku, a wycena wydzielanych spółek na IV kwartał 2022 roku. Sprzedaż aktywów do NABE jest planowana na IV kwartał 2022 roku.

Sposób wyceny oraz rozliczenia długu i innych zobowiązań związanych z aktywami nie został jeszcze określony. W związku z tym wskazanie wpływu wydzielenia na przyszłe sprawozdania finansowe PGE S.A. oraz GK PGE nie jest obecnie możliwe.

Raport bieżący PGE S.A. w tej sprawie:

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

## [SPRZEDAŻ HOTELI ELBEST SP. Z O.O. DO POLSKIEGO HOLDINGU HOTELOWEGO SP. Z O.O. \(PHH\)](#)

15 grudnia 2021 roku PHH zawarł z PGE S.A. umowę warunkową na zakup dziesięciu hoteli i obiektów, należących do Elbest sp. z o.o. 4 marca 2022 roku zakończono transakcję sprzedaży udziałów.

Włączenie hoteli i obiektów Elbest sp. z o.o. do grupy kapitałowej Polskiego Holdingu Hotelowego to kolejny krok w prowadzonej przez PHH konsolidacji spółek hotelowych, należących do Skarbu Państwa, natomiast dla Grupy PGE jest elementem porządkowania struktury i realizacji zadań zmierzających do koncentracji na działalności podstawowej.

Komunikat prasowy PGE S.A. w tej sprawie:

[Sprzedaż hoteli Elbest do PHH](#)

[Finalizacja transakcji sprzedaży udziałów Elbest sp. z o.o.](#)

## [DOKAPITALIZOWANIE SPÓŁKI W DRODZE EMISJI AKCJI](#)

### [DECYZJA ZARZĄDU PGE W SPRAWIE ROZPOCZĘCIA PROCESU DOKAPITALIZOWANIA](#)

18 stycznia 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął uchwałę w sprawie rozpoczęcia procesu dokapitalizowania Spółki w związku z planowanymi projektami inwestycyjnymi w obszarze energii odnawialnej, dekarbonizacji i dystrybucji.

Uchwała przewidywała zaproponowanie Nadzwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu Spółki podjęcia decyzji w sprawie obniżenia kapitału zakładowego w drodze zmniejszenia wartości nominalnej akcji z jednoczesnym podwyższeniem kapitału zakładowego w drodze emisji akcji serii E w trybie subskrypcji prywatnej, pozbawienia dotychczasowych akcjonariuszy w całości prawa poboru wszystkich akcji serii E, ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji serii E lub praw do akcji serii E do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW), dematerializacji akcji serii E lub praw do akcji serii E oraz zmiany Statutu Spółki.

Intencją Zarządu PGE S.A. było pozyskanie od inwestorów w ramach procesu podwyższenia kapitału zakładowego kwoty ok. 3,2 mld PLN.

Pozyskanie wpływów z emisji akcji ma na celu wsparcie inwestycji GK PGE w 3 obszarach:

- rozwój odnawialnych źródeł energii,
- dekarbonizacja poprzez rozwój źródeł niskoemisyjnych,
- rozwój dystrybucji.

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki, które odbyło się 7 marca 2022 roku nie podjęło zaproponowanej uchwały ze względu na ogłoszoną przerwę w obradach do 6 kwietnia 2022 roku. Po wznowieniu obrad 6 kwietnia 2022 roku przyjęto uchwałę.

Raporty bieżące w tej sprawie:

[Rozpoczęcie procesu dokapitalizowania spółki](#)

[Zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia](#)

[Projekty Uchwał na Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie](#)

[Treść uchwał podjętych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie](#)

[Treść uchwał podjętych przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie cz. 2](#)

### [PODPISANIE UMOWY INWESTYCYJNEJ ZE SKARBEM PAŃSTWA](#)

5 kwietnia 2022 roku PGE S.A. podpisała ze Skarbem Państwa reprezentowanym przez Prezesa Rady Ministrów umowę inwestycyjną w związku z planowaną emisją nowych akcji z wyłączeniem prawa poboru dotychczasowych akcjonariuszy, która miała charakter subskrypcji prywatnej, skierowanej wyłącznie do wybranych inwestorów. Na podstawie umowy inwestycyjnej Skarb Państwa wyraził wolę objęcia nie więcej niż

373 952 165 nowych akcji, emitowanych przez Spółkę za wkład pieniężny pochodzący ze środków Funduszu Reprywatyzacji, w łącznej wysokości nie większej niż 3,2 mld PLN.

PGE S.A. zobowiązała się wobec Skarbu Państwa, że przeznaczy wkład pieniężny w całości na realizację przez Spółkę oraz podmioty zależne Spółki (PGE Dystrybucja S.A., PGE Energia Odnawialna S.A., PGE Energia Ciepła S.A., Rybnik 2050 sp. z o.o.) projektów inwestycyjnych w 3 obszarach:

- intensyfikacji rozwoju odnawialnych źródeł energii,
- rozwoju dystrybucji w ramach programu „Dystrybucja przyszłości”,
- dekarbonizacji poprzez rozwój źródeł niskoemisyjnych.

Umowa inwestycyjna reguluje zasady wykorzystania środków oraz konsekwencje naruszenia tych zasad, zobowiązania i zapewnienia Spółki w związku z przekazaniem środków, obowiązki dotyczące sprawozdawczości i rozliczania oraz uprawnienia kontrolne Skarbu Państwa. W razie wykorzystania środków niezgodnie z umową inwestycyjną lub nienależytego jej wykonania, Spółka będzie zobowiązana do zwrotu całości lub części wkładu pieniężnego lub do zapłaty na rzecz Skarbu Państwa kar umownych lub kwot gwarancyjnych, w zależności od rodzaju naruszonego postanowienia.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy inwestycyjnej](#)

#### PRZYJĘCIE PRZEZ ZARZĄD PGE S.A. ZASAD PROWADZENIA SUBSKRYPCJI AKCJI

Oferta publiczna akcji została przeprowadzona na podstawie uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 kwietnia 2022 roku (Uchwała Emisyjna). Zarząd Spółki działając na podstawie upoważnienia wynikającego z Uchwały Emisyjnej przyjął Zasady Subskrypcji. Oferta była skierowana wyłącznie do inwestorów, którzy otrzymali zaproszenie do udziału od firmy inwestycyjnej, prowadzącej proces budowania księgi popytu na akcje.

Szczegółowe zasady subskrypcji w związku z emisją i ofertą akcji PGE S.A.: [Zasady subskrypcji](#)

#### ZAWARCIE UMOWY PLASOWANIA AKCJI ORAZ ROZPOCZĘCIE PROCESU BUDOWANIA KSIĘGI POPYTU

6 kwietnia 2022 roku nastąpiło zawarcie umowy plasowania akcji z Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski Spółka Akcyjna, Oddział – Biuro Maklerskie w Warszawie jako Globalnym Koordynatorem, Zarządzającym Księgą Popytu oraz Menadżerem Oferty. Jednocześnie rozpoczęto proces budowania księgi popytu (w trybie przyspieszonym) w drodze subskrypcji prywatnej 373 952 165 akcji zwykłych na okaziciela serii E, emitowanych przez Spółkę.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zawarcie umowy plasowania akcji oraz rozpoczęcie procesu budowania księgi popytu](#)

#### USTALENIE CENY EMISYJNEJ AKCJI

7 kwietnia 2022 roku po zakończeniu procesu przyspieszonego budowania księgi popytu na akcje Zarząd Spółki ustalił cenę emisyjną na 8,55 PLN za jedną akcję. Cena była ustalona w oparciu o wyniki procesu budowania księgi popytu, a także z uwzględnieniem wszystkich okoliczności mających wpływ na ustalenie ceny emisyjnej, w tym przede wszystkim sytuacji makroekonomicznej i gospodarczej, koniunktury panującej na rynkach kapitałowych w czasie przeprowadzania oferty publicznej, bieżących wydarzeń i ich wpływu na perspektywy działalności Spółki, a także w oparciu o rekomendacje Menadżera Oferty.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Ustalenie ceny emisyjnej akcji](#)

