



SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE
za okres 6 miesięcy

zakończony dnia 30 czerwca 2026 roku

Spis treści

KLUCZOWE DANE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE	2
1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja	3
1.1. Charakterystyka działalności.....	3
1.2. Struktura organizacyjna	5
1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej	6
1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki	9
1.4.1. Zarząd	9
1.4.2. Rada Nadzorcza	9
1.4.2.1. Komitety Rady Nadzorczej.....	11
1.5. Akcje i akcjonariat.....	12
1.5.1. Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska	12
1.5.2. Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących	13
1.6. Zatrudnienie w GK PGE	14
2. Ryzyka w działalności GK PGE	15
2.1. Ryzyka korporacyjne	15
2.2. Ryzyka ESG obejmujące ryzyka klimatyczne.....	21
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe	24
3.1. Otoczenie makroekonomiczne	24
3.2. Otoczenie rynkowe	25
3.2.1. Energia elektryczna.....	25
3.2.1.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym.....	25
3.2.1.2. Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy	26
3.2.1.3. Ceny energii elektrycznej - rynek międzynarodowy	27
3.2.2. Prawa majątkowe	30
3.2.3. Uprawnienia do emisji CO ₂	31
3.2.3.1. Ceny uprawnień do emisji CO ₂	31
3.2.3.2. Zakupy uprawnień do emisji CO ₂ przez GK PGE	31
3.2.3.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	32
3.3. Zmiany w otoczeniu regulacyjnym	33
3.3.1. Krajowe otoczenie regulacyjne	33
3.3.2. Zagraniczne otoczenie regulacyjne	40
4. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności.....	43
4.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE	43
4.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE.....	46
4.3. Charakterystyka segmentów działalności	51
4.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności	51
4.3.2. Segment działalności – Energetyka Odnawialna	52
4.3.3. Segment działalności – Energetyka Gazowa	58
4.3.4. Segment działalności – Energetyka Węglowa	63
4.3.5. Segment działalności – Ciepłownictwo	68
4.3.6. Segment działalności – Dystrybucja	75
4.3.7. Segment działalności – Energetyka Kolejowa.....	79
4.3.8. Segment działalności – Obrót	83
4.3.9. Segment działalności – Pozostała Działalność	86
5. Pozostałe elementy Sprawozdania.....	89
5.1. Istotne zdarzenia mające wpływ na działalność w I półroczu 2026 roku oraz w kolejnych okresach.....	89
5.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym	92
5.3. Przewidywany rozwój Grupy Kapitałowej PGE.....	92
5.4. Informacje o zawartych i wypowiedzianych umowach dotyczących kredytów i pożyczek w I półroczu 2026 roku	94
5.5. Informacje o udzieleniu w I półroczu 2026 roku przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	94
5.6. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych.....	94
5.7. Pozostałe istotne informacje	95
6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdań	96

7.	Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do przeglądu sprawozdania finansowego	96
8.	Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu	97
	Metodologia obliczania wskaźników	98
	Słowniczek pojęć branżowych	99

KLUCZOWE DANE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE

(w mln PLN)

Kluczowe dane finansowe	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	32 716	30 971	1 745	6%
EBIT raportowany	5 686	-3 522	9 208	-
EBIT powtarzalny	6 091	5 532	559	10%
EBITDA raportowana	8 195	7 646	549	7%
Marża EBITDA raportowana	25%	25%		
EBITDA powtarzalna	8 100	7 603	497	7%
Marża EBITDA powtarzalna	25%	25%		
Zysk/strata netto	4 047	-7 123	11 170	-
Nakłady inwestycyjne (memoriałowo)	4 924	4 914	10	0%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	8 877	12 133	-3 256	-27%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-6 178	-4 200	-1 978	47%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	689	1 834	-1 145	-62%

Kluczowe dane finansowe	30 czerwca 2026	31 grudnia 2025	Zmiana	Zmiana %
Kapitał obrotowy	1 581	-3 279	4 860	-
Zadłużenie netto ¹	1 753	4 207	-2 454	-58%
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ² raportowana	0,15x	0,37x		
Zadłużenie netto /LTM EBITDA ² powtarzalna	0,13x	0,33x		
Zadłużenie netto skorygowane ³ /LTM EBITDA ² raportowana	-0,08x	0,23x		
Zadłużenie netto skorygowane ³ /LTM EBITDA ² powtarzalna	-0,07x	0,21x		

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA raportowana	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Rozwiązanie rezerwy z tytułu zawarcia umowy z wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów	135	0	135	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	8	-79	87	-
Rezerwa na restrukturyzację	-3	0	-3	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy	-4	65	-69	-
Odpis zapasów strategicznych	-4	-112	108	-96%
Program Dobrowolnych Odejść	-37	0	-37	-
Korekta odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny za poprzednie okresy	0	-23	23	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	0	-20	20	-
Rekompensaty KDT	0	25	-25	-
Rozwiązanie rezerwy na jednorazowe świadczenie – wydzielenie NABE	0	187	-187	-
Razem	95	43	52	121%

¹ Wartość zadłużenia finansowego netto uwzględnia pożyczki z KPO wycenione według zamortyzowanego kosztu. W środkach pieniężnych i ich ekwiwalentach nie uwzględnione zostały lokaty krótkoterminowe o terminie zapadalności powyżej 3 miesięcy w wysokości 1 516 mln PLN. Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające m.in. przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 14 173 mln PLN.

² LTM EBITDA – EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.

³ Wskaźniki skorygowane o wartość zobowiązania z tytułu Project Finance oraz środki pieniężne spółek Offshore zgodnie ze sposobem liczenia na potrzeby kowenantów bankowych (środki pieniężne bez uwzględnienia lokat krótkoterminowych o terminie zapadalności powyżej 3 miesięcy).

1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja

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 gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji.

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 ośmiu segmentach operacyjnych:



ENERGETYKA ODNAWIALNA

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych i w elektrowniach szczytowo-pompowych. Ponadto w strukturach segmentu są spółki zajmujące się budową magazynów energii elektrycznej, morskich farm wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych.



ENERGETYKA GAZOWA

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.



ENERGETYKA WĘGLOWA

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobycie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach węglowych.



CIEPŁOWNICTWO

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



DYSTRYBUCJA

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



ENERGETYKA KOLEJOWA

Przedmiotem działalności segmentu jest przede wszystkim dystrybucja i sprzedaż energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaż paliw oraz utrzymanie i modernizacja sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.



OBRÓT

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



POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług przez spółki zależne na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden AB), świadczenie usług informatycznych, inwestycje w start-up'y oraz zarządzanie Ubocznymi Produktami Spalania (UPS). W ramach segmentu funkcjonuje również część spółek projektowych Grupy, w tym spółka zajmująca się przygotowaniem projektu jądrowego w Grupie PGE.

1.2. Struktura organizacyjna

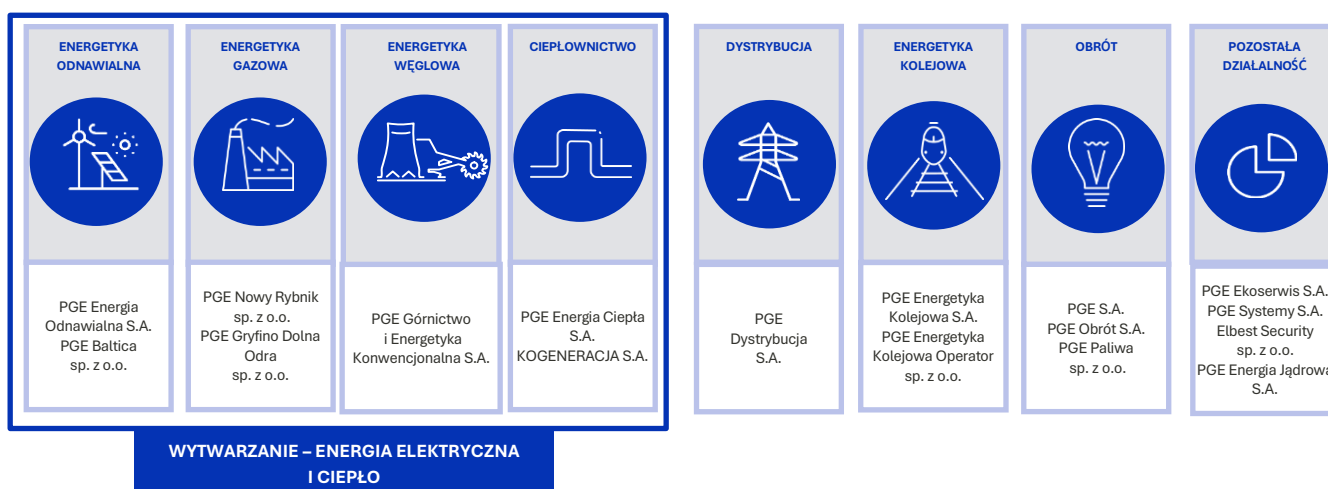
Grupa Kapitałowa PGE na 30 czerwca 2026 roku składała się z:

- jednostki dominującej, którą jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.,
- 78 jednostek zależnych objętych konsolidacją metodą pełną,
- 2 jednostek stanowiących tzw. wspólne działalności,
- 6 jednostek stowarzyszonych i współzależnych.

Wszystkie spółki są zorganizowane w ośmiu segmentach operacyjnych.

Poniższy schemat stanowi ilustracyjny opis struktury Grupy. Pełen skład Grupy Kapitałowej PGE, z podziałem na segmenty oraz spółki bezpośrednio i pośrednio zależne objęte konsolidacją, znajduje się w nocie 1.3 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wykres: Struktura Grupy Kapitałowej PGE¹.



¹ Struktura uproszczona – ujęte kluczowe jednostki.

1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej

W okresie od 1 stycznia 2026 roku do dnia podpisania 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	Spółka tworzona	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Ciepłownictwo	PGE EC Operator sp. z o.o.	5 listopada 2025 roku / 27 stycznia 2026 roku	5 listopada 2025 roku PGE Energia Ciepła S.A. zawiązała jednoosobową spółkę kapitałową. Kapitał zakładowy spółki wynosi 50 000 PLN.

NABYCIE, OBJĘCIE LUB ZBYCIE AKCJI/UDZIAŁÓW PRZEZ SPÓŁKI

Segment działalności	Spółka przejmująca / spółka przejmowana	Data transakcji	Komentarz
Energetyka Odnawialna	Wind Farm Łada sp. z o.o. – nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. od spółki Green Energy Holding sp. z o.o. 100% udziałów spółki	28 stycznia 2026 roku (zawarcie przedwstępnej warunkowej umowy sprzedaży udziałów) / 29 stycznia 2026 roku (nabycie udziałów)	28 stycznia 2026 roku pomiędzy PGE Energia Odnawialna S.A. jako kupującym oraz spółką Green Energy Holding sp. z o.o. jako sprzedającym zawarta została przedwstępna warunkowa umowa sprzedaży udziałów Wind Farm Łada sp. z o.o., w wyniku której PGE Energia Odnawialna S.A. i Green Energy Holding sp. z o.o. zobowiązały się zawrzeć przyrzeczoną umowę sprzedaży 100% udziałów Wind Farm Łada sp. z o.o. na rzecz PGE Energia Odnawialna S.A. 29 stycznia 2026 roku, po spełnieniu określonych warunków zawieszających, zawarta została przyrzeczona umowa sprzedaży.
Energetyka Odnawialna	RWE Offshore Wind Poland sp. z o.o. - nabycie przez Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o. od spółki RWE Renewables International Participations B.V. 100% udziałów spółki	25 listopada 2025 roku (zawarcie warunkowej umowy sprzedaży) / 10 marca 2026 roku (nabycie udziałów)	25 listopada 2025 roku pomiędzy Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o. jako kupującym oraz spółką RWE Renewables International Participations B.V. jako sprzedającym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży 100% udziałów RWE Offshore Wind Poland sp. z o.o. 10 marca 2026 roku, po spełnieniu warunków przewidzianych ww. umowie, Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o. nabyła 100% udziałów w RWE Offshore Wind Poland sp. z o.o. 27 marca 2026 roku zmianie uległa nazwa (firma) tej spółki na: Elektrownia Wiatrowa Baltica + sp. z o.o.
Ciepłownictwo	DKRB Gdańsk sp. z o.o. - nabycie przez PGE Energia Ciepła S.A. od spółki Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. 50% udziałów spółki DKRB Gdańsk sp. z o.o.	13 lutego 2026 roku (zawarcie warunkowej umowy sprzedaży) / 19 marca 2026 roku (zawarcie umowy przeniesienia własności udziałów)	13 lutego 2026 roku pomiędzy PGE Energia Ciepła S.A. jako kupującym oraz spółką Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. jako sprzedającym zawarta została warunkowa umowa sprzedaży 50% udziałów DKRB Gdańsk sp. z o.o., w wyniku której jej strony zobowiązały się zawrzeć umowę przeniesienia własności tych udziałów (umowę rozporządzającą), o ile spełni się warunek przewidziany w tej umowie. 19 marca 2026 roku, po spełnieniu określonego warunku zawieszającego zawarto umowę przeniesienia własności udziałów, o której mowa powyżej. Przeniesienie prawa własności ww. udziałów na rzecz PGE Energia Ciepła S.A. nastąpiło w dniu zawarcia ww. umowy rozporządzającej.
Ciepłownictwo	PGE Toruń S.A. – nabycie przez PGE Toruń S.A. od Gminy Miasta Toruń akcji własnych w celu ich	22 czerwca 2026 roku (zawarcie umowy sprzedaży akcji własnych) /	22 czerwca 2026 roku pomiędzy PGE Toruń S.A. jako kupującym oraz Gminą Miastem Toruń jako sprzedającym zawarta została umowa sprzedaży 1 783 474 akcji własnych PGE Toruń S.A., stanowiących 4,57% udziału w kapitale zakładowym PGE Toruń S.A. (akcje własne), w celu ich umorzenia.

Segment działalności	Spółka przejmująca / spółka przejmowana	Data transakcji	Komentarz
	umorzenia (umorzenie dobrowolne)	22 czerwca 2026 roku (podjęcie uchwały o dobrowolnym umorzeniu akcji własnych i obniżeniu kapitału zakładowego) / 23 lipca 2026 roku nastąpił wpis do rejestru przedsiębiorców KRS	22 czerwca 2026 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGE Toruń S.A. postanowiło umorzyć akcje własne za zgodą akcjonariusza Gminy Miasta Toruń (umorzenie dobrowolne) oraz obniżyć kapitał zakładowy PGE Toruń S.A. o kwotę 1 783 474 PLN. Umorzenie akcji własnych nastąpiło 23 lipca 2026 roku, z chwilą wpisu obniżenia kapitału zakładowego PGE Toruń S.A. do rejestru przedsiębiorców KRS. W wyniku umorzenia akcji własnych zwiększeniu uległ udział PGE Energia Ciepła S.A. w kapitale zakładowym PGE Toruń S.A. z 95,34% do 99,91%.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona / spółka przejmująca	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. - <i>spółka dzielona</i> ELMEN sp. z o.o. - <i>spółka przejmująca</i>	22 października 2025 roku / 28 października 2025 roku nastąpił wpis do KRS obniżenia kapitału zakładowego Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. 2 stycznia 2026 roku nastąpił wpis do KRS podwyższenia kapitału zakładowego ELMEN sp. z o.o. (<i>dzień wydzielania</i>)	22 października 2025 roku Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. i ELMEN sp. z o.o. podjęły uchwały w sprawie podziału spółki dzielonej poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych w drodze przeniesienia na spółkę ELMEN sp. z o.o. (spółka przejmująca) części majątku spółki dzielonej stanowiącej zorganizowaną część przedsiębiorstwa (ZCP), w ramach której prowadzona jest działalność budowlano-montażowa, wraz ze związanymi z nią zobowiązaniami, wierzytelnościami oraz innymi składnikami majątku. Przeniesienie ZCP do spółki przejmującej odbyło się poprzez stosowne obniżenie kapitału zakładowego spółki dzielonej poprzez umorzenie wszystkich posiadanych przez PGE S.A. udziałów spółki oraz stosowne podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej, w wyniku utworzenia nowych udziałów spółki przejmującej. PGE S.A. w zamian za umorzone udziały w spółce dzielonej objęła wszystkie nowe udziały w podwyższonym kapitale zakładowym spółki przejmującej. Przed ww. transakcją PGE S.A. posiadała 51% udziałów w kapitale zakładowym Energoserwis Kleszczów sp. z o.o., natomiast 100% udziałów w kapitale zakładowym ELMEN sp. z o.o. należało do PGE GiEK S.A.
Energetyka Kolejowa	PGE Energetyka Kolejowa S.A. - <i>spółka dzielona</i> PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Energetyka Kolejowa Obsługa sp. z o.o.) - <i>spółka przejmująca</i>	3 listopada 2025 roku / 2 stycznia 2026 roku nastąpił wpis do KRS obniżenia kapitału zakładowego PGE Energetyka Kolejowa S.A. i podwyższenia kapitału zakładowego PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o. (<i>dzień wydzielania</i>)	3 listopada 2025 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Energetyka Kolejowa S.A. i Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Energetyka Kolejowa Obsługa sp. z o.o. (obecna firma: PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o.) podjęły uchwały w sprawie podziału PGE Energetyka Kolejowa S.A. (spółka dzielona) poprzez wydzielenie w trybie art. 529 § 1 pkt 4 Kodeksu spółek handlowych (podział przez wydzielenie) w drodze przeniesienia na spółkę PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o. (spółka przejmująca) części majątku spółki dzielonej w postaci oddziału tej spółki, działającego pod firmą: PGE Energetyka Kolejowa S.A. Oddział w Warszawie – Dystrybucja Energii Elektrycznej, stanowiącego ZCP. Przeniesienie ZCP nastąpiło poprzez obniżenie kapitału zakładowego spółki dzielonej oraz podwyższenie kapitału zakładowego spółki przejmującej. PGE Energetyka Kolejowa Holding sp. z o.o. jest jedynym akcjonariuszem spółki dzielonej i jedynym wspólnikiem spółki przejmującej.