#### ZAKOŃCZENIE SUBSKRYPCJI ORAZ PRZYDZIAŁ AKCJI

22 kwietnia 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął uchwałę o przydziale wszystkich akcji serii E inwestorom uczestniczącym w procesie subskrypcji. Skarb Państwa, będący akcjonariuszem większościowym PGE objął

akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 2,5 mld PLN, otwarte fundusze emerytalne objęły akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 450 mln PLN, a pozostałym inwestorom przydzielono akcje o wartości emisyjnej wynoszącej ok. 250 mln PLN.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji oraz przydział akcji](#)

Komunikat prasowy w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji oraz przydział akcji](#)

#### REJESTRACJA PRAW DO AKCJI SERII E W KRAJOWYM DEPOZYCIE PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH (KDPW)

27 kwietnia 2022 roku KDPW wydał oświadczenie w sprawie zawarcia z PGE S.A. umowy o rejestrację w depozycie papierów wartościowych praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rejestracja praw do akcji](#)

#### DOPUSZCZENIE I WPROWADZENIE DO OBROTU GIEŁDOWEGO PRAW DO AKCJI SERII E

28 kwietnia 2022 roku zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. podjął uchwałę w sprawie dopuszczenia i wprowadzenia do obrotu giełdowego na rynku podstawowym GPW praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu giełdowego praw do akcji serii E](#)

#### KOMUNIKAT KDPW W SPRAWIE REJESTRACJI PRAW DO AKCJI SERII E

29 kwietnia 2022 roku otrzymano komunikat, w którym KDPW poinformowało, że 2 maja 2022 roku nastąpi rejestracja praw do akcji serii E.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Komunikat KDPW](#)

#### ZAKOŃCZENIE SUBSKRYPCJI AKCJI SERII E

11 maja 2022 roku Zarząd PGE S.A. przekazał informację na temat zakończonej subskrypcji akcji serii E.

Raporty bieżące w tej sprawie:

[Zakończenie subskrypcji](#)

[Zakończenie subskrypcji cz.2](#)

#### REJESTRACJA PODWYŻSZENIA KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO ORAZ ZMIANY STATUTU

19 maja 2022 roku Zarząd PGE S.A. powziął informację, iż 18 maja 2022 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego zarejestrował zmiany Statutu Spółki, dokonane na podstawie uchwały nr 7 z 6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki, zwołanego na 7 marca 2022 roku i wznowionego 6 kwietnia 2022 roku.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rejestracja podwyższenia kapitału](#)

### WARUNKOWA REJESTRACJA AKCJI SERII E W KDPW

Zarząd Spółki powziął informację o oświadczeniu nr 479/2022 KDPW z 31 maja 2022 roku w sprawie zawarcia ze Spółką umowy o rejestrację w depozycie papierów wartościowych 373 952 165 akcji serii E oraz nadaniu im kodu ISIN PLPGER000010, pod warunkiem wprowadzenia do obrotu na rynku regulowanym, na który zostały wprowadzone inne akcje Emitenta oznaczone ww. kodem ISIN.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Warunkowa rejestracja akcji](#)

### UCHWAŁY GPW

1 czerwca 2022 roku Zarząd GPW podjął następujące uchwały:

- nr 503/2022 w sprawie wyznaczenia ostatniego dnia notowania na Głównym Rynku GPW praw do akcji zwykłych na okaziciela serii E, w której Zarząd GPW wyznaczył na 3 czerwca 2022 roku dzień ostatniego notowania 373 952 165 praw do akcji serii E, oznaczonych przez KDPW kodem PLPGER000085,
- nr 504/2022 w sprawie dopuszczenia i wprowadzenia do obrotu giełdowego na Głównym Rynku GPW 373 952 165 akcji zwykłych na okaziciela serii E Spółki. Zgodnie z uchwałą Zarząd Giełdy postanowił wprowadzić z dniem 6 czerwca 2022 roku do obrotu giełdowego na rynku podstawowym akcje serii E, pod warunkiem dokonania przez KDPW 6 czerwca 2022 roku rejestracji tych akcji i oznaczenia ich kodem PLPGER000010.

Przedmiotowe uchwały weszły w życie z dniem podjęcia.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Uchwały GPW](#)

### REJESTRACJA ZMIANY ADRESU SIEDZIBY SPÓŁKI ORAZ ZMIANY STATUTU

1 lipca 2022 roku Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego zarejestrował zmiany Statutu Spółki, dokonane na podstawie uchwały nr 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z 6 kwietnia 2022 roku.

W wyniku rejestracji zmian, siedziba Spółka została zmieniona z Warszawy na Lublin, a nowy adres siedziby spółki jest następujący: Aleja Kraśnicka 27, 20-718 Lublin.

Zarząd Spółki podał również do wiadomości dokonane zmiany w treści Statutu Spółki.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rejestracja zmiany adresu siedziby spółki oraz zmiany statutu](#)

### ZŁOŻENIE WNIOSKÓW O POZWOLENIA LOKALIZACYJNE DLA MORSKICH FARM WIATROWYCH NA BAŁTYKU

9 lutego 2022 roku złożono do Ministerstwa Infrastruktury wnioski o nowe pozwolenie lokalizacyjne dla elektrowni morskiej na Morzu Bałtyckim. To ósmy taki wniosek złożony przez Grupę PGE. Ujęty w nim obszar (14.E.2) zlokalizowany jest na ławicy Odrzanej.

Obecnie Grupa PGE przygotowuje inwestycje na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 3,5 GW (w tym 2,5 GW w JO z Ørsted) w oparciu o trzy uzyskane w 2012 roku pozwolenia lokalizacyjne. Prace prowadzone na tych obszarach realizowane są zgodnie z harmonogramem. W najbliższych miesiącach spodziewane jest uzyskanie ważnych decyzji administracyjnych dotyczących m.in. pozwoleń środowiskowych dla infrastruktury lądowej związanej z wyprowadzeniem mocy, a w dalszej kolejności pozwoleń na budowę. W trakcie realizacji są przetargi dotyczące poszczególnych etapów inwestycji.

Celem strategicznym Grupy PGE w obszarze energetyki morskiej jest zbudowanie co najmniej 6,5 GW mocy do 2040 roku. Według założeń rządowych, ujętych w PEP2040, morskie farmy wiatrowe w polskiej strefie Morza Bałtyckiego w 2040 roku będą posiadały moc ok. 8-11 GW.

Na Morzu Bałtyckim obecnie dostępnych jest 11 akwenów, w ramach których PGE i inne podmioty ubiegają się o pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

Komunikaty prasowe PGE S.A. w tej sprawie:

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych](#)

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych cz. 2](#)

[Wnioski o pozwolenie lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych cz. 3](#)

#### REZERWA NA POTENCJALNE ROSZCZENIA OD KONTRAHENTÓW ENESTA SP. Z O.O.

W 2021 roku ENESTA sp. z o.o. wypowiedziała niekorzystne umowy na dostawę energii elektrycznej oraz gazu ziemnego. W związku z tym na 31 grudnia 2021 roku utworzona została rezerwa na roszczenia od kontrahentów w wysokości 279 mln PLN. W 2022 roku część kontrahentów skierowała roszczenia na drogę sądową. Po nieudanych próbach osiągnięcia porozumienia z kontrahentami, ENESTA złożyła wniosek o wszczęcie postępowania restrukturyzacyjnego. 21 czerwca 2022 roku otwarte zostało postępowanie restrukturyzacyjne (sanacyjne) – obwieszczenie w Krajowym Rejestrze Zadłużonych. Na 30 czerwca 2022 roku ENESTA dokonała rekalkulacji rezerw i dodatkowo została utworzona rezerwa w wysokości 82 mln PLN. Ponadto należności od kontrahentów, którzy skierowali sprawy na drogę sądową zostały objęte odpisem w wysokości 161 mln PLN. Z tytułu roszczeń od kontrahentów ponad wartość utworzonych rezerw i odpisów ENESTA rozpoznała zobowiązania warunkowe w wysokości 105 mln PLN.

#### POTWIERDZENIE RATINGU PGE NA POZIOMIE BBB+ Z PERSPEKTYWĄ STABILNĄ PRZEZ AGENCJĘ FITCH

28 stycznia 2022 roku agencja Fitch potwierdziła rating PGE S.A. na poziomie BBB+ z perspektywą stabilną. Rating agencji Fitch odzwierciedla profil biznesowy Grupy PGE, która jest największą zintegrowaną polską grupą energetyczną opartą na biznesie dystrybucyjnym i wytwarzaniu energii, oraz jej umiarkowany poziom zadłużenia. Głównymi czynnikami pozytywnie wpływającymi na rating są Strategia Grupy PGE, zakładająca zmianę profilu Grupy w kierunku źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych, stabilne przychody z biznesów regulowanych, takich jak dystrybucja energii elektrycznej i rynek mocy. Dodatkowo wydzielenie aktywów węglowych do NABE wg Fitch wspierałoby profil kredytowy Spółki. Jako potencjalne ryzyka wymieniane są z kolei poziom marży w segmencie sprzedaży oraz przejściowy wzrost zadłużenia związany z wysokim poziomem nakładów inwestycyjnych.

Ponadto, agencja Fitch pozytywnie oceniła planowaną przez PGE S.A. nową emisję akcji, z której pozyskane środki mają być przeznaczone na rozwój aktywów dystrybucyjnych, odnawialnych oraz niskoemisyjnych źródeł wytwórczych.

Komunikat prasowy PGE S.A. w tej sprawie:

[Potwierdzenie ratingu PGE na poziomie BBB+](#)

#### REKOMENDACJA NIETYPLACANIA DYWIDENDY ZA ROK 2021

22 marca 2022 roku Zarząd PGE S.A. podjął decyzję o rekomendacji niewypłacania dywidendy za rok 2021 dla akcjonariuszy PGE. Decyzja została podjęta zgodnie z polityką dywidendy i jest efektem analizy ogólnej wysokości zadłużenia Spółki oraz spodziewanych nakładów kapitałowych i potencjalnych akwizycji (zgodnie ze Strategią Grupy PGE do 2030 roku z perspektywą do 2050), w kontekście bieżącej niestabilności i niepewności rynkowej.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Rekomendacja niewypłacania dywidendy](#)

## ZAŁOŻENIA DO AKTUALIZACJI POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 ROKU

29 marca 2022 roku Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku – wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej, przedłożone przez Ministra Klimatu i Środowiska.

Rząd zaktualizował założenia Polityki energetycznej Polski do 2040 roku, aby zneutralizować lub ograniczyć ryzyka związane z potencjalnymi sytuacjami kryzysowymi w kraju oraz na arenie międzynarodowej. Wpisuje się to również w realizację głównego celu polityki energetycznej, tj. zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko.

Aktualna sytuacja międzynarodowa wpływa na wiele aspektów związanych z polityką energetyczną i powoduje konieczność zmiany podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności. Rewizja PEP2040 będzie mieć na celu dobranie odpowiedniej ścieżki w nowej sytuacji geopolitycznej i gospodarczej, mając na uwadze również ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii i pogłębianiem ubóstwa energetycznego.

Zaktualizowana PEP2040 musi uwzględniać również suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Rosji oraz innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi. Chodzi o dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz alternatywne paliwa.

W pozostałych filarach polityki energetycznej Polski – sprawiedliwa transformacja, budowa zeroemisyjnego systemu oraz poprawa jakości powietrza – działania ograniczające zapotrzebowanie na paliwa kopalne z Rosji i innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi będą przyspieszane w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, a jednocześnie nastawione na budowanie innowacyjności gospodarki i jej wzmocnienie.

Najważniejsze zmiany w PEP2040:

- zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe,
- dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii,
- poprawa efektywności energetycznej,
- dalsza dywersyfikacja dostaw i zapewnienie alternatyw dla węglowodorów,
- dostosowanie decyzji inwestycyjnych w gazowe moce wytwórcze do dostępności paliwa,
- wykorzystanie jednostek węglowych,
- wdrożenie energetyki jądrowej,
- rozwój sieci i magazynowania energii,
- negocjacje zmian regulacji UE.

## PODPISANIE UMOWY DOTYCZĄCEJ NABYCIA FARM WIATROWYCH O MOCY 84,2 MW

1 kwietnia 2022 roku PGE Energia Odnawialna S.A. zawarła z Vanadium Holdco Limited warunkową umowę sprzedaży, w wyniku której nabyła 100% udziałów w spółce Collfield Investments sp. z o.o. (Collfield Investments), posiadającej 100% udziałów w spółkach celowych operujących trzema farmami wiatrowymi o łącznej mocy 84,2 MW. Warunkiem zawieszającym transakcji było uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, która została powzięta 10 czerwca 2022 roku. 21 czerwca 2022 roku nastąpiło zamknięcie transakcji nabycia przez PGE EO S.A. 100% udziałów w spółce. Wartość transakcji wyniosła 939 mln PLN. Wartość transakcji obejmuje również gotówkę zgromadzoną na rachunkach Collfield Investments i jej spółek zależnych w kwocie 183 mln PLN.

Transakcja jest elementem realizacji Strategii Grupy PGE, która zakłada m.in. ponad 1 GW nowych mocy w lądowych farmach wiatrowych do 2030 roku, w tym poprzez akwizycje. Po finalizacji transakcji moc zainstalowana Grupy PGE w tej technologii wzrosła o 12% do ponad 770 MW. Akwizycja zapewni Grupie PGE utrzymanie pozycji największego krajowego wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy warunkowej](#)

[Spełnienie się warunku zawieszającego](#)

[Zamknięcie transakcji](#)

#### [PODPISANIE UMOWY NA REALIZACJĘ SYSTEMU BILLINGOWEGO I CRM DLA KLIENTÓW GRUPY PGE](#)

29 kwietnia 2022 roku PGE Systemy S.A., spółka z Grupy PGE, podpisała umowę z wyłonionym w przetargu wykonawcą A2 Customer Care z Grupy Atende SA - na wykonanie i wdrożenie systemu CRM Billing w Grupie.

Zamówienie obejmuje wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE realizowane przez spółki PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A., składającego się z dwóch systemów billingowych – odrębnych dla każdej ze spółek oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. Nowe rozwiązanie ma zastąpić działające obecnie systemy billingowe oraz systemy CRM do obsługi klientów Grupy PGE. Prace wdrożeniowe rozpoczną się jeszcze w tym roku. Zakończenie projektu przewidziane jest w 2025 roku.

Komunikat prasowy w tej sprawie:

[Podpisanie umowy na realizację systemu billingowego i CRM dla klientów Grupy PGE](#)

#### [WYSTAWIENIE NOTY OBCIĄŻENIOWEJ PRZEZ ELEKTROWNIĘ TURÓW](#)

26 maja 2022 roku w związku z niedotrzymaniem dyspozycyjności bloku nr 7 w Elektrowni Turów w pierwszym roku eksploatacji PGE GiEK S.A. wystawiła notę obciążeniową na 562 mln PLN. Pismem z 9 czerwca 2022 roku GRI odrzucił przesłaną notę obciążeniową jako wystawioną bezpodstawnie i odmówił zapłaty żądanej kwoty. Kwota noty została objęta odpisem aktualizującym w pełnej wysokości.

#### [REALIZACJA PRZEZ PGE PALIWA SP. Z O.O. DECYZJI PREZESA RADY MINISTRÓW W ZAKRESIE ZAKUPU WĘGLA DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH](#)

PGE Paliwa sp. z o.o. (spółka należąca do GK PGE) 13 lipca 2022 roku otrzymała decyzję Prezesa Rady Ministrów polecającą zakup do końca sierpnia 2022 roku 2,5 mln ton węgla energetycznego o parametrach zbliżonych do parametrów jakościowych wykorzystywanych przez gospodarstwa domowe oraz jego sprowadzenie do kraju do końca października 2022 roku. 8 sierpnia 2022 roku spółka PGE Paliwa otrzymała decyzję Prezesa Rady Ministrów zmieniającą wcześniej wydaną decyzję i polecającą spółce zakup wyżej opisanego węgla w ilości przynajmniej 3 mln ton do końca października 2022 roku oraz sprowadzenie do kraju do końca kwietnia 2023 roku.

Spółka jest w trakcie realizacji decyzji. Realizacja odbywa się na zasadach rynkowych.

Realizacja decyzji spowoduje przejściowe zwiększenie zapotrzebowania na gotówkę Grupy Kapitałowej PGE i potencjalny, okresowy wzrost zadłużenia w związku z rozliczaniem transakcji zakupu oraz odsprzedaży węgla. W obecnych uwarunkowaniach Spółka nie spodziewa się by realizowane działania miały znaczący wpływ na skonsolidowany wynik finansowy Grupy Kapitałowej PGE.