LIKWIDACJA I UPADŁOŚĆ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka likwidowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
-	PGE Trading GmbH w likwidacji z siedzibą w Berlinie	1 marca 2021 roku / Na dzień 30 czerwca 2026 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	1 marca 2021 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Trading GmbH podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. Proces likwidacji spółki jest obecnie w toku.
-	Railen GmbH w upadłości z siedzibą w Berlinie	31 stycznia 2023 roku / Na dzień 30 czerwca 2026 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	26 stycznia 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Railen GmbH podjęło ze skutkiem na 31 stycznia 2023 roku uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. Postanowieniem z 15 maja 2025 roku sąd upadłościowy otworzył postępowanie upadłościowe wobec majątku spółki jako dłużnika i wyznaczył syndyka masy upadłościowej. Postępowanie upadłościowe spółki jest obecnie w toku.
Energetyka Kolejowa	Energetyka Kolejowa Obrót sp. z o.o. w likwidacji	2 czerwca 2025 roku / 20 kwietnia 2026 roku sąd rejestrowy postanowił o wykreśleniu spółki z rejestru przedsiębiorców KRS / 29 kwietnia 2026 roku nastąpiło uprawomocnienie wykreślenia	2 czerwca 2025 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Energetyka Kolejowa Obrót sp. z o.o. podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. 20 kwietnia 2026 roku spółka została wykreślona z rejestru przedsiębiorców KRS (wpis nieprawomocny). 29 kwietnia 2026 roku nastąpiło uprawomocnienie wykreślenia spółki z rejestru przedsiębiorców KRS i tym samym likwidacja spółki została zakończona.
Energetyka Kolejowa	Remton Investments sp. z o.o. w likwidacji	2 czerwca 2025 roku / 20 lipca 2026 roku sąd rejestrowy postanowił o wykreśleniu spółki z rejestru przedsiębiorców KRS / 30 lipca 2026 roku nastąpiło uprawomocnienie wykreślenia	2 czerwca 2025 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Remton Investments sp. z o.o. podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i powołaniu likwidatora w celu przeprowadzenia czynności likwidacyjnych. 20 lipca 2026 roku spółka została wykreślona z rejestru przedsiębiorców KRS (wpis nieprawomocny). 30 lipca 2026 roku nastąpiło uprawomocnienie wykreślenia spółki z rejestru przedsiębiorców KRS i tym samym likwidacja spółki została zakończona.
Energetyka Kolejowa	Railen Baltics, UAB w upadłości z siedzibą w Wilnie	23 grudnia 2025 roku / Na dzień 30 czerwca 2026 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	23 grudnia 2025 roku Zgromadzenie Wierzycieli Railen Baltics, UAB podjęło uchwały, zgodnie z którymi postanowiło o przeprowadzeniu postępowania upadłościowego tej spółki w trybie pozasądowym oraz wyznaczyło syndyka masy upadłościowej. Postępowanie upadłościowe spółki jest obecnie w toku.

1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki

1.4.1. Zarząd

SKŁAD OSOBOWY ZARZĄDU SPÓŁKI ORAZ ZMIANY W SKŁADZIE ZARZĄDU W 2026 ROKU

Tabela: Skład Zarządu Spółki na 1 stycznia 2026 roku.

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja	Okres pełnienia funkcji
Dariusz Lubera	p.o. Prezesa Zarządu – oddelegowanie z Rady Nadzorczej	od 8 grudnia 2025 roku do 14 stycznia 2026 roku
Przemysław Jastrzębski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 15 lipca 2024 roku do chwili obecnej
Robert Kowalski	Wiceprezes Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju	od 15 maja 2024 roku do 19 maja 2026 roku
Marcin Laskowski	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 18 marca 2024 roku do chwili obecnej

14 stycznia 2026 roku w wyniku postępowania kwalifikacyjnego Rada Nadzorcza PGE S.A. podjęła uchwały:

- nr 668/XII/2026 w sprawie powołania Dariusza Lubery w skład Zarządu XII kadencji od 15 stycznia 2026 roku i powierzeniu mu funkcji Prezesa Zarządu,
- nr 669/XII/2026 w sprawie powołania Katarzyny Rozenfeld w skład Zarządu XII kadencji od 19 stycznia 2026 roku i powierzeniu jej funkcji Wiceprezeski Zarządu ds. Operacyjnych.

19 maja 2026 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. podjęła uchwałę nr 736/XII/2026 w sprawie odwołania ze składu Zarządu PGE S.A. Roberta Kowalskiego - Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju.

3 czerwca 2026 roku w wyniku postępowania kwalifikacyjnego Rada Nadzorcza PGE S.A. podjęła uchwałę nr 768/XII/2026 w sprawie powołania Piotra Dziubałtowskiego w skład Zarządu XII kadencji od 8 czerwca 2026 roku i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju.

Tabela: Skład Zarządu Spółki na 30 czerwca 2026 roku i na dzień podpisania sprawozdania.

Imię i nazwisko Członka Zarządu	Pełniona funkcja	Okres pełnienia funkcji
Dariusz Lubera	Prezes Zarządu	od 15 stycznia 2026 roku do chwili obecnej
Katarzyna Rozenfeld	Wiceprezeska Zarządu ds. Operacyjnych	od 19 stycznia 2026 roku do chwili obecnej
Piotr Dziubałtowski	Wiceprezes Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju	od 8 czerwca 2026 roku do chwili obecnej
Przemysław Jastrzębski	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	od 15 lipca 2024 roku do chwili obecnej
Marcin Laskowski	Wiceprezes Zarządu ds. Regulacji	od 18 marca 2024 roku do chwili obecnej

1.4.2. Rada Nadzorcza

Rada Nadzorcza PGE S.A. działa na podstawie ustawy z dnia 15 września 2000 roku – Kodeks spółek handlowych oraz Statutu i regulaminu Rady Nadzorczej Spółki, których treść dostępna jest na stronie internetowej Spółki:

- [Statut spółki.](#)
- [Regulamin Rady Nadzorczej.](#)

SKŁAD OSOBOWY RADY NADZORCZEJ ORAZ ZMIANY W RADZIE NADZORCZEJ W 2026 ROKU

Tabela: Skład Rady Nadzorczej Spółki na 1 stycznia 2026 roku.

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Michał Domagała	Przewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Sadkowski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Anna Kowalik	Sekretarz Rady Nadzorczej
Andrzej Kozyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Dariusz Lubera	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Elżbieta Niebisz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Rzońca	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Piotr Stolarczyk	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

14 stycznia 2026 roku wpłynęła do Spółki rezygnacja Dariusza Lubery z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej.

28 stycznia 2026 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE S.A. podjęło uchwały o powołaniu w skład Rady Nadzorczej PGE S.A. następujących osób:

- Arkadiusz Krężel
- Wojciech Wróbel

18 czerwca 2026 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGE S.A. powołało do Rady Nadzorczej PGE S.A. XIII kadencji następujące osoby:

- Michał Domagała
- Anna Kowalik
- Andrzej Kozyra
- Elżbieta Niebisz
- Andrzej Rzońca
- Andrzej Sadkowski
- Piotr Stolarczyk

3 lipca 2026 roku, podczas pierwszego posiedzenia Rady Nadzorczej XIII kadencji, Członkowie Rady Nadzorczej PGE S.A. dokonali wyboru Prezydium, którego skład jest następujący:

- Michał Domagała – Przewodniczący Rady Nadzorczej PGE S.A.
- Wojciech Wróbel – Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej PGE S.A.
- Anna Kowalik – Sekretarz Rady Nadzorczej PGE S.A.

Tabela: Skład Rady Nadzorczej Spółki na dzień podpisania sprawozdania.

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Pełniona funkcja
Michał Domagała	Przewodniczący Rady Nadzorczej – członek niezależny
Wojciech Wróbel	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
Anna Kowalik	Sekretarz Rady Nadzorczej
Andrzej Kozyra	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Arkadiusz Krężel	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Elżbieta Niebisz	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Rzońca	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Andrzej Sadkowski	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny
Piotr Stolarczyk	Członek Rady Nadzorczej – członek niezależny

1.4.2.1. Komitety Rady Nadzorczej

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej PGE S.A. na 1 stycznia 2026 roku

Imię i nazwisko Członka Rady Nadzorczej	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń	Komitet ds. Zrównoważonego Rozwoju
Michał Domagała	Członek	Członek		Członek	Członek
Anna Kowalik	Członek	Członek		Przewodnicząca	
Andrzej Kozyra		Członek	Przewodniczący	Członek	Członek
Elżbieta Niebisz	Członek		Członek		
Andrzej Rzońca	Przewodniczący		Członek		Członek
Andrzej Sadkowski			Członek		
Piotr Stolarczyk	Członek		Członek		

Zmiany w składach komitetów stałych Rady Nadzorczej PGE S.A.:

- 18 lutego 2026 roku Arkadiusz Krężel został powołany w skład Komitetu Ładu Korporacyjnego,
- 18 lutego 2026 roku powołano w skład Komitetu Nominacji i Wynagrodzeń Arkadiusza Krężela i Wojciecha Wróbla,
- 18 lutego 2026 roku powołano Piotra Stolarczyka na Przewodniczącego Komitetu Strategii i Rozwoju,
- 18 lutego 2026 roku Andrzej Kozyra złożył rezygnację z pełnienia funkcji Przewodniczącego Komitetu Strategii i Rozwoju,
- 13 marca 2026 roku powołano Andrzeja Kozyrę na Przewodniczącego Komitetu ds. Zrównoważonego Rozwoju,
- 23 marca 2026 roku powołano Arkadiusza Krężela na Przewodniczącego Komitetu Ładu Korporacyjnego,
- 3 lipca 2026 roku podczas posiedzenia Rady Nadzorczej PGE S.A., powołano członków komitetów stałych Rady Nadzorczej PGE S.A. XIII kadencji,
- 3 lipca 2026 roku Przewodniczącą Komitetu Nominacji i Wynagrodzeń została Anna Kowalik,
- 3 lipca 2026 roku Przewodniczącym Komitetu ds. Zrównoważonego Rozwoju został Andrzej Kozyra,
- 9 lipca 2026 roku Przewodniczącym Komitetu Ładu Korporacyjnego został Arkadiusz Krężel,
- 27 sierpnia 2026 roku Przewodniczącym Komitetu Audytu został Andrzej Rzońca,
- 27 sierpnia 2026 roku Przewodniczącym Komitetu Strategii i Rozwoju został Piotr Stolarczyk.

Tabela: Skład komitetów stałych Rady Nadzorczej PGE S.A. na dzień podpisania sprawozdania.

	Komitet Audytu	Komitet Ładu Korporacyjnego	Komitet Strategii i Rozwoju	Komitet Nominacji i Wynagrodzeń	Komitet ds. Zrównoważonego Rozwoju
Michał Domagała	Członek	Członek		Członek	Członek
Anna Kowalik	Członek	Członek		Przewodnicząca	
Andrzej Kozyra		Członek	Członek	Członek	Przewodniczący
Arkadiusz Krężel		Przewodniczący		Członek	
Elżbieta Niebisz	Członek		Członek		
Andrzej Rzońca	Przewodniczący		Członek		Członek
Andrzej Sadkowski			Członek		
Piotr Stolarczyk	Członek		Przewodniczący		
Wojciech Wróbel				Członek	

1.5. Akcje i akcjonariat

1.5.1. Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska

KAPITAŁ ZAKŁADOWY

Na 30 czerwca 2026 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania kapitał zakładowy PGE S.A. wynosił 19 183 746 098,70 PLN i dzielił się na 2 243 712 994 akcji o wartości nominalnej 8,55 PLN każda.

Tabela: Kapitał zakładowy Spółki.

Seria/emisja	Rodzaj akcji	Rodzaj uprzywilejowania	Liczba akcji	Wartość serii/emisji wg wartości nominalnej (PLN)	Sposób pokrycia kapitału
"A"	zwykłe	nie dotyczy	1 470 576 500	12 573 429 075,00	aport/gotówka
"B"	zwykłe	nie dotyczy	259 513 500	2 218 840 425,00	gotówka
"C"	zwykłe	nie dotyczy	73 228 888	626 106 992,40	połączenie z PGE GiE S.A. ¹
"D"	zwykłe	nie dotyczy	66 441 941	568 078 595,55	połączenie z PGE Energia S.A.
"E"	zwykłe	nie dotyczy	373 952 165	3 197 291 010,75	gotówka
Razem			2 243 712 994	19 183 746 098,70	

¹ PGE Górnictwo i Energetyka S.A.

AKCJONARIUSZE SPÓŁKI POSIADAJĄCY ZNA CZNE PAKIETY AKCJI

Zgodnie z pismem z Ministerstwa Skarbu Państwa z 20 maja 2022 roku, Skarb Państwa posiadał 1 365 601 493 akcji zwykłych Spółki, reprezentujących 60,86% kapitału zakładowego Spółki oraz uprawniających do wykonywania 1 365 601 493 głosów na Walnym Zgromadzeniu Spółki, stanowiących 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. (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: Struktura własnościowa kapitału podstawowego Spółki na 30 czerwca 2026 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania¹.

Skarb Państwa wraz z podmiotem zależnym		Pozostali Akcjonariusze		Suma	
wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach	wartość nominalna akcji (PLN)	udział % w kapitale zakładowym i w głosach
11 835 757 313,55	61,70	7 347 988 785,15	38,30	19 183 746 098,70	100,00

¹ Struktura własnościowa została zaprezentowana na podstawie informacji dostępnych Spółce.

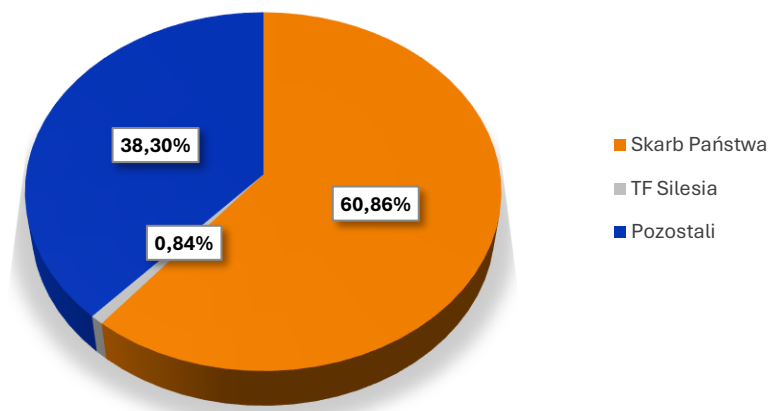
Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

Pomimo, że akcje Spółki nie są akcjami uprzywilejowanymi, Statut Spółki przewiduje szczególne uprawnienia dla Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on jej Akcjonariuszem.