#### [ZAWARCIE WARUNKOWEJ UMOWY SPRZEDAŻY AKCJI POLSKIEJ GRUPY GÓRNICZEJ S.A. \(PGG\)](#)

3 sierpnia 2022 roku. zawarta została Warunkowa Umowa Sprzedaży akcji PGG. Stronami sprzedającymi w Umowie Sprzedaży są: PGE GiEK S.A., ECARB sp. z o.o., PGNiG Termika S.A., ENEA S.A., Polski Fundusz Rozwoju S.A., Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. oraz WĘGLOKOKS S.A., a stroną kupującą jest Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej.

Zgodnie z Umową Sprzedaży, PGE GiEK S.A. dokona zbycia na rzecz Skarbu Państwa wszystkich posiadanych przez siebie akcji PGG, tj. 6 000 000 akcji zwykłych imiennych (stanowiących 15,32% kapitału zakładowego PGG), za cenę 1 PLN za wszystkie posiadane akcje. Wartość inwestycji w PGG została objęta całkowitym



odpisem aktualizującym, w związku z czym transakcja sprzedaży nie będzie miała istotnego wpływu na przyszłe skonsolidowane sprawozdania finansowe GK PGE.

Przeniesienie prawa własności akcji PGG na Skarb Państwa nastąpi pod warunkiem nieskorzystania przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa z przysługującego prawa pierwokupu.

Raport bieżący w tej sprawie:

[Podpisanie umowy warunkowej](#)

#### POSTĘPOWANIA KONTROLNE PROWADZONE PRZEZ UOKiK W PGE OBRÓT S.A.

##### WYSTĄPIENIE PREZESA UOKiK W TRYBIE ART. 49A USTAWY O OCHRONIE KONKURENCJI I KONSUMENTÓW (WYSTĄPIENIE BEZ WSZCZYNANIA POSTĘPOWANIA)

Przedmiotem postępowania było zgłoszenie przez UOKiK zastrzeżeń w zakresie niedostatecznej prezentacji informacji dotyczącej ofert na stronie internetowej – brak informacji o porównaniu opłat i cen za ofertę promocyjną w stosunku do cennika wynikającego z taryfy podstawowej dla konsumenta. Ponadto zwrócono się do PGE Obrót S.A. o ogólną informację na temat marki LUMI oraz zwrócono uwagę na konieczność prezentacji stosownego wyjaśnienia na stronie internetowej dot. cen w okresie obowiązywania tarczy antyinflacyjnej.

Zalecenia UOKiK zostały wykonane, nie ma zagrożenia wymierzenia kary spółce.

##### POSTĘPOWANIE WYJAŚNIAJĄCE UOKiK / POSTĘPOWANIE W SPRAWIE O UZNANIE POSTANOWIEŃ WZORCA ZA NIEDOZWOLONE

UOKiK wezwał PGE Obrót S.A. do złożenia wyjaśnień w zakresie treści regulaminów ofert, dotyczących zapisów w zakresie naliczania kar umownych oraz przedłożenia wskazanych regulaminów. Postanowieniem z 20 czerwca 2022 roku w wyniku postępowania wyjaśniającego, wszczęto postępowanie w sprawie o uznanie postanowień wzorca za niedozwolone.

W przypadku niekorzystnej decyzji w powyższej sprawie istnieje ryzyko nałożenia kary w wysokości maksymalnej do 10% rocznego obrotu spółki. Jednocześnie spółka podjęła współpracę z UOKiK celem polubownego zakończenia sprawy, na podstawie art. 23c ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów (dobrowolne zobowiązanie się przedsiębiorcy do podjęcia lub zaniechania określonych działań zmierzających do zakończenia naruszenia zakazu), bez wymierzenia kary.

##### TESTY NA UTRATĘ WARTOŚCI RZECZOWYCH AKTYWÓW TRWAŁYCH, WARTOŚCI NIEMATERIALNYCH, PRAWA DO UŻYTKOWANIA SKŁADNIKÓW AKTYWÓW 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 Grupa Kapitałowa PGE dokonywała 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 całkowicie odwrócony.

W bieżącym okresie sprawozdawczym Grupa dokonała analizy przesłanek i zidentyfikowała czynniki, które w istotny sposób mogły przyczynić się do zmiany wartości posiadanych aktywów trwałych.

Wyniki testów na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych zostały omówione w nocie 3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## PROCES TARYFOWANIA

### RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

PGE Obrót S.A. jako przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, będące jednocześnie sprzedawcą z urzędu jest zobowiązany do ustalenia taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowej G (odbiorcy w gospodarstwach domowych), która podlega obowiązkowemu zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Rynek detaliczny energii elektrycznej jest więc w znacznej części rynkiem regulowanym, gdzie sprzedawca energii elektrycznej nie ma pełnej swobody w kształtowaniu swojej oferty cenowej.

Przedsiębiorstwo energetyczne kalkuluje ceny energii elektrycznej na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych zakupu tej energii oraz kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną.

Prezes URE wskazuje, że koszty uzasadnione nie są tożsame z kosztami w ujęciu księgowym i w postępowaniach taryfowych kieruje się tym, co dzieje się w otoczeniu rynkowym oraz porównuje przedsiębiorstwa o tym samym profilu działalności. Oznacza to, że szacując cenę odniesienia, uwzględnia wszelkie ryzyka, ale i szanse oraz możliwości, jakie miało dane przedsiębiorstwo, aby zakupić energię po konkurencyjnej cenie.

Powyższe oznacza, że przedsiębiorstwa obrotu podlegające taryfowaniu, takie jak PGE Obrót S.A., są poddane silnej presji w postaci procedury zatwierdzania taryf i nie mogą być pewne, czy rzeczywiście poniesione koszty będą w całości pokryte w zatwierdzonej taryfie, biorąc pod uwagę aktualną dynamikę zmian na rynkach energii elektrycznej.

PGE Obrót S.A. pomimo wzrostu cen energii elektrycznej w trakcie 2022 roku nie złożył wniosku o podwyżkę taryfy dla odbiorców z grupy G na bieżący rok. Nie zaistniały bowiem podstawy faktyczne i prawne do takiego działania, m.in. z uwagi na zabezpieczenie wolumenu sprzedawanej energii jeszcze w 2021 roku. Natomiast wzrost hurtowych cen energii elektrycznej i tym samym kosztów jej zakupu w trakcie trwania 2022 roku był bezprecedensowy i wynikał m.in. z inwazji zbrojnej Rosji na Ukrainę, wzrostu cen paliw (w tym węgla i gazu) oraz wysokiego poziomu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Sytuacja ta będzie miała odzwierciedlenie w zdecydowanie wyższym poziomie uzasadnionych kosztów: zakupu energii elektrycznej oraz działalności gospodarczej przedsiębiorstwa przyjmowanych do kalkulacji taryf na rok 2023.

Pomimo tak znaczącego wzrostu cen, a co się z tym wiąże uzasadnionych kosztów działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych, taryfowani sprzedawcy energii elektrycznej nie mogą mieć pewności jakie stanowisko w postępowaniach taryfowych na 2023 rok zajmie Prezes URE i jaki poziom kosztów w taryfie, który przełoży się na cenę energii elektrycznej, będzie akceptowany przez organ.

Ponadto, z doniesień medialnych można wnioskować, że Rada Ministrów zaproponuje rozwiązania legislacyjne, których celem będzie ograniczenie wzrostu cen energii elektrycznej, np. poprzez ustalenie maksymalnej ceny energii elektrycznej („zamrożenie cen energii elektrycznej”) i wypłaty rekompensat dla sprzedawców, tak jak miało to miejsce w końcu 2018 roku w przypadku rynku energii elektrycznej, czy rozwiązanie podobne do wdrożonego w końcu roku 2021 w przypadku taryf dla paliw gazowych.

Ostateczne rozwiązania w powyższym zakresie nie są obecnie znane.

### RYNEK CIEPŁA

Podstawą prawną dla ustalania planowanego przychodu ze sprzedaży ciepła na potrzeby kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła w odniesieniu do jednostek kogeneracji są przepisy Prawa energetycznego, wprowadzające tzw. uproszczoną metodę taryfowania oraz przepisy rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

Patrząc na przyszłoroczne przychody elektrociepłowni należy mieć przede wszystkim na względzie:

- ograniczenia jakie niesie za sobą taryfowanie metodą uproszczoną oraz interpretację Prezesa URE dot. wzrostu wskaźnika referencyjnego dla jednostek oddanych do użytku po 3 listopada 2010 roku,

- planowaną nowelizację rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, która może wprowadzić ograniczoną możliwość zastosowania zwiększonego wskaźnika referencyjnego – korekta w dół,
- niestabilne otoczenie makroekonomiczne, ceny paliw i brak jego dostępności, ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Z doniesień medialnych można dodatkowo wnioskować, że Prezes URE może istotnie ograniczać podwyżki cen za ciepło systemowe. W portalach branżowych można uzyskać informację, że maksymalna podwyżka może wynosić 40%. Mniejsze ciepłownie mają otrzymywać rekompensaty stanowiące różnicę między kwotą z poprzedniego sezonu grzewczego a kwotą prognozowaną na ten rok, uwzględniającą 40% podwyżki. Zapowiedzi właściwych organów powodują, że elektrociepłownie prowadzą aktualnie działalność gospodarczą w warunkach niepewności nie tylko rynkowej, ale także prawno-regulacyjnej.

### DEPOZYTY ZABEZPIECZAJĄCE

Spółki z GK PGE w związku z zawieraniem transakcji terminowych na TGE, dla których towarem bazowym jest energia elektryczna oraz gaz zobowiązane są do wnoszenia depozytów zabezpieczających, które stanowią podstawowy element systemu gwarantowania rozliczeń dla rynków terminowych. Depozyty wnoszone są przez podmioty otwierające pozycje w kontraktach terminowych a ich zadaniem jest zabezpieczanie ryzyka związanego z rozliczaniem transakcjami terminowymi.

Depozyty zabezpieczające składają się z depozytu wstępnego oraz depozytu uzupełniającego. Przy wyznaczeniu wymaganej wartości depozytu zabezpieczającego Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A. (IRGiT) uwzględnia możliwą kompensację pomiędzy depozytem wstępnym i uzupełniającym.

Depozyt uzupełniający odpowiada za bieżące wyrównanie wartości portfela do wartości rynkowych, może przyjmować wartości dodatnie (nadwyżka), jak i ujemne (wymóg wniesienia depozytu) i podlega codziennej aktualizacji. IRGiT akceptuje zabezpieczenia pieniężne, jak i niepieniężne - m.in. gwarancje bankowe, uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, prawa majątkowe, poręczenia i oświadczenia o poddaniu się egzekucji w formie aktu notarialnego zgodnie z art. 777 KC.

Spółki GK PGE korzystają z możliwości wzajemnej kompensacji w ramach Grupy Kapitałowej.

Pomimo znaczącego wzrostu wysokości depozytów zabezpieczających w ostatnim okresie nie zidentyfikowano zagrożenia

W ostatnim okresie wysokość depozytów zabezpieczających znacząco wzrosła, jednak ich poziom był na bieżąco monitorowany i nie stanowił zagrożenia dla zdolności do obsługi zobowiązań spółek Grupy Kapitałowej PGE. GK PGE korzystała również z wielu dostępnych, zgodnie z regulaminem IRGiT, zabezpieczeń niepieniężnych w celu zmniejszenia do minimum zabezpieczeń w formie pieniężnej.

Od 1 września 2022 roku IRGiT wprowadziła zmiany rozliczeń dotyczące kolejności oraz zasad uznawania zabezpieczeń niepieniężnych. Zrewidowane zapisy wskazują, że oświadczenia o poddaniu się egzekucji, w tym również wniesione jako zabezpieczenie poręczenia uznawane są w pierwszej kolejności wniesionych zabezpieczeń niepieniężnych oraz pomniejszają wartość wymaganych depozytów zabezpieczających, od których liczona jest wartość uznania pozostałych zabezpieczeń niepieniężnych.

Grupa PGE zawiera również transakcje terminowe na platformie giełdowej Intercontinental Exchange (ICE), dla których instrumentem bazowym są uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>. W celu zabezpieczenia otwartych pozycji w kontraktach terminowych wymagane jest wnoszenie depozytów zabezpieczających. Na depozyty zabezpieczające składa się depozyt wstępny (Initial Margin) oraz codzienne wyrównanie ceny do rynkowej ceny rozliczeniowej (Variation Margin). Dla pozycji długiej spadek cen rozliczeniowych z dnia bieżącego w stosunku do cen rozliczeniowych z dnia poprzedniego oznacza konieczność wniesienia depozytów Variation Margin, natomiast wzrost cen w stosunku do dnia poprzedniego oznacza otrzymanie Variation Margin.

GK PGE na bieżąco dokonuje rozliczeń związanych z obrotem CO<sub>2</sub>.

## 5. Pozostałe elementy Sprawozdania

### 5.1. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2022 roku do dnia publikacji niniejszego sprawozdania w organizacji Grupy Kapitałowej PGE nastąpiły istotne zmiany wymienione w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz opisane poniżej.

#### TWORZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Podmiot	Data zawiązania/ rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Inwest 20 sp. z o.o.	2 marca 2022 roku	4 października 2021 roku PGE S.A. zawiązała 6 jednoosobowych spółek kapitałowych z siedzibami w Warszawie w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością o następujących nazwach: PGE Inwest 20 sp. z o.o., PGE Inwest 21 sp. z o.o., PGE Inwest 22 sp. z o.o., PGE Inwest 23 sp. z o.o., PGE Inwest 24 sp. z o.o. i PGE Inwest 25 sp. z o.o. Kapitały zakładowe spółek wynoszą po 25 000 PLN.
	PGE Inwest 21 sp. z o.o.	2 marca 2022 roku	
	PGE Inwest 22 sp. z o.o.	2 marca 2022 roku	
	PGE Inwest 23 sp. z o.o.	24 marca 2022 roku	
	PGE Inwest 24 sp. z o.o.	16 marca 2022 roku	
	PGE Inwest 25 sp. z o.o.	3 marca 2022 roku	

**NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI**

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Elektrownia Wiatrowa Baltica-4 sp. z o.o. (EWB 4), Elektrownia Wiatrowa Baltica-5 sp. z o.o. (EWB 5) i Elektrownia Wiatrowa Baltica-6 sp. z o.o. (EWB 6) – sprzedaż przez PGE S.A. po 33,8% udziałów w EWB 4, EWB 5 i EWB 6 (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	18 listopada 2021 roku  1 sierpnia 2022 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów EWB 4, EWB 5 i EWB 6 na rzecz ENEA S.A.	18 listopada 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz ENEA S.A. jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży części posiadanych przez PGE S.A. udziałów w spółkach EWB 4, EWB 5 i EWB 6, tj. 95 udziałów w EWB 4, 95 udziałów w EWB 5 i 422 udziałów w EWB 6, o łącznej wartości nominalnej 95 000 PLN w przypadku EWB 4, 95 000 PLN w przypadku EWB 5 i 422 000 PLN w przypadku EWB 6, stanowiących po 33,8% udziału w kapitałach zakładowych EWB 4, EWB 5 i EWB 6. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przeniesienie własności udziałów na ENEA S.A. uzależnione było od spełnienia warunków zawieszających.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Baltica 4 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (PGE Baltica 4) – sprzedaż przez PGE S.A. 44,96% udziałów w PGE Baltica 4 (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	18 listopada 2021 roku  Brak spełnienia warunków zawieszających - według stanu na dzień przygotowania niniejszego sprawozdania.	18 listopada 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz TAURON Polska Energia S.A. jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży części posiadanych przez PGE S.A. udziałów w spółce PGE Baltica 4, tj. 526 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 526 000 PLN, stanowiących 44,96% udziału w kapitale zakładowym. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przeniesienie własności udziałów na TAURON Polska Energia S.A. uzależnione jest od spełnienia warunków zawieszających.
<b>Pozostała Działalność</b>	Elbest sp. z o.o. z siedzibą w Bełchatowie (Elbest sp. z o.o.) – sprzedaż przez PGE S.A. 100% udziałów w Elbest sp. z o.o. (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	15 grudnia 2021 roku  4 marca 2022 roku nastąpiło przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PHH.	15 grudnia 2021 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz spółką Polski Holding Hotelowy sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie jako kupującym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE S.A. udziałów w Elbest sp. z o.o., tj. 116 812 udziałów w tej spółce, o łącznej wartości nominalnej 116 812 000 PLN, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym. Wejście w życie warunkowej umowy sprzedaży udziałów oraz przeniesienie własności udziałów na PHH uzależnione było od spełnienia warunków zawieszających. Po spełnieniu warunków zawieszających, 4 marca 2022 roku doszło do przeniesienia na rzecz spółki PHH prawa własności ww. udziałów w Elbest sp. z o.o.
<b>Pozostała Działalność</b>	4Mobility S.A. z siedzibą w Warszawie (4Mobility) - podwyższenie kapitału zakładowego 4Mobility i objęcie wszystkich nowych akcji przez innego akcjonariusza, tj. przez spółkę EFF B.V. (Holandia)	14 stycznia 2022 roku  15 lipca 2022 roku nastąpiła rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego w KRS	14 stycznia 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie 4Mobility podjęło uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego z kwoty 364 316 PLN do kwoty 494 316 PLN, tj. o kwotę 130 000 PLN w drodze emisji 1 300 000 nowych akcji zwykłych serii H o wartości nominalnej 0,10 PLN każda akcja. Wszystkie nowe akcje zostały zaoferowane w drodze subskrypcji prywatnej wyłącznie spółce EFF B.V. z siedzibą w Maastricht (Holandia) – obecnemu akcjonariuszowi 4Mobility. W wyniku podwyższenia kapitału zakładowego, udział kapitałowy PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji w 4Mobility obniżył się z 51,47% do 37,93%, co oznacza że PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji utraciła status spółki dominującej wobec 4Mobility.