Tabela: Akcjonariusze posiadający bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu PGE S.A. na 30 czerwca 2026 roku oraz na dzień podpisania 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%
Razem	2 243 712 994	2 243 712 994	100,00%

Wykres: Struktura akcjonariatu PGE S.A. na 30 czerwca 2026 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania.



1.5.2. Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Wedle najlepszej wiedzy Zarządu Spółki, żadna z osób zarządzających oraz nadzorujących Spółkę na 30 czerwca 2026 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania nie posiadała akcji jednostki dominującej ani akcji/udziałów w jednostkach powiązanych z PGE S.A.

1.6. Zatrudnienie w GK PGE

Grupa Kapitałowa PGE jest jednym z największych pracodawców w Polsce, dającym zatrudnienie dla ponad 40 tys. osób. Dzięki ich doświadczeniu i zaangażowaniu, możliwe jest budowanie organizacji opartej na wartościach, w której odpowiedzialność społeczna łączy się z celami biznesowymi.

Transformacja energetyczna, realizowana zgodnie ze Strategią Grupy PGE do 2035 roku, wymaga istotnego dostosowania struktury zatrudnienia oraz rozwoju nowych kompetencji. Dynamiczne zmiany technologiczne, digitalizacja i rozwój nowych źródeł energii elektrycznej wymuszają systematyczne podnoszenie kwalifikacji oraz przebudowę profilu kompetencyjnego pracowników, aby sprostać rosnącej złożoności procesów i nowym modelom pracy w energetyce. Równolegle wdrażana modernizacja infrastruktury oraz realizacja dużych projektów (w tym budowa OZE), magazynów energii i nowoczesnych jednostek wytwórczych - stworzy nowe miejsca pracy, zarówno w samej Grupie, jak i w krajowym łańcuchu dostaw, stanowiąc impuls rozwojowy dla polskiego rynku pracy. Strategia zakłada przy tym społecznie odpowiedzialne podejście do transformacji, obejmujące troskę o pracowników i regiony związane z obszarem energetyki węglowej. Oznacza to konieczność stopniowego przekwalifikowania części załogi, rozwijania alternatywnych ścieżek zawodowych w obszarach wynikających z nowej architektury aktywów Grupy oraz tworzenie programów oświatowych.

Tabela: Stan zatrudnienia w GK PGE (w etatach)¹

Wyszczególnienie	30 czerwca 2026 roku	30 czerwca 2025 roku	Zmiana	Zmiana %
Energetyka Odnawialna	878	815	63	8%
Energetyka Gazowa	148	103	45	44%
Energetyka Węglowa	16 221	17 784	-1 563	-9%
Ciepłownictwo	3 274	3 321	-47	-1%
Dystrybucja	9 792	9 690	102	1%
Energetyka Kolejowa	4 104	4 025	79	2%
Obrót	3 213	3 294	-81	-2%
Pozostała Działalność	2 579	2 544	35	1%
Łącznie w Grupie PGE	40 209	41 576	-1 367	-3%

¹ Bez osób zawieszonych.

Spadek liczby zatrudnionych w GK PGE na 30 czerwca 2026 roku w porównaniu do 30 czerwca 2025 roku wynika głównie z bieżących odejść, nabycia uprawnień emerytalnych oraz możliwości skorzystania z Programu Dobrowolnych Odejść w segmencie Energetyka Węglowa.

Zmniejszenie zatrudnienia w segmencie Obrót to efekt wydzielenia ze struktury GK PGE Energoserwis Kleszczów sp. z o.o.

Zmiany stanu zatrudnienia w segmencie Energetyka Kolejowa wynikały przede wszystkim z zatrudnienia nowych pracowników w związku z uzupełnianiem wakatów, głównie pracowników związanych z działalnością operacyjną PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o. oraz PGE Energetyka Kolejowa S.A.

Rozwój projektów w obszarze Energetyka Morska skutkował wzrostem zatrudnienia w segmencie Energetyka Odnawialna.

Zwiększenie zatrudnienia w segmencie Energetyka Gazowa związane było z uzupełnieniem kompetencji w obszarze kadry technicznej i administracyjnej elektrowni gazowej PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. oraz wzrostem etatyzacji w PGE Nowy Rybnik sp. z o.o. - zgodnie z harmonogramem projektu inwestycyjnego budowy bloku gazowo-parowego.

W segmencie Pozostała Działalność wzrost zatrudnienia to głównie efekt zatrudnienia nowych pracowników w obszarach rozwijanych (LTE450, NCB, Cyberbezpieczeństwo) przez PGE Systemy sp. z o.o. oraz nabycia pod koniec 2025 roku udziałów w spółce PGE Energia Jądrowa S.A. (wcześniej PGE PAK Energia Jądrowa S.A.), nadzorującej przygotowanie projektu w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących.

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 Grupie Kapitałowej analizowanych jest kilka obszarów ryzyka związanych z jej działalnością. Są to m.in. opisane w poniższych procesach:

- ryzyka korporacyjne,
- ryzyka ESG, w tym ryzyka klimatyczne.

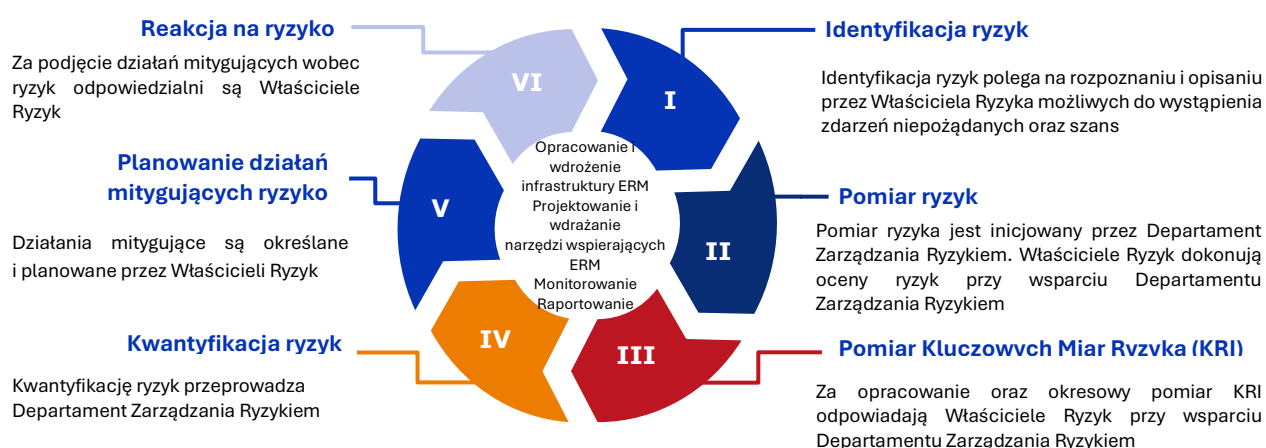
Ryzyka długoterminowe dotyczą operacjonalizacji Strategii GK PGE na lata 2025-2035 (ogłoszonej w czerwcu 2025 roku), która jest w trakcie aktualizacji.

2.1. Ryzyka korporacyjne

W GK PGE zarządzanie ryzykiem jest dopasowane do poziomów zarządzania w poszczególnych obszarach działalności. Ustanowienie komitetów ds. ryzyka, inwestycji i zrównoważonego rozwoju na najwyższym szczeblu zarządczym, raportujących bezpośrednio do Zarządu PGE S.A., zapewnia nadzór nad skutecznością procesów zarządzania ryzykiem w całej Grupie PGE. Funkcja monitorowania, koordynowania i wspierania zarządzania ryzykiem realizowana jest przez Departament Zarządzania Ryzykiem PGE S.A., co umożliwia niezależną ocenę ryzyk oraz ich wpływ na działalność Grupy PGE.

Grupa Kapitałowa PGE systematycznie rozwija kompleksowy system zarządzania ryzykiem oraz ocenia i analizuje ryzyka w kluczowych spółkach GK PGE. Mechanizmy identyfikacji obszarów narażonych na ryzyko oraz sposoby pomiaru jego poziomu podlegają okresowej 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.

Grafika: Proces zarządzania ryzykiem korporacyjnym (ERM) w GK PGE



Wszystkie zidentyfikowane i oceniane ryzyka dotyczące bieżącej działalności Grupy są rejestrowane w centralnym systemie ewidencji ryzyk. W księgach ryzyk odzwierciedlane są ich poziomy i wartości poszczególnych parametrów ryzyka wraz z informacją o realizowanych działaniach mitygujących (zmniejszających prawdopodobieństwo wystąpienia i minimalizujących negatywne skutki ryzyka) oraz ich skuteczności. Skuteczność realizowanych działań mitygujących oznaczona jest za pomocą następujących trzech kategorii: efektywne, do usprawnienia, do zmiany.

Poniższa tabela przedstawia najistotniejsze ryzyka zidentyfikowane w GK PGE wraz z aktualizacją ich oceny w perspektywie 2026 roku. Poziom ryzyka oznacza jego potencjalny wpływ na wyniki finansowe Grupy, a perspektywa (trend) to antycypowany kierunek rozwoju ryzyka.

Tabela: Najważniejsze ryzyka korporacyjne w PGE S.A. oraz Grupie PGE wraz z ich poziomem oraz perspektywą na 2026 rok.

Kategoria ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom ryzyka	Działania mitygujące
RYZYKA RYNKOWE I PRODUKTOWE związane z cenami i wolumenami oferowanych produktów i usług	Ryzyko związane z nieosiągnięciem zakładanych marż i wyników finansowych w działalności handlowej oraz wytwórczej Grupy – ryzyko związane z możliwymi odchyleniami od planowanych poziomów marży na sprzedaży energii elektrycznej i produktów dodatkowych, spowodowanych zmianami wolumenów sprzedaży, struktury produktowej, efektywności kanałów sprzedaży, cen energii i paliw, zachowań klientów oraz kosztów zakupu energii. W obszarze wytwarzania ryzyko obejmuje również wpływ zmian marży brutto na sprzedaży energii elektrycznej oraz zmian kosztów zmiennych produkcji energii i ciepła na osiągane wyniki finansowe.	 ↙	- cykliczna handlowa optymalizacja aktywów wytwórczych, przy określeniu rentownych scenariuszy produkcyjnych dla zaktualizowanych parametrów rynkowych energii elektrycznej, CO₂, paliw produkcyjnych i opracowywanie planów sprzedaży na kolejne okresy - monitoring rynków energetycznych (rynków energii, CO₂, gazu, węgla, certyfikatów), bilansu eksport/ import oraz trendów w sektorze - monitoring ekspozycji na ryzyko na poszczególnych pozycjach energii elektrycznej, paliw, uprawnień do emisji CO₂ - monitoring ekspozycji dla poszczególnych obszarów w odniesieniu do wyznaczonych limitów i strategii zabezpieczania
	Ryzyko taryfy G dla odbiorców regulowanych (ceny sprzedaży energii elektrycznej) – ryzyko związane z niezatwierdzeniem taryfy lub niekorzystnymi stawkami taryfowymi.	 ↔	- ściśła współpraca z URE - przekazywanie do URE analiz dotyczących rzeczywistych poziomów kosztów, jakie powinny być uznawane jako poziom uzasadniony - wykorzystywanie odwoławczej ścieżki administracyjnej od decyzji Prezesa URE, przewidzianej w Prawie Energetycznym i Kodeksie Postępowania Cywilnego - monitoring regulacji prawnych i analiza wprowadzanych zmian pod kątem taryfowania - udział w pracach legislacyjnych - praktyka wewnętrzna w zakresie budowy taryfy oparta o rozporządzenie taryfowe oraz standardowy zakres dokumentacji i kalkulacji wymagany przez URE - weryfikacja i autoryzacja danych w poszczególnych fazach procesu taryfowego
	Ryzyko niepełnego zabezpieczenia kosztów dopasowania i bilansowania sprzedawanej energii elektrycznej – ryzyko związane z niepełnym zabezpieczeniem kosztów energii elektrycznej w kontraktach sprzedażowych do klientów Grupy.	 ↗	- uwzględnianie w umowach kar za przekroczenia dozwolonego zakresu zmienności wolumenu kontraktu - segmentacja klientów w celu dopasowania oferty do profilu poboru klienta - stosowanie odpowiednich modeli ofert sprzedaży - prognozowanie produkcji energii ze źródeł OZE należących do klientów - rozwój oferty produktowej umożliwiającej wpływ na kształt odbioru energii przez klienta - rozbudowa narzędzi informatycznych wspierających ograniczenie danego ryzyka

	poziom ryzyka niski - nie stwarza zagrożenia i może być tolerowane	↙	spadek
	poziom ryzyka średni - powinna być przygotowana odpowiednia reakcja, oparta na analizie kosztów i korzyści	↔	perspektywa stabilna
	poziom ryzyka wysoki - ryzyko nietolerowalne, wymagające podjęcia bezzwłocznej i aktywnej reakcji na ryzyko, zmierzającej do jednoczesnego zmniejszenia możliwych skutków oraz prawdopodobieństwa jego wystąpienia	↗	wzrost

Kategoria ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom ryzyka	Działania mitygujące
	Ryzyko wolumenu sprzedaży energii elektrycznej – ryzyko związane z wykonaniem planu sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, będące pochodną niekorzystnych uwarunkowań zewnętrznych i wewnętrznych oraz lokalnych, wpływających na zapotrzebowanie na produkty energetyczne.	 ↙	- tworzenie prognoz i analiz zużycia energii elektrycznej - monitoring zapotrzebowania na energię elektryczną - opracowywanie dobowego raportu mocy - analiza i uzgodnienia planu rozwoju z gminami w obszarze prowadzonej działalności - współpraca z gminami na terenach, na których prowadzone mają być inwestycje przyłączeniowe, w szczególności na etapie przygotowywania miejscowych planów zagospodarowania
RYZYKA MAJĄTKOWE związane z rozwojem i utrzymaniem majątku	Ryzyko awarii – związane z eksploatacją i degradacją w czasie urządzeń i obiektów energetycznych oraz ich ochroną przed czynnikami destrukcyjnymi (m.in. pożary, skutki zjawisk pogodowych, dewastacja).	 ↔	- monitorowanie planowanych i awaryjnych wyłączeń w sieci dystrybucyjnej - stosowanie technologii ograniczających negatywny wpływ czynników atmosferycznych, prowadzenie wycinki drzew - monitorowanie działania układów zabezpieczeń i automatyki - opracowywanie i realizacja okresowych planów eksploatacyjnych i modernizacyjnych - przestrzeganie regulacji wewnętrznych i zewnętrznych w zakresie eksploatacji - ubezpieczenie najważniejszych aktywów wytwórczych na wypadek awarii oraz powstania szkód w majątku 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
	Ryzyko inwestycji rzeczowych – ryzyko związane ze strategicznymi kierunkami rozwoju GK PGE i możliwościami pozyskiwania finansowania projektów.	 ↗	- zatrudnienie doradcy technicznego, inżyniera kontraktu do weryfikacji otrzymywanej dokumentacji projektowej - realizacja inwestycji we współpracy z partnerem strategicznym - uwzględnienie odpowiednich zabezpieczeń umownych w odniesieniu do harmonogramu - monitoring rzeczowy i terminowy zadania inwestycyjnego - monitoring otoczenia rynkowego w zakresie wystąpienia możliwych zagrożeń zewnętrznych dla projektu - monitoring bieżących programów wsparcia oraz otoczenia legislacyjnego - egzekwowanie parametrów gwarantowanych dla instalacji
RYZYKA OPERACYJNE związane z realizacją bieżących procesów gospodarczych	Ryzyko rozliczeń – ryzyko związane z funkcjonowaniem systemu rozliczeń oraz wspierających go systemów IT.	 ↔	- dostosowanie systemów IT do wymagań biznesowych - stosowanie dedykowanych systemów IT - współpraca ze spółkami sprzedaży detalicznej w celu optymalizacji procesu rozliczeń i wymiany informacji w zakresie rozliczeń - stosowanie mechanizmów detekcji i korekty błędów - właściwy dobór kadry, prowadzenie cyklicznych szkoleń dla pracowników oraz innych osób świadczących pracę - stosowanie systemów zasilania rezerwowego, tworzenie kopii zapasowych - monitorowanie i wdrażanie aktualnych przepisów prawnych
	Ryzyko gospodarowania paliwami i surowcami produkcyjnymi – ryzyko związane z zarządzaniem zapasem paliw oraz surowców produkcyjnych.	 ↙	- opracowywanie wewnętrznych standardów dotyczących zarządzania zapasami paliw i surowców produkcyjnych - planowanie zakupów zgodne z wymogami techniczno-eksploatacyjnymi - standaryzacja parametrów paliw i surowców produkcyjnych i odpowiednia kontrola jakości - monitoring stanu zapasów paliw i surowców produkcyjnych - optymalizacja ilościowa i kosztowa stanów posiadanych zapasów paliw i surowców produkcyjnych - dywersyfikacja dostawców - uwzględnianie kar umownych