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Mithra A sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra B sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra L sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, Mithra V sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (Spółki Mithra) - nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek Mithra (umowy sprzedaży udziałów)	4 lutego 2022 roku	4 lutego 2022 roku pomiędzy PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz osobą fizyczną (jedynym wspólnikiem spółek Mithra) jako sprzedającym zawarte zostały odpowiednio 4 umowy sprzedaży udziałów w spółkach Mithra, tj. po 100 udziałów w spółkach Mithra, o łącznej wartości nominalnej 400 000 PLN w przypadku Mithra A sp. z o.o., 328 000 PLN w przypadku Mithra B sp. z o.o., 200 000 PLN w przypadku Mithra L sp. z o.o. i 5 000 PLN w przypadku Mithra V sp. z o.o., stanowiących 100% udziałów w kapitałach zakładowych spółek Mithra (udziały). Przeniesienie prawa własności udziałów na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. nastąpiło 4 lutego 2022 roku.
<b>Pozostała Działalność</b>	Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych Energia S.A. z siedzibą w Warszawie (TFI Energia) – sprzedaż przez PGE S.A. 100% akcji w TFI Energia (przedwstępna umowa sprzedaży akcji)	17 marca 2022 roku  15 lipca 2022 roku doszło do przeniesienia prawa własności akcji na rzecz PZU	17 marca 2022 roku pomiędzy PGE S.A. jako sprzedającym oraz Powszechnym Zakładem Ubezpieczeń S.A. (PZU) jako kupującym zawarta została przedwstępna umowa sprzedaży 100% akcji TFI Energia posiadanych przez PGE S.A. Finalizacja transakcji sprzedaży akcji wymagała uzyskania zgód: Komisji Nadzoru Finansowego oraz Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Collfield Investments sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie – nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. 100% udziałów w Collfield Investments posiadającej 100% udziałów w 3 spółkach celowych	1 kwietnia 2022 roku  21 czerwca 2022 roku doszło do przeniesienia prawa własności udziałów na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A.	1 kwietnia 2022 roku pomiędzy spółką PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz spółką Vanadium Holdco Limited (należącą do Funduszu Green Investment Group), jako sprzedającym który z kolei jest częścią globalnego funduszu Macquarie z siedzibą w Australii, zawarta została warunkowa umowa sprzedaży udziałów, w wyniku której PGE Energia Odnawialna S.A. nabyła 100% udziałów w spółce Collfield Investments, posiadającej 100% udziałów w 3 spółkach celowych operujących trzema farmami wiatrowymi o łącznej mocy 84,2 MW, tj. w spółkach Future Energy sp. z o.o., Elwiatr Pruszyński sp. z o.o. oraz Radzyn Clean Energy Poland sp. z o.o. Warunkiem zawieszającym dla tej transakcji było uzyskanie zgody Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
<b>Pozostała Działalność</b>	Przedsiębiorstwo Usługowo - Handlowe „Torec” sp. z o.o. z siedzibą w Toruniu (PUH Torec) – sprzedaż przez PGE Toruń S.A. 100% udziałów w PUH Torec (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	4 kwietnia 2022 roku	4 kwietnia 2022 roku doszło do zawarcia warunkowej umowy sprzedaży wszystkich posiadanych przez PGE Toruń S.A. (PGE Energia Ciepła S.A. posiada 100% akcji tej spółki) udziałów w PUH Torec. Warunki przeniesienia prawa własności udziałów określone w ww. umowie, tj. przekazanie ceny sprzedaży sprzedającemu oraz podjęcie uchwały o umorzeniu udziałów przez Zgromadzenie Wspólników PUH Torec, zostały spełnione, w związku z tym od 21 kwietnia 2022 roku PUH Torec nie wchodzi w skład Grupy Kapitałowej PGE S.A.

Segment działalności	Akcje/udziały Podmiotu	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
-	Polska Grupa Górnicza S.A. z siedzibą w Katowicach (PGG) – sprzedaż przez PGE GiEK S.A. wszystkich posiadanych akcji w PGG (warunkowa umowa sprzedaży udziałów)	3 sierpnia 2022 roku Brak spełnienia warunku zawieszającego - według stanu na dzień przygotowania niniejszego sprawozdania.	3 sierpnia 2022 roku doszło do zawarcia pomiędzy wszystkimi akcjonariuszami PGG, w tym przez PGE GiEK S.A., a Skarbem Państwa warunkowej umowy sprzedaży na rzecz Skarbu Państwa wszystkich akcji w PGG, stanowiących 100% udziału w kapitale zakładowym PGG. W wyniku zawartej warunkowej umowy sprzedaży akcji, PGE GiEK S.A. sprzeda akcje stanowiące łącznie 15,32% udziału w kapitale zakładowym PGG. Warunkiem przeniesienia prawa własności akcji na rzecz Skarbu Państwa, określonym w ww. umowie sprzedaży, jest niewykonanie przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa prawa pierwokupu akcji PGG, przysługującego na podstawie art. 3a ust. 1 ustawy z dnia 11 kwietnia 2003 roku o kształtowaniu ustroju rolnego, w terminie określonym w art. 3a ust. 4 tej ustawy.

#### PODWYŻSZENIE KAPITAŁÓW ZAKŁADOWYCH SPÓŁEK ZALEŻNYCH

Segment działalności	Podmiot	Data rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Baltica 1 sp. z o.o. (obecnie firma spółki brzmi: Elektrownia Wiatrowa Baltica-8 sp. z o.o.)	12 stycznia 2022 roku	4 listopada 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 1 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 20 000 PLN do kwoty 986 000 PLN, tj. o kwotę 966 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 966 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.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Baltica 2 sp. z o.o.	24 maja 2022 roku	20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 606 216 000 PLN do kwoty 610 358 000 PLN, tj. o kwotę 4 142 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 4 142 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.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Baltica 3 sp. z o.o.	2 czerwca 2022 roku	20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 774 491 000 PLN do kwoty 782 304 000 PLN, tj. o kwotę 7 813 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 7 813 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.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Baltica 5 sp. z o.o.	2 czerwca 2022 roku	20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 5 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 46 768 000 PLN do kwoty 53 853 000 PLN, tj. o kwotę 7 085 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 7 085 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 3 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. PGE Baltica 3 sp. z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.