Kategoria ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom ryzyka	Działania mitygujące
	Ryzyko cyberbezpieczeństwa systemów OT – ryzyko związane z celowym zakłócaniem prawidłowego funkcjonowania przemysłowych systemów informatycznych.		- separacja sieci OT od sieci IT i Internetu - stosowanie systemów zabezpieczeń w domenie OT na wszystkich stacjach roboczych, terminalach i serwerach - cykliczne szkolenia uświadamiające dla pracowników - weryfikacja zewnętrznych podmiotów i pracowników pod kątem zagrożeń i wycieku danych o wrażliwych punktach infrastruktury - stosowanie narzędzi wykrywających zdarzenia i reagowanie na nie - egzekwowanie mechanizmu obiegu uzgodnień zmian wykonywanych w całej infrastrukturze i systemach OT - stosowanie zasady minimalnych uprawnień - monitoring procesu nadzoru nad zdalnymi dostęпами i dostęпами fizycznymi
	Ryzyko pomiarów i odczytów – ryzyko związane z nieprawidłową pracą układów pomiarowych lub błędnie dokonywanych odczytów wskazań liczników energii elektrycznej.		- przestrzeganie standardów bezpieczeństwa systemów teleinformatycznych - stosowanie systemów zasilania rezerwowego, tworzenie kopii zapasowych - właściwa reakcja na awarie, nieprawidłowe działanie i uszkodzenia - szkolenie pracowników w zakresie postępowania na wypadek awarii systemów teleinformatycznych - kontrole, przeglądy i sprawdzenia układów pomiarowo-rozliczeniowych - wymiana niesprawnych elementów układów pomiarowych - przestrzeganie regulacji w zakresie gospodarowania licznikami energii elektrycznej i ich eksploatacji - przestrzeganie standardów dotyczących badania liczników oraz postępowania w przypadku awarii liczników - rozszerzanie zasięgu zdalnego odczytu danych pomiarowych - monitoring poprawności odczytów
	Ryzyko zasobów ludzkich – ryzyko związane z trudnościami w zapewnieniu kadry o odpowiednim doświadczeniu, kompetencjach i zdolnościach do realizacji określonych zadań.		- aktywny udział GK PGE w programach stażowych oraz współpraca z ośrodkami edukacji w celu zapewnienia dopływu wykwalifikowanych kadr - ocena i szkolenie kadr w celu optymalnego ich wykorzystania w strukturach GK PGE
	Ryzyko zakupów – ryzyko związane z realizacją procesu zakupowego.		- szkolenia w zakresie regulacji zapobiegających praniu pieniędzy oraz finansowaniu terroryzmu - wymóg zapoznania się z Dobrymi Praktykami Zakupowymi oraz z Kodeksem Postępowania dla Partnerów Biznesowych spółek GK PGE - ocena dostawców - odpowiednia ścieżka akceptacji oraz regulacje wewnętrzne dotyczące procesu zakupowego
RYZYKA REGULACYJNO-PRAWNE	Ryzyko rozliczenia odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny – ryzyko związane z interpretacją obowiązujących przepisów ustawy w zakresie definicji przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej ² .		złożenie odwołania od decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów

² W marcu 2026 roku spółka PGE Obrót S.A. otrzymała od Prezesa URE decyzję administracyjną o obowiązku przekazania na rachunek Funduszu WRC kwoty 605 mln PLN, stanowiącej różnicę pomiędzy odpisem wniesionym na rzecz Funduszu WRC przez PGE Obrót S.A. a kwotą skalkulowaną przez Prezesa URE. Dopłata kwoty środków pieniężnych w ramach odpisu na Fundusz WRC wynikająca z decyzji Prezesa URE została uiszczona 20 marca 2026 roku, z zastrzeżeniem zwrotu. 26 marca 2026 roku spółka wniosła odwołanie do SOKiK z wnioskiem o wstrzymanie wykonania decyzji. 28 sierpnia 2026 roku SOKiK doręczył Prezesowi URE odpis odwołania spółki, wyznaczając 30 -dniowy termin na udzielenie odpowiedzi. Jednocześnie SOKiK oddalił wniosek PGE Obrót S.A. o wstrzymanie wykonalności decyzji Prezesa URE.

2 lipca 2026 roku spółka PGE Energetyka Kolejowa S.A. otrzymała od Prezesa URE decyzję administracyjną skutkującą koniecznością dopłaty kwoty 265 mln PLN, tj. różnicy pomiędzy sumą odpisów uiszczoną przez PGE Energetyka Kolejowa S.A. a odpisem skalkulowanym przez Prezesa URE. PGE Energetyka Kolejowa S.A. dokonała dopłaty kwoty środków pieniężnych w ramach odpisu na Fundusz WRC w lipcu 2026 roku, a 15 lipca 2026 roku wniosła odwołanie do SOKiK wraz z wnioskiem o wstrzymanie wykonania decyzji. Na dzień sporządzenia niniejszej informacji postępowania sądowe pozostają w toku.

Kategoria ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom ryzyka	Działania mitygujące
Związane z wypełnieniem wymogów otoczenia prawnego	Ryzyko dostosowania GK PGE do wymogów CSIRE – ryzyko związane z gotowością organizacyjną, procesową i technologiczną do realizacji obowiązków związanych z wdrożeniem i funkcjonowaniem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE).	 nowe ryzyko	- monitoring regulacyjny - dostosowanie procesów oraz procedur - zapewnienie ciągłości działania (procedury awaryjne) - szkolenie pracowników
	Ryzyko nieuregulowanych stanów prawnych – ryzyko związane z nieuregulowanym stanem prawnym nieruchomości (budynki, grunty) i poniesieniem dodatkowych kosztów z tytułu roszczeń ich właścicieli lub koniecznością przebudowy lub przesunięcia składników majątku.	 ↗	- monitoring przepisów prawnych - prowadzenie rejestrów dotyczących nieruchomości, na których zlokalizowany jest majątek - sądowe ustanowienie służebności przesyłu - zawieranie umów regulujących kwestie posadowienia - paszportyzacja urządzeń sieciowych - przestrzeganie regulacji wewnętrznych w zakresie pozyskiwania praw do gruntów
	Ryzyko ochrony środowiska – ryzyko związane z obowiązkami wynikającymi 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.	 ↔	- przestrzeganie regulacji wewnętrznych dotyczących ochrony środowiska i systemu zarządzania środowiskowego - monitorowanie i nadzór nad wielkościami głównych emisji zanieczyszczeń do powietrza (SO₂, NO_x, pył) z poszczególnych instalacji w ujęciu miesięcznym oraz rocznym zgodnie z warunkami określonymi w pozwoleniach zintegrowanych (m.in. wynikających z konkluzji BAT) - współpraca spółek oraz komórek merytorycznych w zakresie analizy zgłaszanych skarg, uwag i zarzutów oraz przygotowywania stanowisk i wyjaśnień
	Ryzyko pomocy publicznej – ryzyko związane z nieuzyskaniem lub koniecznością zwrotu środków finansowych.	 ↙	- szczegółowa weryfikacja dostępnych źródeł finansowania - monitoring harmonogramów planowanych do uruchomienia programów - wypracowanie ostatecznego zakresu projektu na etapie wniosku o dofinansowanie i umowy o dofinansowanie - terminowe przygotowanie odpowiedzi na wezwania instytucji udzielającej wsparcia - w przypadku zmiany zakresu projektu analiza wpływu tej zmiany w kontekście umowy o dofinansowanie - uzyskanie stanowiska instytucji udzielającej wsparcia w przypadku zmiany zakresu projektu
RYZYKA FINANSOWE związane z prowadzoną gospodarką finansową	Ryzyko kredytowe kontrahenta – ryzyko związane z niewypłacalnością kontrahenta, częściową i/lub nieterminową spłatą należności lub innym odstępstwem od warunków kontraktowych (np. brakiem realizacji dostawy/odbioru towaru oraz brakiem płatności powiązanych odszkodowań i kar umownych).	 ↗	- ocena standingu finansowego kontrahenta - stosowanie adekwatnych zapisów w umowach, w szczególności zapisów umownych umożliwiających ustanowienie zabezpieczenia należytego wykonania umowy w przypadku pogorszenia sytuacji ekonomiczno-finansowej kontrahenta - monitoring długu klienta i podejmowanie wczesnych działań z zakresu miękkiej/ twardej windykacji w celu niedopuszczenia do zwiększenia zadłużenia - przestrzeganie regulacji wewnętrznych w zakresie obsługi zabezpieczeń
	Ryzyko płynności finansowej – ryzyko związane z możliwością utraty zdolności do obsługi bieżących zobowiązań i pozyskiwania źródeł finansowania działalności biznesowej.	 ↗	- planowanie przepływów pieniężnych zgodnie z danymi finansowymi wynikającymi z planów finansowych i zawartych umów, celem ujęcia rzetelnych danych - wielopoziomowa akceptacja dostarczanych cząstkowych raportów płynności w celu weryfikacji ich poprawności - bieżąca analiza planów oraz aktualizacja przepływów pieniężnych - monitoring płatności od odbiorców i ich wpływu na płynność - stosowanie w umowach zapisów w zakresie warunków finansowych, w tym zabezpieczeń, zgodnie z przyjętymi uregulowaniami - dywersyfikacja źródeł finansowania - monitoring i przestrzeganie kowenantów zawartych w obowiązujących umowach o finansowanie

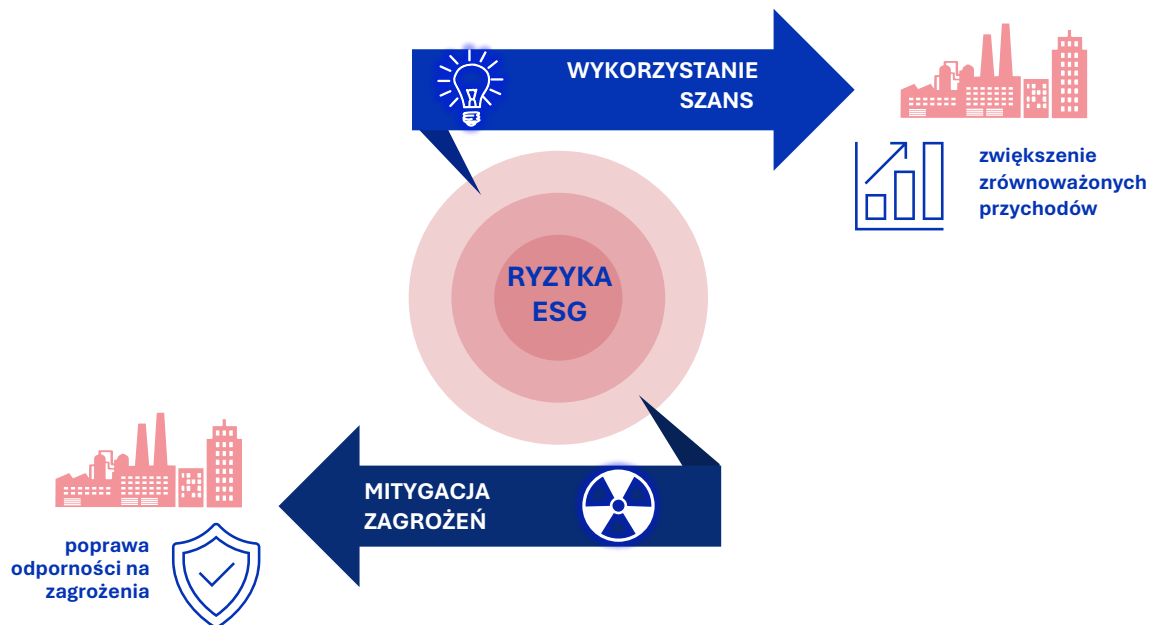
Kategoria ryzyka	Nazwa ryzyka	Poziom ryzyka	Działania mitygujące
	Ryzyko walutowe – ryzyko wynikające z niekorzystnego wpływu wahań kursów walutowych na przepływy pieniężne GK PGE denominowane w walucie innej niż waluta krajowa.	 	- przestrzeganie wewnętrznych regulacji w zakresie zarządzania ryzykiem walutowym - zawieranie transakcji w zakresie instrumentów opartych o stopę procentową i/lub walutę, wyłącznie w celu zabezpieczenia zidentyfikowanej ekspozycji na ryzyko - niezawierania transakcji spekulacyjnych, czyli takich, które miałyby na celu tylko generowanie dodatkowych zysków
	Ryzyko stóp procentowych – ryzyko wynikające z negatywnego wpływu zmian oprocentowania na przepływy pieniężne Grupy PGE.	 	- monitoring wskaźników makroekonomicznych - przestrzeganie wewnętrznych regulacji dotyczących zarządzania ryzykiem finansowym w GK PGE - ograniczenie wpływu zmian stóp procentowych na cash flow i wyniki finansowe poprzez zabezpieczenie stopy procentowej - identyfikacja i monitoring ekspozycji na ryzyko stóp procentowych

2.2. Ryzyka ESG obejmujące ryzyka klimatyczne

Ryzyka ESG obejmują szeroki zakres zagadnień środowiskowych, społecznych i związanych z ładem korporacyjnym. W obszarze środowiskowym szczególne znaczenie mają fizyczne ryzyka klimatyczne, które są dodatkowo analizowane w ramach Taksonomii środowiskowej UE raportowanej w rocznym sprawozdaniu.

Grupa Kapitałowa PGE identyfikuje i monitoruje wpływ swojej działalności na klimat, jak również zagrożeń płynących ze zmian klimatycznych dla działalności Grupy. Ta współzależność generuje zarówno zagrożenia jak i szanse dla rozwoju organizacji, dlatego też zrozumięte są oczekiwania interesariuszy w zakresie raportowania wpływu działalności na klimat jak również zależności od niego, uznając ryzyko klimatyczne za kluczowy element oceny ryzyk ESG.

Grafika: Zależność działalności Grupy PGE od ryzyk ESG.



GK PGE zintensyfikowała także działania mające na celu spełnienie wymogów regulacyjnych, zarówno krajowych jak i europejskich. Za 2025 rok zostało przygotowane Oświadczenie dotyczące zrównoważonego rozwoju, którego formalną podstawą jest Dyrektywa CSRD¹, Europejskie Standardy Sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju (ESRS) oraz Ustawa o Rachunkowości. Oświadczenie o zrównoważonym rozwoju zamieszczone zostało w pkt 9 Sprawozdania Zarządu z działalności PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za 2025 rok.

PROCES OCENY ISTOTNOŚCI FINANSOWEJ RYZYK ESG

Dyrektywa CSRD nakłada na duże podmioty, takie jak PGE, obowiązek przeprowadzenia badania podwójnej istotności, której wyniki determinują zakres raportowania zrównoważonego rozwoju w całej Grupie Kapitałowej. Wyniki procesu oceny istotności finansowej ryzyk ESG za 2025 rok zostały opublikowane w Oświadczeniu dotyczącym zrównoważonego rozwoju, zamieszczonym w pkt 9 Sprawozdania Zarządu z działalności PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za 2025 rok.

¹ CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju.

BADANIE CDP

W 2026 roku Grupa PGE po raz kolejny wzięła udział w międzynarodowym badaniu CDP (<https://www.cdp.net/en>), dotyczącym wpływu firmy na środowisko. W odpowiedzi na zapytania globalnych inwestorów przeanalizowano wpływ działalności na klimat, zasoby wodne i leśne, pod kątem zarówno ryzyka, jak i szans z nim związanych. Na każdą działalność gospodarczą oddziałują dwa typy ryzyk klimatycznych:

- **ryzyka fizyczne**, związane z fizycznymi skutkami zmian klimatu tj. realnymi zagrożeniami w postaci ekstremalnych zjawisk pogodowych, jak np.: suszy, powodzi,
- **ryzyka związane z transformacją** (tzw. transformacyjne / przejścia) w kierunku gospodarki niskoemisyjnej i odpornej na zmiany klimatu i dotyczą spełnienia wymogów prawnych, wdrożenia nowych technologii czy też wpływu na reputację firmy.

Z biznesowego punktu widzenia, istnieje współzależność między ryzykiem i możliwościami związanymi z klimatem. Działania zmierzające do mitygacji zmian klimatu i przystosowania do ich skutków, dostarczają jednocześnie nowych możliwości i szans na rozwój działalności.

Tabela: Szanse związane z klimatem w Grupie PGE.

Obszar	Przykład
Nowe źródła energii	Inwestycje w morskie farmy wiatrowe.
Nowe produkty	Rozbudowa portfolio produktowego o produkty wpisujące się w niskoemisyjne systemy ogrzewania.

Tabela: Zagrożenia związane z klimatem w Grupie PGE.

Obszar	Przykład
Działalność operacyjna	Ekstremalne zjawiska pogodowe lub zmiany warunków klimatycznych, mogące negatywnie wpłynąć na majątek i działalność operacyjną GK PGE.
Emisje CO ₂	Rosnące koszty uprawnień do emisji CO ₂ , co może negatywnie wpłynąć na rentowność konwencjonalnych jednostek wytwórczych i skrajnie doprowadzić do wstrzymania produkcji w tych jednostkach ze względów ekonomicznych.

Wszystkie powyższe zagadnienia oceniane są pod względem prawdopodobieństwa oraz szacowanej perspektywy czasowej materializacji.

OCENA WPŁYWU FIZYCZNYCH RYZYK KLIMATYCZNYCH NA DZIAŁALNOŚĆ

Globalne ocieplenie, zmieniające się wzorce opadów, podnoszący się poziom mórz oraz ekstremalne zjawiska pogodowe coraz częściej stanowią poważne wyzwanie dla odporności systemów elektroenergetycznych, zwiększając prawdopodobieństwo zakłóceń ich funkcjonowania. Zmiany klimatyczne wpływają bezpośrednio na każdy segment systemu elektroenergetycznego: zarówno potencjał i wydajność wytwarzania, zapotrzebowanie na ogrzewanie i chłodzenie, odporność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a także wzorce popytu.

W 2025 roku Grupa PGE po raz kolejny przeprowadziła ocenę kluczowych fizycznych (materialnych) ryzyk klimatycznych – mogących mieć negatywny wpływ na prowadzoną działalność. Świadomość, jak czynniki klimatyczne (przede wszystkim temperatura, opady oraz wiatr) mogą wpłynąć na kluczowe działalności w Grupie, pozwala wesprzeć adaptację do zmian klimatu oraz zwiększyć odporność na zagrożenia klimatyczne.

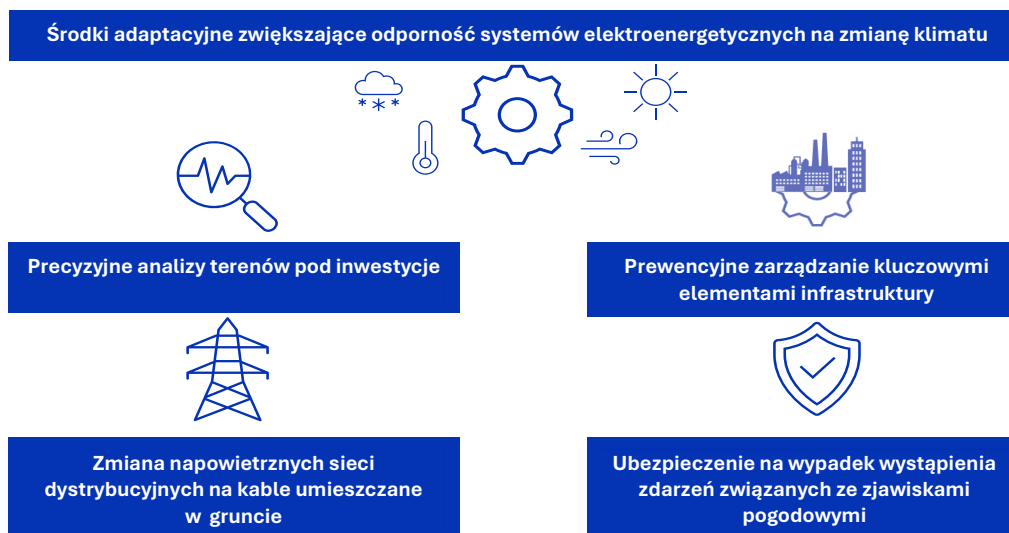
Ocena ryzyka związanego z fizycznymi zagrożeniami klimatycznymi w GK PGE realizowana jest w perspektywie bieżącej oraz długoterminowej, przy zastosowaniu modeli naukowych opisujących możliwe scenariusze klimatyczne.

Tabela: Scenariusze klimatyczne.

Scenariusz	Rodzaj scenariusza	Założenia	Wzrost temperatury globalnej	Wpływ ryzyka
RCP 4.5	optymistyczny	wprowadzanie nowych technologii w celu uzyskania wyższej niż obecnie redukcji emisji gazów cieplarnianych	2,5°C	niski/średni
RCP 8.5	pesymistyczny	utrzymanie aktualnego tempa wzrostu emisji gazów cieplarnianych, w formule „business as usual”	4,5°C	niski/średni

Przeprowadzona ocena wykazała niski bądź średni wpływ ryzyk związanych z fizycznymi zagrożeniami klimatycznymi na kluczowe działalności w Grupie w 2025 roku. Wdrożenie i ciągłe doskonalenie środków adaptacyjnych opracowanych w GK PGE istotnie wpływa na wyniki procesu, pokazując że zrealizowane działania zwiększyły odporność Grupy na fizyczne ryzyka klimatyczne.

Grafika: Środki adaptacyjne w GK PGE.



3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

3.1. Otoczenie makroekonomiczne

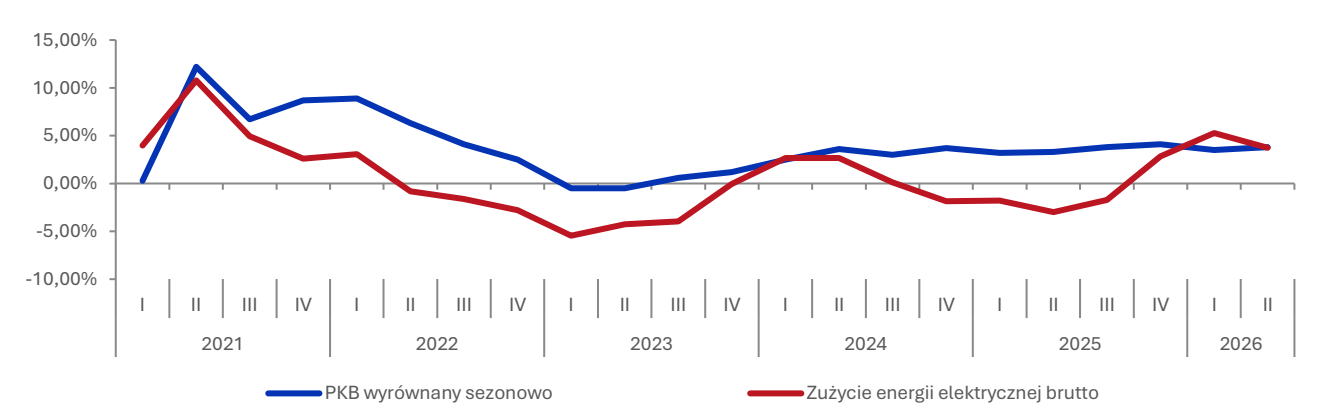
Głównym obszarem działalności Grupy PGE jest rynek polski, a krajowa sytuacja makroekonomiczna w istotny sposób oddziałuje na wyniki Grupy. Jednocześnie kondycja polskiej gospodarki pozostaje w dużym stopniu powiązana z koniunkturą w UE i na rynkach globalnych. Na wyniki finansowe Grupy wpływ ma zarówno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

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

W I półroczu 2026 roku sytuacja społeczno-gospodarcza w kraju kształtowała się pod wpływem konfliktu w Zatoce Perskiej. W 2026 rok polska gospodarka weszła z wysoką dynamiką wzrostu, jednak źródłem niepewności pozostawało otoczenie zewnętrzne. Eskalacja konfliktu w lutym 2026 roku, przełożyła się na presję na gorszy niż prognozowany wynik wzrostu gospodarczego - przede wszystkim poprzez skutki szoku w cenach ropy i gazu. Przyspieszenie aktywności w przemyśle oraz odbicie produkcji budowlano-montażowej po spowolnieniu wywołanym niekorzystnymi warunkami pogodowymi w pierwszych miesiącach roku przełożyły się na najszybszy od ponad czterech lat wzrost produkcji przemysłowej i budowlanej w II kwartale 2026 roku (3,7% kw/kw). W konsekwencji tempo wzrostu PKB przyspieszyło z 3,5% r/r w I kwartale 2026 roku do 3,8% r/r w II kwartale 2026 roku. Część wzrostu PKB wynikała z efektu niskiej bazy odniesienia, związanej z bardzo słabą koniunkturą gospodarczą w I półroczu 2025 roku.

Wzrost aktywności gospodarczej był również wspierany przez znaczące nakłady inwestycyjne finansowane ze środków KPO. Ożywienie w przemyśle połączone z niskimi temperaturami powietrza w I kwartale 2026 roku oraz falami upałów w maju i czerwcu 2026 roku spowodowały wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w I połowie 2026 roku o 4,56% względem analogicznego okresu 2025 roku.

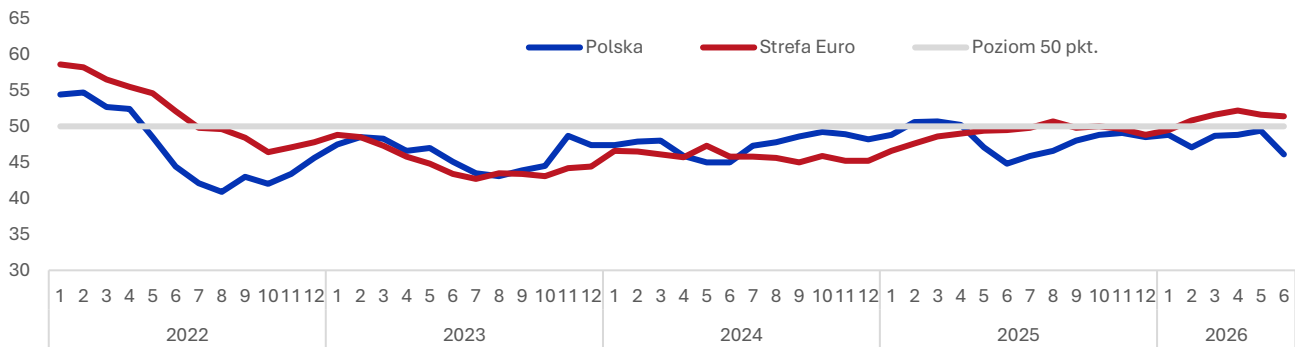
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE S.A., ING

Wskaźnik Purchasing Managers' Index (PMI) w I półroczu 2026 roku utrzymywał się poniżej neutralnego poziomu 50 punktów, co wskazywało na utrzymującą się niską aktywność w sektorze przemysłowym. Poziom poniżej 50 punktów PMI utrzymuje od maja 2025 roku. PMI odzwierciedla strukturalne pogorszenie koniunktury w polskim przemyśle, napędzane kryzysem logistycznym w Zatoce Perskiej, który sztucznie wydłużał czasy dostaw oraz wpływał na wzrost cen energii. W I połowie 2026 roku PMI utrzymywał się średnio na poziomie 1,1% niższym niż w analogicznym okresie roku ubiegłego. Największy spadek PMI wystąpił w czerwcu 2026 roku, kiedy indeks osiągnął wartość najniższą od 11 miesięcy, tj. 46,1 pkt. Jest to spowodowane presją wywołaną przez gwałtowny spadek nowych zamówień, poziomu zakupów i zatrudnienia, połączonej z jednoczesnym wzrostem zapasów niesprzedanych towarów.

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



Źródło: S&P Global

Wskaźnik PMI dla przemysłu Strefy Euro w I połowie 2026 roku utrzymywał się na poziomie około 50,6 pkt., co jest wyższe niż w analogicznym okresie ubiegłego roku, osiągając wartości powyżej neutralnego poziomu 50 pkt. II kwartał 2026 roku charakteryzuje się malejącym z miesiąca na miesiąc wskaźnikiem PMI, co może wskazywać, że powoli słabnie produkcja na zapas w obliczu groźby wstrzymania (lub znacznego ograniczenia) dostaw kluczowych surowców przemysłowych.

3.2. Otoczenie rynkowe

3.2.1. Energia elektryczna

3.2.1.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

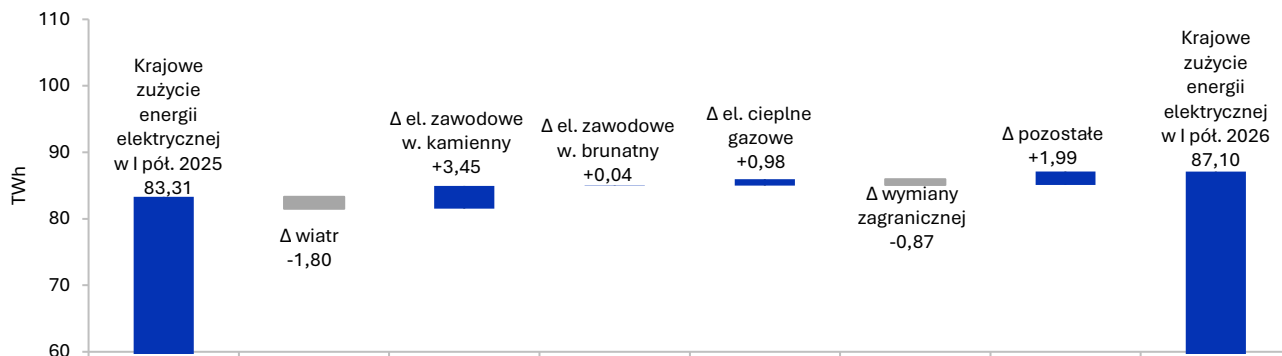
	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	87,10	83,31	3,79	5%
Elektrownie wiatrowe	10,54	12,34	-1,80	-15%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu kamiennym	37,91	34,46	3,45	10%
Elektrownie zawodowe ciepłne na węglu brunatnym	17,11	17,07	0,04	0%
Elektrownie zawodowe ciepłne gazowe	9,90	8,92	0,98	11%
Saldo wymiany zagranicznej	-1,98	-1,11	-0,87	78%
Pozostałe (wodne, fotowoltaika, inne odnawialne)	13,62	11,63	1,99	17%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

I półrocze 2026 roku

W I półroczu 2026 roku krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 3,79 TWh w porównaniu do ubiegłego roku, co było głównie efektem niższych średnich dobowych temperatur i związanego z tym wyższego zapotrzebowania na energię elektryczną. Na skutek pogorszenia warunków wietrznych, generacja wiatrowa spadła o 1,80 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W I półroczu 2026 roku, podobnie jak w ubiegłym roku, Polska była per saldo eksporterem energii. Sumarycznie eksport był na wyższym poziomie niż w analogicznym okresie ubiegłego roku (-1,98 TWh vs -1,11 TWh), na co wpływ miała głównie wyższa generacja z fotowoltaiki. Odnotowano wzrost produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (+3,45 TWh), wzrost produkcji na gazie (+0,98 TWh) oraz na węglu brunatnym (+0,04 TWh). Dla pozostałych źródeł odnotowano wzrost generacji (+1,99 TWh), w tym przede wszystkim dla elektrowni fotowoltaicznych z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

Wykres: Bilans energii w KSE w I półroczu 2026 roku (TWh).



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

Sytuacja w KSE bezpośrednio wpływa na działalność operacyjną GK PGE. W I półroczu 2026 roku Grupa PGE odnotowała wzrost produkcji brutto dla jednostek opartych o węgiel kamienny o 1,67 TWh (+21% r/r), o paliwo gazowe o 0,68 TWh (+15% r/r) oraz opartych o węgiel brunatny o 0,26 TWh (+2% r/r).

3.2.1.2. Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy

Tabela: Rynek Dnia Następnego (RDN).

Rynek/miara	Jedn.	I półroczu 2026	I półroczu 2025	Zmiana	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	488	435	53	12%
RDN – wolumen obrotu	TWh	24,94	23,41	1,53	7%

Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

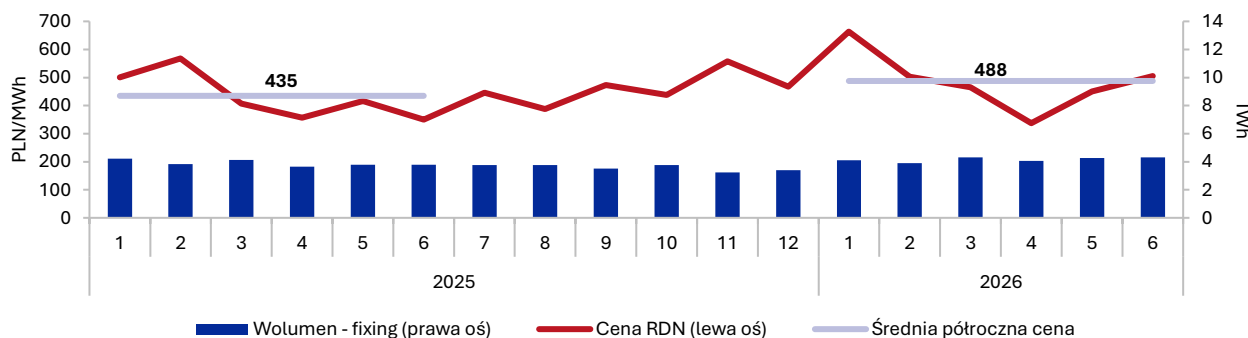
Tabela: Wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN.

Czynnik	Jedn.	I półroczu 2026	I półroczu 2025	Zmiana	Zmiana %
Uprawnienia CO ₂ ²	EUR/t	77,25	72,30	4,95	7%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	14,08	16,43	-2,35	-14%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	10,54	12,34	-1,80	-15%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	12%	15%		

W I półroczu 2026 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 488 PLN/MWh i była o 12% wyższa od średniej ceny (435 PLN/MWh) notowanej w poprzednim roku. Do wzrostu cen przyczynił się spadek średnich dobowych temperatur.

Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI-1) w I półroczu 2026 roku kształtował się na poziomie 14,08 PLN/GJ, tj. o 14% r/r niższym niż w okresie bazowym.

Wykres: Średnie miesięczne notowania na RDN w latach 2025–2026 (TGE).³



Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

² Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

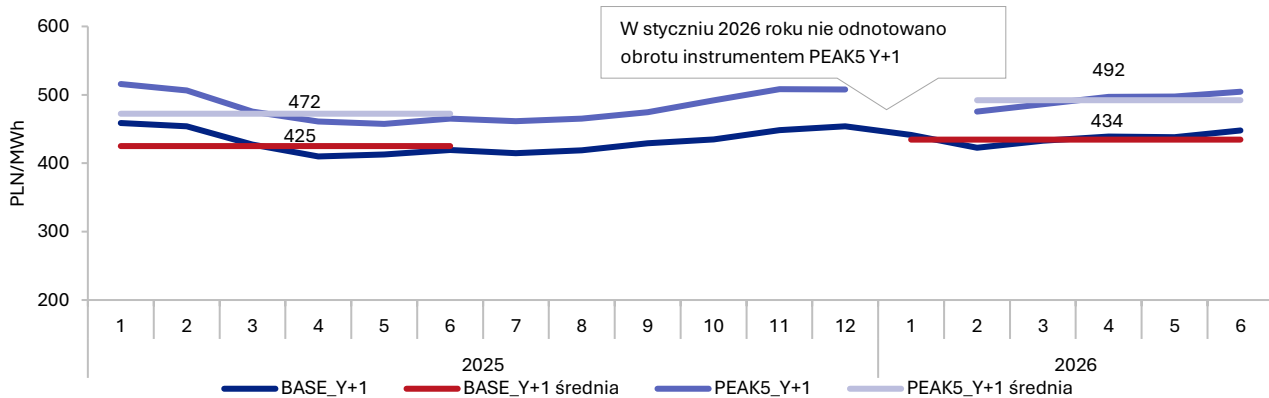
³ Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu

Tabela: Rynek Terminowy Towarowy (RTT).

Rynek/miara	Jedn.	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	434	425	9	2%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	12,50	11,90	0,60	5%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	492	472	20	4%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	1,00	1,81	-0,81	-45%

Ceny energii na RTT w I półroczu 2026 roku wzrosły zarówno dla kontraktów BASE jak i PEAK5 w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Na wzrost cen mogło mieć wpływ kilka czynników, w tym wzrost kosztów cen uprawnień do emisji CO₂ oraz wzrost cen paliw z uwagi na sytuację w Zatoce Perskiej.

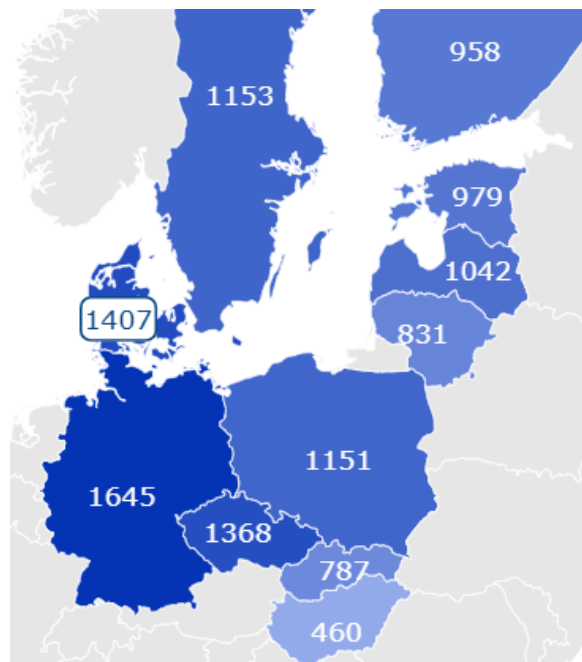
Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2025–2026 (TGE).⁴



3.2.1.3. Ceny energii elektrycznej - rynek międzynarodowy

HURTOWE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY (RDN)

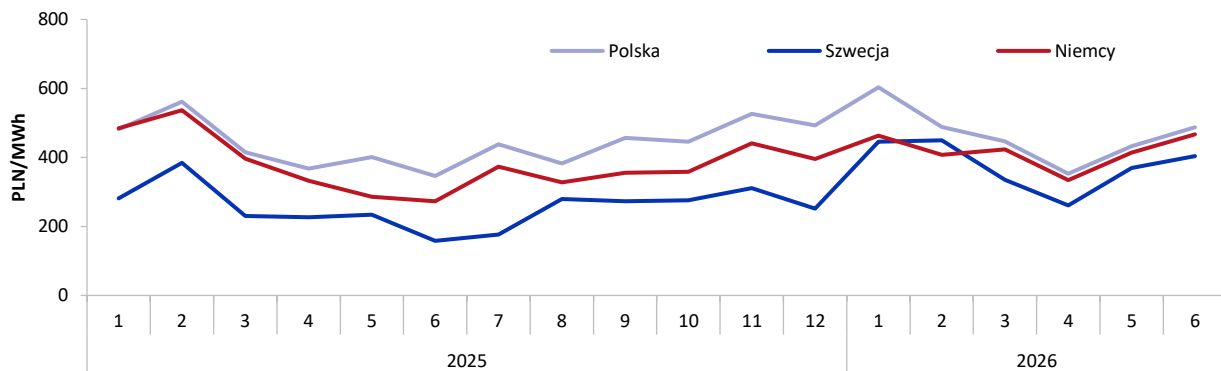
Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w I półroczu 2026 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,24).



Źródło: TGE – poziom cen RDN obliczony w oparciu o notowania godzinowe (fixing), EEX, Nordpool.

⁴ Średniomiesięczny poziom indeksów dla kontraktów terminowych na rok następny (Y+1), typu pasmo i szczyt, ważony wolumenem obrotu.

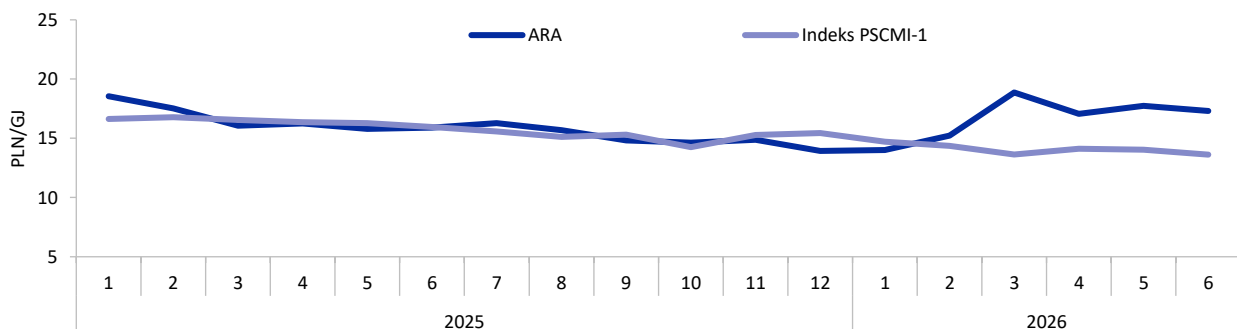
Wykres: Ceny energii na RDN.



Źródło: TGE, EEX, Nordpool.

W I półroczu 2026 roku największy wzrost cen r/r odnotowano w Finlandii (+136 PLN/MWh), w Szwecji (+124 PLN/MWh), w Danii (+76 PLN/MWh) oraz na Litwie (+64 PLN/MWh), natomiast najmniejsze wzrosty cen odnotowano w Estonii (+22 PLN/MWh), w Niemczech (+34 PLN/MWh) oraz w Czechach (+34 PLN/MWh). Różnicowanie cen energii w poszczególnych państwach wynika z różnego udziału odnawialnych źródeł energii w miksie wytwórczym oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. Rozpiętość cenowa pomiędzy Polską a sąsiadującymi państwami wynika również z różnic w cenach realizowanych kontraktów na węglu oraz gazie ziemnym w kraju i za granicą. Powodem zmian cen jest zmiana sytuacji rynkowej, głównie w wyniku zróżnicowanego udziału OZE w generacji.

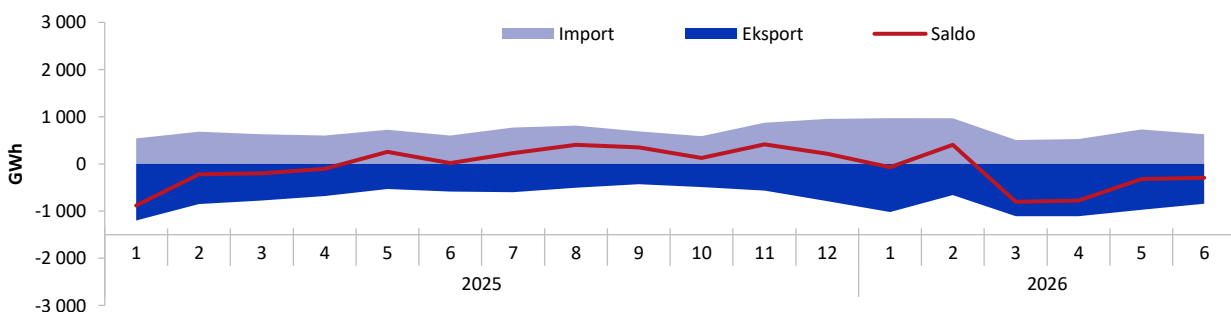
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1⁵.



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

POLSKA WYMIANA HANDLOWA

Wykres: Miesięczne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2025-2026.

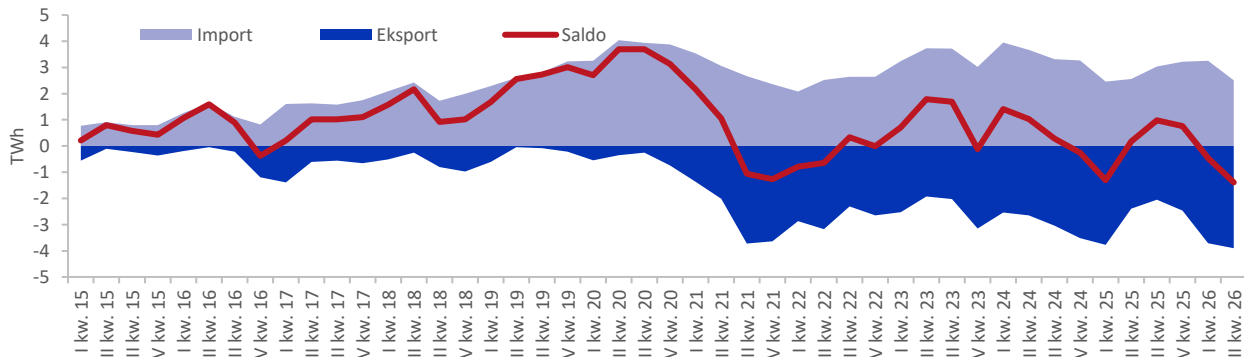


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

⁵ 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.

Zróznicowanie importu/eksportu wynika z poziomu udziału odnawialnych źródeł energii w miksie technologicznym oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. W I półroczu 2026 roku Polska była eksporterem energii elektrycznej, co wynikało ze wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach PV i generacji z tych źródeł. Eksport odbywał się przede wszystkim w godzinach przed i popołudniowych.

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2015 - 2026.



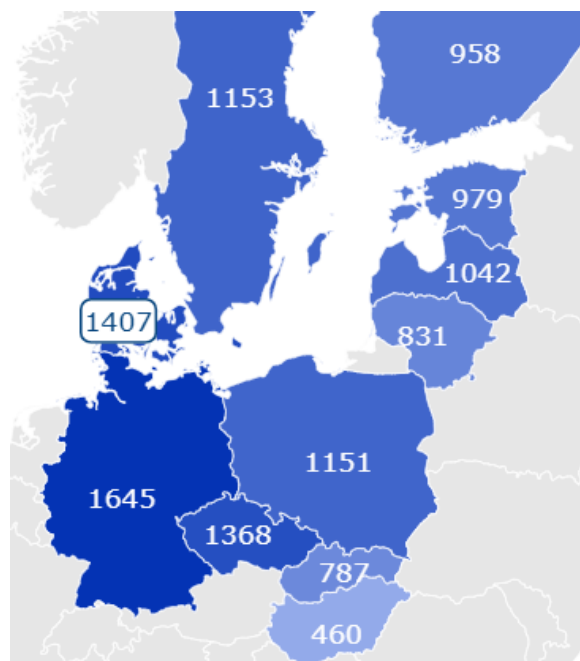
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

W I półroczu 2026 roku Polska była eksporterem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło (-1,9 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał eksport do Słowacji (-2,4 TWh), Niemiec (-1,9 TWh) oraz do Czech (-1,2 TWh). Jednocześnie najwięcej importowaliśmy energii elektrycznej z Niemiec (2,3 TWh), ze Szwecji (0,9 TWh) oraz Czech (0,6 TWh).

CENY DETALICZNE ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY

Zróznicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy głównie od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (podatki i opłaty), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W II półroczu 2025 roku⁶ dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 43% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Niemcy, dla których dodatkowe obciążenia stanowiły 32% ceny końcowej.

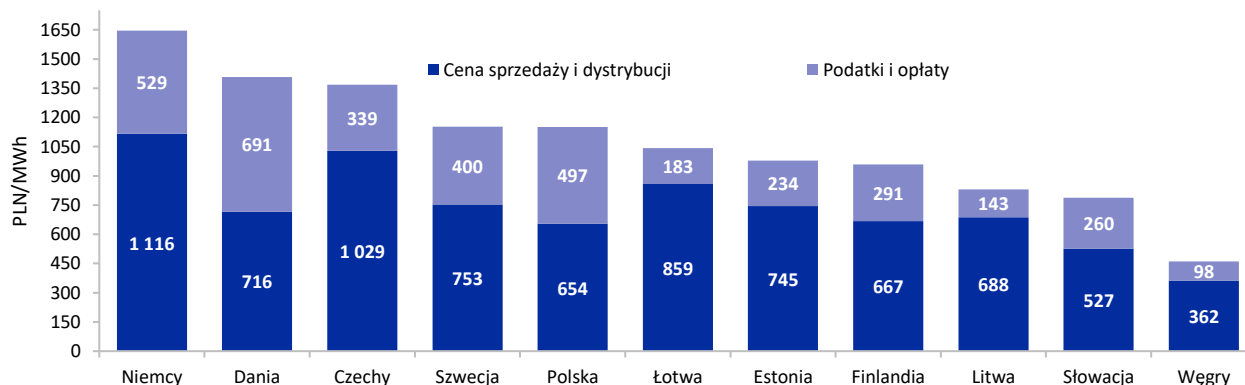
Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2025 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,25 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

⁶ Dane Eurostatu dot. rynku detalicznego publikowane są w okresach półrocznych.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w II półroczu 2025 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,25 PLN)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wraz ze zmianami na rynku oraz zmieniającą się strukturą wytwórczą Grupy, długoterminowe kontrakty oraz zmienny rynek SPOT silnie oddziałują na działalność handlową GK PGE. Zmiany cen paliw na rynkach światowych wpływają również na wartość cen sprzedaży w GK PGE i rentowność wykorzystania zapasów paliw. Średnia zrealizowana cena hurtowa sprzedaży energii w GK PGE w I półroczu 2026 roku wyniosła 510 PLN/MWh.