<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Baltica 6 sp. z o.o.	12 maja 2022 roku	20 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Baltica 6 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 36 516 000 PLN do kwoty 39 933 000 PLN, tj. o kwotę 3 417 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 3 417 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez PGE Baltica 2 sp. z o.o. wkładem pieniężnym. PGE Baltica 2 sp z o.o. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Soleo 1 sp. z o.o. (obecnie firma spółki brzmi: PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o.)	12 maja 2022 roku	<p>21 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Soleo 1 sp. z o.o. podjęło uchwały w sprawie zmiany Aktu Założycielskiego (zmiana firmy spółki na PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o. i jej siedziby na Kleszczów) oraz w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 100 000 PLN do kwoty 4 200 000 PLN, tj. o kwotę 4 100 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 4 100 udziałów spółki o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PGE Energia Odnawialna S.A. objęła 2 000 nowoutworzonych udziałów o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział, o łącznej wartości nominalnej 2 000 000 PLN i pokryła je w całości wkładem pieniężnym w wysokości 2 000 000 PLN,</li> <li>▪ Gmina Kleszczów objęła 2 100 nowoutworzonych udziałów o wartości nominalnej 1 000 PLN każdy udział, o łącznej wartości nominalnej 2 100 000 PLN i pokryła je w całości wkładem pieniężnym w wysokości 2 100 000 PLN.</li> </ul> <p>W wyniku ww. objęcia udziałów spółki i podwyższenia kapitału zakładowego spółki, PGE Energia Odnawialna S.A. i Gmina Kleszczów posiadają udziały w spółce stanowiące po 50% udziału w kapitale zakładowym, a spółka posiada obecnie status spółki współzależnej. Aktualnie firma spółki brzmi: PGE Soleo Kleszczów sp. z o.o., a jej siedzibą jest Kleszczów (gm. Kleszczów, woj. łódzkie).</p>
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.	20 kwietnia 2022 roku	<p>23 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 199 895 000 PLN do kwoty 199 905 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PGE Baltica 6 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów,</li> <li>▪ Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 69 572 451,01 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 69 567 451,01 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych.</li> </ul> <p>PGE Baltica 6 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.</p>
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	27 maja 2022 roku	<p>23 grudnia 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 254 844 000 PLN do kwoty 254 854 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p>



			<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PGE Baltica 5 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów,</li> <li>▪ Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 71 454 737,75 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 71 449 737,75 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych.</li> </ul> <p>PGE Baltica 5 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.</p>
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Inwest 14 sp. z o.o.	13 kwietnia 2022 roku	8 lutego 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 4 434 000 PLN do kwoty 7 434 000 PLN, tj. o kwotę 3 000 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Inwest 9 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	31 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 50 000 PLN do kwoty 9 750 000 PLN, tj. o kwotę 9 700 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Inwest 12 sp. z o.o.	6 czerwca 2022 roku	6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 50 000 PLN do kwoty 3 550 000 PLN, tj. o kwotę 3 500 000 PLN. Podwyższenie kapitału zostało objęte i opłacone przez PGE S.A. wkładem pieniężnym. PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	<p>30 czerwca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 199 905 000 PLN do kwoty 199 915 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PGE Baltica 6 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów,</li> <li>▪ Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 30 425 917,09 DKK oraz 20 281 653,04 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 38 716 602,79 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych.</li> </ul> <p>PGE Baltica 6 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 2 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.</p>
<b>Energetyka Odnawialna</b>	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o.	Brak rejestracji w KRS	30 czerwca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego spółki z kwoty 254 854 000 PLN do kwoty 254 864 000 PLN, tj. o kwotę 10 000 PLN, poprzez utworzenie nowych 20 udziałów spółki o wartości nominalnej 500 PLN każdy udział. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało objęte i opłacone przez aktualnych wspólników spółki w następujący sposób:

- PGE Baltica 5 sp. z o.o. objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 5 000 PLN, tj. według wartości nominalnej tych udziałów,
- Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie objęła 10 udziałów i pokryła je wkładem pieniężnym w kwocie 26 482 822,99 DKK oraz 9 620 352,12 PLN, przy czym nadwyżka wartości wniesionego wkładu ponad wartość nominalną obejmowanych udziałów w kwocie 25 665 547,87 PLN została przelana na kapitał zapasowy spółki (agio), zgodnie z art. 154 § 3 Kodeksu spółek handlowych.

PGE Baltica 5 sp. z o.o. i Ørsted Baltica 3 Holding sp. z o.o. posiadają po 50% udziałów w kapitale zakładowym Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 sp. z o.o.

#### DOPLATY DO UDZIAŁÓW SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka	Data transakcji	Komentarz
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Inwest 12 sp. z o.o.	21 – 30 marca 2022 roku	21 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedynego wspólnika spółki, tj. PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 30 000 PLN, tj. w wysokości po 600 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie do 30 kwietnia 2022 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 30 marca 2022 roku.
<b>Energetyka Odnawialna</b>	PGE Klaster sp. z o.o.	23 marca 2022 roku (zwrot dopłat do 31 grudnia 2026 roku)	23 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zwrotu dopłat w kwocie 248 000 000 PLN wniesionych przez jedynego wspólnika spółki, tj. PGE Energia Odnawialna S.A., nałożonych mocą uchwał Zgromadzenia Wspólników spółki z 29 marca 2018 roku, 23 października 2018 roku i 2 lipca 2019 roku. Zwrot dopłat będzie następował w kwartalnych ratach w wysokości 70 000 000 PLN w I kwartale 2022 roku, tj. do 31 marca 2022 roku, a następnie po 10 000 000 PLN w każdym kolejnym kwartale począwszy od 1 kwietnia 2022 roku, aż do całkowitej spłaty dopłat, nie później niż do 31 grudnia 2026 roku.
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Inwest 9 sp. z o.o.	28 – 30 marca 2022 roku	28 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki podjęło uchwałę w sprawie zobowiązania jedynego wspólnika spółki, tj. PGE S.A., do wniesienia dopłaty do posiadanych udziałów, w rozumieniu art. 177 Kodeksu spółek handlowych, w łącznej wysokości 60 000 PLN, tj. w wysokości po 1 200 PLN do każdego posiadanego przez PGE S.A. udziału w spółce, w terminie do 30 kwietnia 2022 roku. Zgodnie z powyższą uchwałą Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników, dopłata została wniesiona przez PGE S.A. 30 marca 2022 roku.

## ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca/spółka przejmowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Ciepłownictwo</b>	PGE Energia Ciepła S.A. - <i>spółka przejmująca</i> Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. z siedzibą w Zgierzu (PEC Zgierz sp. z o.o.) - <i>spółka przejmowana</i>	3 listopada 2021 roku 3 stycznia 2022 roku nastąpił wpis do KRS ( <i>dzień połączenia</i> )	3 listopada 2021 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Ciepła S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PEC Zgierz 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 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Ciepła S.A. była jedynym wspólnikiem PEC Zgierz sp. z o.o.
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Dystrybucja S.A. - <i>spółka przejmująca</i> Przedsiębiorstwo Transportowo-Uługowe „ETRA” sp. z o.o. z siedzibą w Białymstoku (ETRA) - <i>spółka przejmowana</i>	15 marca 2022 roku 21 marca 2022 roku nastąpił wpis do KRS ( <i>dzień połączenia</i> )	15 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki ETRA (spółka przejmowana) podjęło uchwałę o połączeniu spółki ze spółką PGE Dystrybucja S.A. (spółka przejmująca) w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych (łączenie przez przejęcie), poprzez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez podejmowania uchwały o połączeniu przez Walne Zgromadzenie spółki przejmującej i bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej, zgodnie z postanowieniami art. 516 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Dystrybucja S.A. była jedynym wspólnikiem spółki ETRA.
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Energia Odnawialna S.A. - <i>spółka przejmująca</i> Bio-Energia sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (Bio-Energia) - <i>spółka przejmowana</i>	20 maja 2022 roku 30 czerwca 2022 roku nastąpił wpis do KRS ( <i>dzień połączenia</i> )	20 maja 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Energia Odnawialna S.A. (spółka przejmująca) oraz Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Bio-Energia (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 § 6 Kodeksu spółek handlowych oraz rozwiązanie spółki przejmowanej bez przeprowadzania jej likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem Bio-Energia.

LIKwidACJA SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji/rejestracji w KRS	Komentarz
<b>Obrót</b>	PGE Trading GmbH w likwidacji 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.
<b>Pozostała Działalność</b>	PGE Nowa Energia sp. z o.o. w likwidacji z siedzibą w Warszawie (PGE Nowa Energia)	31 marca 2022 roku Brak wykreślenia PGE Nowa Energia z rejestru przedsiębiorców KRS	31 marca 2022 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Nowa Energia, w której PGE S.A. posiada 100% udziałów w kapitale zakładowym, podjęło uchwałę o rozwiązaniu PGE Nowa Energia i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych PGE Nowa Energia.