ZAKUPY ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZEZ GRUPĘ PGE

Realizacja zakupów energii elektrycznej na giełdowym rynku hurtowym stanowi dla Grupy PGE istotny element modelu biznesowego. Podejście to umożliwia efektywne bilansowanie naturalnych rozbieżności pomiędzy planowaną produkcją jednostek wytwórczych a dynamicznym i zmiennym profilem zapotrzebowania odbiorców końcowych. Dzięki temu Grupa PGE minimalizuje ryzyko operacyjne wynikające z nieprzewidywalności warunków rynkowych oraz zmienności generacji, szczególnie w kontekście rosnącego udziału źródeł odnawialnych.

Aktywna obecność Grupy na rynku kontraktacji energii pozwala na zabezpieczanie marż i stabilizację cen, chroniąc wynik finansowy przed natychmiastowymi skutkami gwałtownych wahań kosztów paliw, cen CO₂ oraz innych czynników wpływających na rynek energii. Stosowanie strategii hedgingowych i zakupów terminowych ogranicza wpływ krótkoterminowej zmienności rynku, zapewniając jednocześnie większą przewidywalność realizowanej marży.

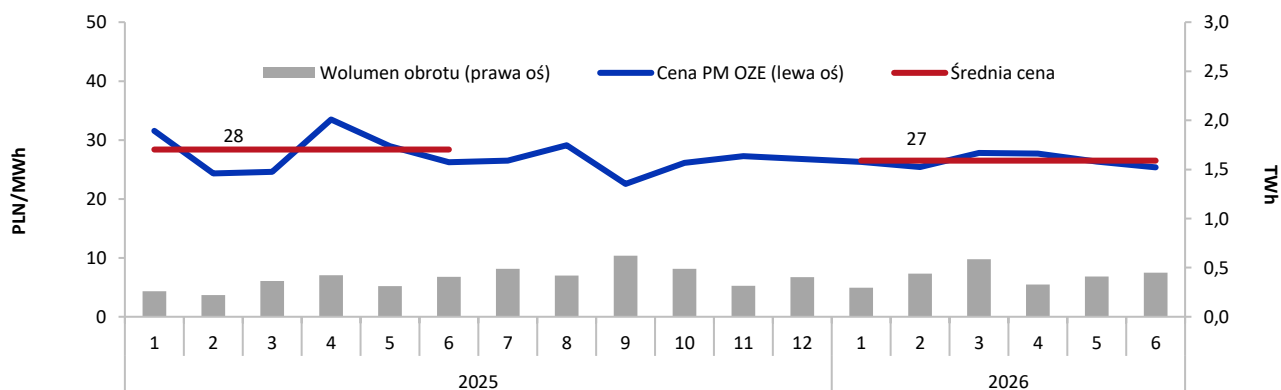
Zintegrowane działania handlowe i operacyjne umożliwiają dodatkowo tworzenie konkurencyjnych ofert sprzedaży energii dla klientów detalicznych i biznesowych, optymalizację kosztów funkcjonowania aktywów wytwórczych i magazynowych oraz utrzymanie płynności finansowej całej Grupy.

W efekcie aktywne zarządzanie portfelem zakupów i sprzedaży energii elektrycznej stanowi fundament nie tylko stabilności finansowej GK PGE, ale także bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Poprzez skuteczne bilansowanie produkcji i popytu, wykorzystanie dostępnych narzędzi rynkowych oraz przewidywalność wynikającą z kontraktacji, GK PGE wzmacnia odporność na wahania rynkowe, wspiera bezpieczeństwo energetyczne i buduje trwałą przewagę konkurencyjną w warunkach dynamicznej transformacji sektora energii.

3.2.2. Prawa majątkowe

W I półroczu 2026 roku średnia cena zielonych certyfikatów (indeks TGEoza) osiągnęła poziom 27 PLN/MWh i była na zbliżonym poziomie do ubiegłego roku (28 PLN/MWh). W sierpniu 2025 roku MKiŚ opublikował poziom obowiązku umorzenia PM (praw majątkowych) OZE na 2026 rok, który wynosi 9%.

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



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania TGE.

W I półroczu 2026 roku odnotowaliśmy niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych OZE w Grupie PGE, które wyniosły 20 mln PLN w porównaniu do 29 mln PLN w I półroczu 2025 roku.

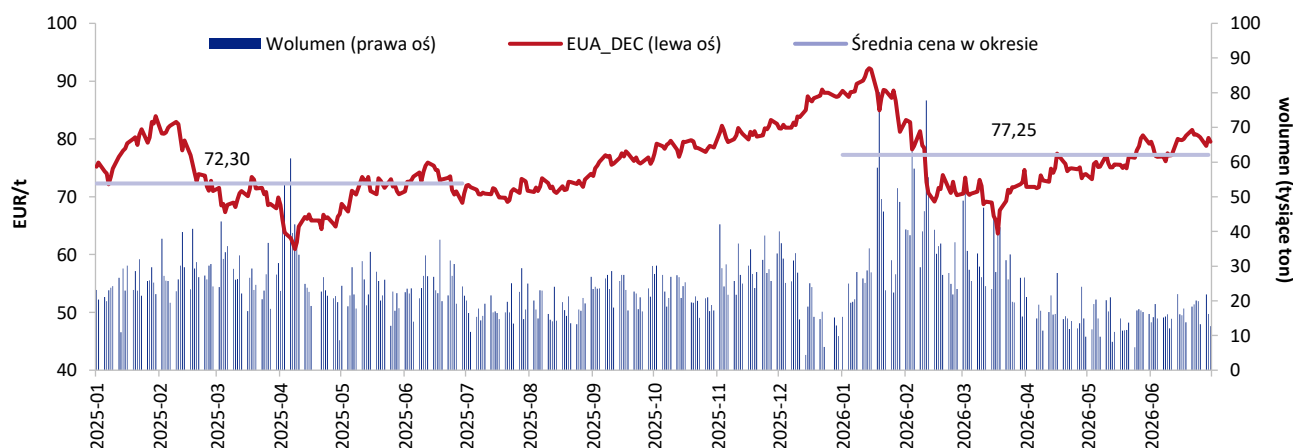
3.2.3. Uprawnienia do emisji CO₂

3.2.3.1. Ceny uprawnień do emisji CO₂

Notowania uprawnień EUA są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO₂ w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO₂ w jednostkach wytwórczych Grupy PGE a darmowymi przydziałami otrzymywanymi w ramach tzw. derogacji, zgodnie z realizacją Krajowego Planu Inwestycyjnego). Bezpłatny przydział uprawnień dla wytwarzania energii elektrycznej zakończył się wraz zwpływem przydziałów za 2019 rok.

W I półroczu 2026 roku, średnia ważona notowań instrumentu wyniosła 77,25 EUR/t i była wyższa (o ok. 7%) od średniej ceny 72,30 EUR/t obserwowanej w I półroczu poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO₂.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

3.2.3.2. Zakupy uprawnień do emisji CO₂ przez GK PGE

GK PGE realizuje zakupy uprawnień do emisji CO₂ poprzez zewnętrzne instytucje uprawnione do obrotu instrumentami finansowymi. Częściowo zakup uprawnień do emisji CO₂ jest realizowany na regulowanych europejskich rynkach uprawnień EUA. Wartość kosztów związanych z obowiązkiem umorzenia uprawnień do emisji CO₂ jest istotnym elementem wpływającym na kształt wyników finansowych GK PGE. Sposób realizacji zakupu EUA ma również zasadnicze znaczenie dla struktury finansowania GK PGE. W I półroczu 2026 roku koszt opłat za emisję CO₂ wyniósł 9,2 mld PLN.

3.2.3.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂

Od 2020 roku instalacjom należącym do GK PGE nie przysługuje przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂ z tytułu wytwarzania energii elektrycznej. Grupa uprawniona jest jedynie do darmowych uprawnień EUA na produkcję ciepła.

Termin wydawania bezpłatnych uprawnień do emisji jest ustalony na 30 czerwca każdego roku, po opublikowaniu informacji w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie MKiŚ.

Zgodnie z wymaganiami prawnymi zweryfikowane raporty dotyczące poziomu działalności dla poszczególnych instalacji za 2025 rok przedłożono w terminie 31 marca 2026 roku. Dalsze dostosowanie będzie korygowane w ciągu 2026 roku, tak aby odzwierciedlało wzrosty i spadki w wielkości produkcji wynikające ze zweryfikowanych raportów dotyczących poziomów działalności przedłożonych dla poszczególnych instalacji.

Tabela: Emisja CO₂ (tony).

	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Energia elektryczna i ciepła	28 254 597	25 914 669	2 339 928	9%

Tabela: Przydział uprawnień do emisji CO₂ (tony).

	2026	2025	Zmiana	Zmiana %
Energia ciepła	490 628	553 629	-63 001	-11%

3.3. Zmiany w otoczeniu regulacyjnym

Grupa PGE prowadzi działalność w otoczeniu o istotnym wpływie regulacji krajowych i zagranicznych. Poniżej zaprezentowane zostało zestawienie najbardziej istotnych rozstrzygnięć, które mogą mieć wpływ na działalność GK PGE w kolejnych latach.

3.3.1. Krajowe otoczenie regulacyjne

PRZYJĘTE USTAWY I ROZPORZĄDZENIA

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w 2026 roku.	Rozporządzenie wskazuje maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowe wysokości premii gwarantowanej w 2026 roku.	Rozporządzenie weszło w życie 1 stycznia 2026 roku .	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2026 roku.
	Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji w 2026 roku.	Rozporządzenie określa obowiązujące wartości referencyjne dla nowych oraz znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji.	Rozporządzenie weszło w życie 1 stycznia 2026 roku .	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2026 roku.
	Ustawa z 13 marca 2026 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa wprowadza zmianę zasad przyłączania instalacji do sieci elektroenergetycznej (część pakietu antyblackoutowego). Ponadto, ustawa implementuje przepisy prawa UE: przewiduje wzmocnienie ochrony odbiorców energii elektrycznej oraz wprowadzenie dodatkowych narzędzi zachęcających odbiorców do zwiększenia aktywności na rynku, obowiązek dostarczenia przez sprzedawcę odbiorcy końcowemu informacji o jego prawach oraz kluczowych warunkach umowy, zobowiązanie Prezesa URE do zapewnienia, aby sprzedawcy posiadali strategie ograniczające ryzyka wynikające ze zmian hurtowych cen energii elektrycznej (strategie zabezpieczające). Ustawa dostosowuje także krajowe przepisy do zmienionego rozporządzenia REMIT ¹ .	Ustawa weszła w życie 30 kwietnia 2026 roku .	Przepisy ustawy będą miały istotny wpływ na działalność gospodarczą prowadzoną przez spółki we wszystkich segmentach GK PGE. Mogą wpłynąć na: - wzrost kosztów etapu przygotowawczego inwestycji (zwiększone zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej), - wzrost kosztów związanych z wykonywaniem nowych obowiązków nałożonych przepisami w segmencie Obrót, - zwiększenie ryzyka kar pieniężnych za potencjalne naruszenia przepisów rozporządzenia REMIT w segmencie Obrót, - potencjalny wzrost przychodów po stronie segmentu Dystrybucja związany z przyłączaniem instalacji do sieci dystrybucyjnych.
	Rozporządzenie Rady Ministrów z 26 maja 2026 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.	Rozporządzenie wprowadza ułatwienia regulacyjne w przypadku repoweringu istniejących instalacji OZE.	Rozporządzenie weszło w życie 13 czerwca 2026 roku .	Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna poprzez wprowadzenie przepisów umożliwiających zastępowanie starszych instalacji nowymi, w celu zwiększenia produkcji energii elektrycznej bez powiększania obszarów oddziaływania na środowisko.

¹ REMIT to Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency).

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Ustawa z 11 czerwca 2026 roku o zmianie niektórych ustaw w celu uproszczenia procedur administracyjnych w sprawach rozstrzyganych w drodze decyzji administracyjnych albo załatwianych milcząco.	Ustawa wprowadza rozwiązania mające na celu uproszczenie procedur administracyjnych, w tym mechanizm tzw. milczącej zgody. Przewiduje m.in. możliwość milczącego przedłużenia zezwoleń na zbieranie lub przetwarzanie odpadów wydanych na okres krótszy niż 10 lat. Ponadto, jeżeli właściwy organ nie wyda w terminie 90 dni od otrzymania wniosku postanowienia dotyczącego aktualności warunków realizacji przedsięwzięcia określonych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, uznaje się, że aktualność tych warunków została potwierdzona.	Ustawa wejdzie w życie 1 stycznia 2027 roku .	Rozwiązania mogą usprawnić procesy inwestycyjne realizowane przez spółki Grupy PGE poprzez skrócenie czasu oczekiwania na rozstrzygnięcia administracyjne dotyczące decyzji środowiskowych. Zmiany dotyczące decyzji środowiskowych mają potencjalne znaczenie dla wszystkich segmentów działalności GK PGE. Z kolei wprowadzenie mechanizmu milczącej zgody w przypadku przedłużania zezwoleń na przetwarzanie odpadów może mieć istotne znaczenie dla spółek Grupy prowadzących działalność w zakresie gospodarowania i przetwarzania odpadów.
   	Ustawa z 11 czerwca 2026 roku o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki.	Kluczowe rozwiązania ustawy dotyczą uproszczenia rachunków za energię elektryczną, liberalizacji rozliczeń za ciepło dostarczone bezpośrednio do przemysłu, zmiany zasad ustalania wysokości zwrotu z kapitału zaangażowanego w wytwarzanie ciepła, jego dystrybucję oraz obrót ciepłem, określenie warunków uznania kotłów elektrycznych za źródła, z których ciepło objęte jest obowiązkiem zakupu oraz określenie, kiedy ciepło z tych jednostek może być zaliczone jako pochodzące z OZE na potrzeby spełnienia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego oraz uproszczenie przepisów i usprawnienie stosowania ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.	Ustawa weszła w życie 21 lipca 2026 roku .	Projekt ustawy ma znaczenie dla segmentów: Obrót, Dystrybucja, Energetyka Odnawialna oraz Ciepłownictwo ustanawiając konieczność dostosowania procesów sprzedażowych i obsługi klienta, przy jednoczesnej szansie na obniżenie kosztów operacyjnych, dalszą digitalizację oraz łatwiejszy rozwój inwestycji sprzyjających elektryfikacji w ciepłownictwie.
	Rozporządzenie Ministra Energii z 12 czerwca 2026 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych.	Przedmiotowe rozporządzenie umożliwia zmniejszenie poziomu obowiązkowych zapasów paliw utrzymywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych w końcowym okresie ich eksploatacji.	Rozporządzenie weszło w życie 17 czerwca 2026 roku .	Rozporządzenie ma znaczenie dla segmentu Energetyka Węglowa, ponieważ zmniejszenie poziomu utrzymywanych zapasów obowiązkowych wiąże się z uniknięciem kosztów ich późniejszego zagospodarowania lub transportu.
	Ustawa z 3 lipca 2026 roku o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa wprowadza dwie zmiany, które wpływają na proces budowy obiektów energetyki jądrowej, tj.: umożliwienie wydania pozwolenia na budowę inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej, także na taką część zamierzenia budowlanego, która nie może samodzielnie funkcjonować oraz umożliwienie uzyskania przez inwestora pozwolenia na budowę w zakresie wstępnych robót budowlanych.	Ustawa weszła w życie 2 września 2026 roku .	Rozwiązania przyspieszą uzyskiwanie niezbędnych zgód oraz pozwoleń związanych z procesem budowy obiektów energetyki jądrowej, zmniejszając tym samym ewentualne ryzyko zmian przyjętego harmonogramu realizacji inwestycji.
 	Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw	Ustawa wprowadza zmiany w następujących obszarach: ▪ obszar biometanu, biogazu i biomasy – m.in. zmiany w systemie wsparcia, ▪ inne zmiany: sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii, zwiększenie spójności i transparentności prezentowania informacji na fakturach prosumenckich.	Sejm uchwalił ustawę w dniu 4 września 2026 roku .	Ze względu na konieczność wprowadzenia zmian w systemach rozliczeniowych prosumentów ustawa ma znaczenie dla spółek zajmujących się obrotem energią elektryczną. Wymaga dostosowania się do nowych regulacji związanych z zasadami sumowania mocy zainstalowanej instalacji PV i powiązanego magazynu energii.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Rozporządzenie Ministra Energii z 3 września 2026 roku w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną.	Rozporządzenie wprowadza mechanizmy zachęcające odbiorców do bardziej elastycznego poboru energii. Dla odbiorców przemysłowych wprowadza obniżenie stałych i zmiennych składników stawek sieciowych. Rozporządzenie zmienia strukturę opłat na rachunkach za energię poprzez likwidację opłaty abonamentowej w części dystrybucyjnej, wprowadzenie opłaty abonamentowej w części obrotowej oraz rezygnację z obowiązku prezentowania na fakturach dla gospodarstw domowych informacji o strukturze procentowej kosztów.	Rozporządzenie weszło w życie 5 września 2026 roku .	Rozporządzenie oznacza bardziej szczegółowe zasady ustalania taryf i rozliczeń za energię elektryczną. W praktyce może wpłynąć na sposób kalkulacji przychodów w segmentach Dystrybucja i Obrót, oraz wymagać dostosowania procesów rozliczeniowych do nowych wymogów.

PROJEKTY USTAW I ROZPORZĄDZEŃ

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o wyrobach zawierających azbest.	Projekt ustawy przewiduje wprowadzenie wyjątków od obowiązku usunięcia wyrobów zawierających azbest, poprzez możliwość ich zabezpieczenia w sposób trwały – przepisy te dotyczą m.in. użytkowanych podziemnych instalacji ciepłowniczych i elektroenergetycznych. Pozostawienie ich pod powierzchnią gruntu jest możliwe w przypadku, gdy ich usytuowanie nie naraża na działanie azbestu osoby obsługującej inne elementy uzbrojenia terenu, w szczególności gdy są one położone poniżej.	10 sierpnia 2026 roku projekt przeszedł etap Komisji Prawniczej i trafił do Stałego Komitetu Rady Ministrów.	Zmiany przewidziane w projekcie ustawy są korzystne dla segmentu Ciepłownictwo ze względu na możliwość ograniczenia w przyszłości nakładów inwestycyjnych.
	Projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw wspierających bezpieczeństwo rzeki Odry w zakresie gospodarki wodnej.	Projekt ustawy przewiduje ustanowienie specjalnego cyklicznego przeglądu pozwoleń wodnoprawnych oraz pozwoleń zintegrowanych na wprowadzanie ścieków do wód na obszarze dorzecza Odry, odrębnego względem uregulowań Prawa wodnego oraz Prawa ochrony środowiska.	3 lutego 2026 roku opublikowano stanowiska zgłoszone w ramach opiniowania projektu. Grupa PGE zgłosiła uwagi do projektu.	Możliwy ewentualny wpływ regulacji na funkcjonowanie segmentów Energetyka Węglowa i Ciepłownictwo, związany z koniecznością poniesienia kosztów dodatkowych inwestycji związanych z dostosowaniem działalności do wymogów ustawy.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o efektywności energetycznej i innych ustaw.	Kluczowe propozycje: ▪ zaostreżenie warunków korzystania z opłaty zastępczej oraz wprowadzenie sankcji finansowych dla podmiotów nieaktywnych na rynku świadectw, ▪ wprowadzenie mechanizmu indeksacji opłaty zastępczej oraz elastycznego ustalania stawek w latach 2027–2030, ▪ doprecyzowanie katalogu paliw objętych obowiązkiem oraz wyłączenia dla określonych źródeł, ▪ wdrożenie zasady efektywności energetycznej, w tym w zamówieniach publicznych.	30 października 2025 roku zakończyły się konsultacje publiczne. MKiŚ opublikowało uwagi zgłoszone w ramach uzgodnień międzyresortowych.	Projekt ma wpływ na działalność we wszystkich segmentach GK PGE poprzez zwiększenie kosztów związanych z obowiązkami wprowadzanymi ustawą, np. wdrożenie systemu zarządzania energią w spółkach, wdrożenie zasad efektywności energetycznej w zamówieniach publicznych.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii.	W zakresie rynku energii elektrycznej w projekcie przewidziano wprowadzenie obowiązku sprzedaży 80% energii wytworzonej przez wytwórców energii elektrycznej poprzez TGE lub platformy prowadzone przez nominowanych operatorów rynku energii (NEMO). Projekt przewiduje też podwyższenie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego za pośrednictwem TGE z poziomu 55% do poziomu 85%. W projekcie przewidziano również zmianę przepisów w zakresie nierynkowego redysponowania, która w przypadku umów licznikowych ma na celu ograniczenie strat wytwórców energii elektrycznej w przypadku występowania nierynkowego redysponowania OZE.	Konsultacje publiczne projektu ustawy zakończyły się 3 grudnia 2025 roku . Ministerstwo Energii opublikowało uwagi zgłoszone do projektu ustawy.	Potencjalne konsekwencje finansowe: zwiększone koszty obrotu giełdowego (transakcyjne) oraz ponoszenia obowiązkowych depozytów przez podmioty zobligowane do handlu na giełdzie, zwiększone koszty compliance (konieczność utworzenia „chińskich murów”, monitorowania działalności handlowej pod kątem wykorzystania informacji wewnętrznej), wzrost kosztów osobowych. Brak możliwości zabezpieczenia pozycji PGE Obrót S.A. w ramach posiadanych aktywów wytwórczych w GK PGE przetoży się na wyższe koszty operacyjne prowadzenia działalności handlowej oraz brak synergii i wykorzystania efektów skali. W przypadku Energetyki Morskiej może doprowadzić do braku możliwości finansowania inwestycji poprzez Project Finance.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy zmienia zasady funkcjonowania rygoru natychmiastowej wykonalności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach; wydłuża terminy na udostępnienie informacji o środowisku oraz składania uwag w ramach udziału społeczeństwa, umożliwia organowi właściwemu do wydania decyzji środowiskowej samodzielną ocenę wariantów przedsięwzięcia i za zgodą inwestora – wybranie do realizacji innego wariantu niż wskazany we wniosku.	11 maja 2026 roku PGE zgłosiła uwagi do drugiej wersji projektu ustawy z 8 kwietnia 2026 roku.	Projekt ustawy ma istotne znaczenie dla Grupy Kapitałowej PGE, szczególnie w kontekście planowania i realizacji inwestycji.
  	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw.	Celem regulacji jest wdrożenie do polskiego porządku prawnego wymogów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1785 dotyczącej emisji przemysłowych (IED 2.0, Industrial Emissions Directive). Projekt wprowadza obowiązek przeprowadzania analiz pozwalających określić najostrzejsze możliwe do osiągnięcia graniczne wielkości emisyjne zgodne z konkluzjami BAT (Najlepsze Dostępne Techniki, ang. Best Available Techniques) oraz doprecyzowuje zasady udzielania odstępstw od granicznych wielkości emisyjnych BAT-AEL (Poziomy Emisji Powiązane z Najlepszymi Dostępnymi Technikami, ang. BAT-Associated Emission Levels). Regulacja przewiduje również ocenę wpływu udzielonych odstępstw na środowisko, ujednolicenie zasad ustalania dopuszczalnych poziomów emisji oraz wprowadzenie wiążących poziomów efektywności środowiskowej BAT-AEPL (Poziomy Efektywności Środowiskowej Powiązane z Najlepszymi Dostępnymi Technikami, ang. BAT-Associated Environmental Performance Levels). Dodatkowo projekt wprowadza obowiązek stosowania systemu zarządzania środowiskowego EMS (Environmental Management System), co ma przyczynić się do poprawy standardów ochrony środowiska oraz zwiększenia skuteczności kontroli oddziaływania instalacji przemysłowych na otoczenie.	MKIŚ opublikował stanowiska otrzymane w trakcie uzgodnień 3 czerwca 2026 roku .	Projektowane przepisy będą miały istotny wpływ na segmenty: Energetyka Gazowa, Energetyka Węglowa oraz Ciepłownictwo. Wprowadzenie obowiązku określania najostrzejszych możliwych do osiągnięcia granicznych wielkości emisyjnych (BAT AELs), wiążących poziomów efektywności środowiskowej (BAT AEPL) oraz obowiązkowego systemu zarządzania środowiskowego (EMS) może skutkować koniecznością dostosowania eksploatowanych instalacji, zwiększeniem zakresu monitorowania parametrów środowiskowych oraz wzrostem kosztów operacyjnych i inwestycyjnych. Dodatkowo zaostrzenie zasad udzielania odstępstw od BAT może ograniczyć elastyczność eksploatacyjną części jednostek wytwórczych. Jednocześnie regulacja przyczyni się do ujednolicenia wymagań środowiskowych oraz zwiększenia zgodności działalności GK PGE z przepisami Unii Europejskiej.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt rozporządzenia MKiŚ w sprawie innych dokumentacji geologicznych.	Projekt obejmuje doprecyzowanie wymogów dokumentacji geologicznej innej, sporządzanej w przypadku wykonywania prac geologicznych z zastosowaniem badań sejsmicznych w granicach obszarów morskich RP w celu posadowienia morskich farm wiatrowych oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy.	22 czerwca 2026 roku MKiŚ opublikował odniesienie do stanowisk zgłoszonych w toku uzgodnień.	Projekt ma znaczenie dla segmentu Energetyka Odnawialna ze względu na realizowane projekty inwestycyjne dotyczące MFW, wprowadzając formalne wymogi dla badań geologicznych, badań sejsmicznych na potrzeby MFW oraz dotyczących wyprowadzenia mocy z MFW.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.	Celem projektowanej regulacji jest dostosowanie przepisów Prawa energetycznego do wymogów dyrektywy EED oraz wsparcie transformacji sektora ciepłowniczego w kierunku większej efektywności energetycznej i niższej emisyjności. Projekt wprowadza nowe kryteria uznawania systemów ciepłowniczych i chłodniczych za efektywne, porządkuje prawa odbiorców w zakresie ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej oraz nową definicję znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji. Dodatkowo nakłada na Ministra właściwego ds. energii obowiązek przygotowania kompleksowej oceny krajowego potencjału ogrzewania i chłodzenia, która będzie stanowić podstawę do planowania polityk i działań wspierających rozwój sektora	Konsultacje publiczne zakończyły się 9 czerwca 2026 roku . PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Projekt ma znaczenie dla segmentu Ciepłownictwo, ponieważ wiąże się z wprowadzeniem nowych, zaostrzających się w czasie, kryteriów uznawania systemów ciepłowniczych za efektywne energetycznie, co finalnie będzie przekładać się na możliwość pozyskania finansowania zewnętrznego na rozwój tych systemów oraz systematyczną poprawę ich efektywności.
  	Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.	Projekt ustawy ma na celu dalszą implementację dyrektywy RED III, w szczególności w obszarach ciepłownictwa i chłodnictwa. Przewiduje on zmiany dotyczące obowiązku zakupu ciepła oraz przyłączania źródeł energii odnawialnej, a także wykorzystania ciepła i chłodu odpadowego. Wprowadza nowe obowiązki związane z oceną potencjału wykorzystania OZE oraz rozwojem efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych. Projekt zakłada również wzmocnienie współpracy między operatorami systemów a podmiotami dysponującymi ciepłem odpadowym oraz doprecyzowanie zasad kaskadowego wykorzystania biomasy.	Konsultacje publiczne zakończyły się 3 czerwca 2026 roku .	Projekt będzie miał znaczenie dla segmentów Energetyka Odnawialna, Dystrybucja i Ciepłownictwo. Wpływ regulacji będzie związany m.in. z uproszczeniem i przyspieszeniem procesów inwestycyjnych dla instalacji OZE, zmianami zasad przyłączania źródeł do sieci oraz nowymi obowiązkami w zakresie oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych. Projekt wspiera również rozwój wykorzystania ciepła odpadowego i technologii pomp ciepła. Dodatkowo zmiany dotyczące biomasy i kryteriów zrównoważonego rozwoju mogą mieć wpływ na funkcjonowanie instalacji wykorzystujących biomasę oraz na systemy wsparcia dla OZE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Celem projektu jest zapewnienie bezpiecznego i ciągłego funkcjonowania rynku energii po wdrożeniu CSIRE, poprzez wprowadzenie procedur działania na wypadek niedostępności systemu oraz zasad rozliczeń w takich sytuacjach. Projekt nakłada również na uczestników rynku obowiązek przekazywania danych operacyjnych do Operatora Systemu Przesyłowego, co ma poprawić bilansowanie systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwo pracy KSE. Dodatkowo upraszcza wybrane procesy oraz ogranicza ryzyko zaktów w rozliczeniach i wymianie danych na rynku energii.	Projekt został przekazany do rozpatrzenia Stałemu Komitetowi Rady Ministrów.	Projekt ma wpływ na następujące Segmenty: Dystrybucja i Obrót oraz spółki z GK prowadzące działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, a także zajmujące się magazynowaniem energii elektrycznej oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.	Projekt rozporządzenia zawiera regulacje dotyczące: - usługi elastyczności świadczonej na rzecz OSD, w tym zasady kwalifikacji i zakupu tych usług, - współczynnika Alpha, którego szczegółowe zasady określi OSP w Warunkach Dotyczących Bilansowania, - planów pracy, w tym wymagań dot. ich przygotowania oraz konsekwencje ich niespełnienia (ograniczenie pracy lub odłączenie od sieci), - zasobów regulacyjnych, zakładających aktywny udział większości jednostek wytwórczych i magazynów energii w rynku bilansującym.	Konsultacje publiczne zakończyły się 24 czerwca 2026 roku . PGE S.A. zgłosiła uwagi do projektu w toku tych konsultacji.	Projekt rozporządzenia zwiększa obowiązki jednostek wytwórczych i magazynów energii w zakresie planowania i bilansowania, jednocześnie stwarzając nowe możliwości uzyskiwania przychodów z usług elastyczności. Dla GK PGE oznacza to konieczność dostosowania procesów operacyjnych i systemów IT oraz potencjalny wzrost znaczenia przychodów z rynku bilansującego i usług systemowych.
	Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 roku.	Dokument stanowi pierwszą w historii krajową Strategię dla sektora ciepłowniczego. Do najważniejszych obszarów Strategii należy zaliczyć rozwój odnawialnych źródeł energii, modernizację i cyfryzację sieci ciepłowniczych oraz budowę magazynów ciepła. Podkreślono również potrzebę zwiększania udziału w miksie paliwowym gazów odnawialnych i bezemisyjnych. Dużą wagę dokument przykłada także do wzmocnienia poziomu cyberbezpieczeństwa sektora.	Dokument został udostępniony do konsultacji publicznych 24 czerwca 2026 roku . PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Celem Strategii jest systematyczne zwiększanie udziału źródeł OZE w ciepłownictwie systemowym oraz elektryfikacja ciepłownictwa. Strategia przewiduje przygotowanie Planu finansowego transformacji ciepłownictwa, opartego na skoordynowanym systemie wsparcia. Zakłada on łączenie różnych instrumentów – dotacji i finansowania preferencyjnego – w ramach modelu zapewniającego stabilne i przewidywalne warunki realizacji inwestycji oraz koordynację działań instytucji publicznych i finansowych.
	Projekt rozporządzenia w sprawie ograniczeń w poborze energii elektrycznej i ciepła.	Celem regulacji jest zwiększenie skuteczności i akceptowalności ograniczeń w poborze energii elektrycznej poprzez wprowadzenie mechanizmu finansowego wynagradzającego odbiorców za redukcję zużycia energii w okresach obowiązywania najwyższych stopni zasilania (13-20). Projekt określa zasady weryfikacji wykonania ograniczeń przez operatorów