## 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

Na podstawie pisma z Ministerstwa Skarbu Państwa z 27 kwietnia 2016 roku, Skarb Państwa posiadał 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. na 31 marca 2022 roku:

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

6 kwietnia 2022 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. podjęło uchwałę nr 7 w sprawie obniżenia kapitału zakładowego w drodze zmniejszenia wartości nominalnej akcji z jednoczesnym podwyższeniem kapitału zakładowego w drodze emisji akcji serii E w trybie subskrypcji prywatnej, pozbawienia dotychczasowych akcjonariuszy w całości prawa poboru wszystkich akcji serii E, ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji serii E lub praw do akcji serii E do obrotu na rynku regulowanym, prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., dematerializacji akcji serii E lub praw do akcji serii E oraz zmiany Statutu Spółki.

W związku z § 1 - 3 ww. uchwały nr 7 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z 6 kwietnia 2022 roku, § 7 Statutu Spółki zmienia się w taki sposób, że otrzymuje on następujące brzmienie:

„Kapitał zakładowy Spółki wynosi 19 183 746 098,70 złotych (słownie: dziewiętnaście miliardów sto osiemdziesiąt trzy miliony siedemset czterdzieści sześć tysięcy dziewięćdziesiąt osiem złotych i siedemdziesiąt groszy) i dzieli się na 2 243 712 994 (słownie: dwa miliardy dwieście czterdzieści trzy miliony siedemset dwanaście tysięcy dziewięćset dziewięćdziesiąt cztery) akcje o wartości nominalnej 8,55 złotych (słownie: osiem złotych i pięćdziesiąt pięć groszy) każda, w tym:

- 1 470 576 500 akcji na okaziciela serii A,
- 259 513 500 akcji na okaziciela serii B,
- 73 228 888 akcji na okaziciela serii C,
- 66 441 941 akcji na okaziciela serii D,
- 373 952 165 akcji na okaziciela serii E.

Wniosek o dokonanie stosownego wpisu zmiany Statutu Spółki został złożony do Krajowego Rejestru Sądowego.

18 maja 2022 roku zmiany w kapitale zakładowym PGE S.A. zostały zarejestrowane w KRS, o czym Spółka poinformowała raportem bieżącym nr 29/2022 z 19 maja 2022 roku.

Skarb Państwa objął również akcje nowej emisji na podstawie umowy inwestycyjnej, którą PGE S.A. podpisała ze Skarbem Państwa 5 kwietnia 2022 roku.

20 maja 2022 roku Minister Aktywów Państwowych, reprezentujący Skarb Państwa, przesłał zawiadomienie informujące o zmianie liczby akcji i udziału w ogólnej liczbie głosów posiadanych przez Skarb Państwa

w Spółce. Aktualnie Skarb Państwa posiada 1 365 601 493 akcje, stanowiące 60,86% kapitału zakładowego Spółki i uprawniające do wykonywania 1 365 601 493 głosów, co stanowi 60,86% ogólnej liczby głosów.

Ponadto, Skarb Państwa poinformował o podmiocie zależnym, posiadającym akcje PGE S.A. i łącznej sumie liczby głosów obu podmiotów i jej procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów. Zgodnie z treścią zawiadomienia, biorąc pod uwagę akcje (18 697 608), posiadane przez podmiot zależny od Skarbu Państwa, tj. Towarzystwo Finansowe Silesia sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach (TF Silesia), Skarb Państwa posiada łącznie 1 384 299 101 akcji, stanowiących 61,70% kapitału zakładowego Spółki i uprawniających do wykonywania 1 384 299 101 głosów, co stanowi 61,70% ogólnej liczby głosów.

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

Akcjonariusz	Liczba akcji (szt.)	Liczba głosów (szt.)	Udział w ogólnej liczbie głosów na WZ (%)
Skarb Państwa	1 365 601 493	1 365 601 493	60,86%
Podmiot zależny od Skarbu Państwa – TF Silesia	18 697 608	18 697 608	0,84%
Razem Skarb Państwa i podmiot zależny	1 384 299 101	1 384 299 101	61,70%
Pozostali	859 413 893	859 413 893	38,30%
<b>Razem</b>	<b>2 243 712 994</b>	<b>2 243 712 994</b>	<b>100,00%</b>

#### AKCJE WŁASNE

Na 30 czerwca 2022 roku PGE S.A. oraz spółki zależne nie posiadały akcji własnych.

#### AKCJE JEDNOSTKI DOMINUJĄCEJ BĘDĄCE W POSIADANIU OSÓB ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, żadna z osób zarządzających i nadzorujących Spółkę na dzień publikacji raportu okresowego za I półrocze 2022 roku nie posiadała akcji jednostki dominującej.

## 5.4. Istotne pozycje pozabilansowe

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w nocie 11 oraz 24 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

## 6. Oświadczenie Zarządu 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.

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

Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oświadcza, że firma audytorska, dokonująca przeglądu skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego oraz skróconego śródrocznego jednostkowego sprawozdania finansowego została wybrana zgodnie z przepisami prawa. Podmiot ten oraz biegli rewidenci, dokonujący tego przeglądu, spełniali warunki do wydania bezstronnego i niezależnego raportu z przeglądu, zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami zawodowymi.

## 8. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna zostało zatwierdzone do udostępnienia przez Zarząd jednostki dominującej 20 września 2022 roku.

Warszawa, 20 września 2022 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

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	Dokumenty: „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2016” przyjęte uchwałą Rady Giełdy z 13 października 2015 roku i obowiązujące od 1 stycznia 2016 roku do 30 czerwca 2021 roku oraz „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW 2021” przyjęte uchwałą Rady Giełdy z 29 marca 2021 roku i obowiązujące od 1 lipca 2021 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 ciepłone	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 <sub>2</sub> , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO <sub>2</sub>
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 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	gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = ok. 278 kWh
Gospodarka o obiegu zamkniętym	system, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość 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, $1 \text{ GW} = 10^9 \text{ W}$
GWe	gigawat mocy elektrycznej
GWt	gigawat mocy cieplnej
HCI	chlorowodór
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
ITRE	Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii w PE
Jednostka wytwórcza	opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana – Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez PSE S.A.
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
KPI	kluczowe wskaźniki efektywności
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$

kWh	kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, 1 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.
LZO	Licznik Zdalnego Odczytu
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 <sub>2</sub> )
MW	jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10 <sup>6</sup> W
MWe	megawat mocy elektrycznej
MWt	megawat mocy cieplnej
NH <sub>3</sub>	amoniak
Nm <sup>3</sup>	normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m <sup>3</sup> przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO <sub>x</sub>	tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 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 wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata OZE	opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Opłatę OZE przeznaczają się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tyt. rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).

Opłata przejściowa	element opłaty dystrybucyjnej pobierany w celu zrekompensowania zakładom energetycznym strat wynikających z przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych (KDT).
OTF	Organized Trading Facilities
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
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
PPA	zakup energii elektrycznej bezpośrednio od producentów energii ze źródeł odnawialnych
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 miałw energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miałw 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 rzeczywiście dostarczonymi/odebranymi. Celem działania rynku bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami rynku bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz PSE S.A., jako przedsiębiorstwo bilansujące.
Rynek SPOT	rynek, na którym transakcje są realizowane najpóźniej w drugim dniu roboczym od momentu ich zlecenia. Transakcje dokonywane na rynku kasowym są opłacane w momencie ich zawarcia – transferowi podlega w tym przypadku kapitał.
R&D	Research and Development (ang.), (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
SKRM	Stały Komitet Rady Ministrów
SNCR	selektywna redukcja niekatalityczna – technologia oczyszczania spalin
Start-up	przedsiębiorstwo na wczesnym etapie rozwoju, stworzone z myślą o budowaniu nowych produktów lub usług i działające w warunkach dużej niepewności. Najczęściej wskazywanymi cechami start-up'ów są: krótka historia działalności (do 10 lat), innowacyjność, możliwość rozbudowy przedsięwzięcia, wyższe niż w przypadku „tradycyjnych” przedsięwzięć ryzyko, ale również potencjalnie wyższy zwrot z inwestycji.
Szczyt	szczyt (peak, peakload), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
Świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE, tzw. zielony certyfikat
Świadectwo pochodzenia z kogeneracji	dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE, tzw. czerwone certyfikaty (dla energii wytworzonej 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 <sup>9</sup> 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 moc zainstalowanej	wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V= 1J/1C = (1 kg x m <sup>2</sup> ) / (A x s <sup>3</sup> )
W (wat)	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m <sup>2</sup> x s <sup>-3</sup>
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m <sup>3</sup> 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
ZHZW	Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi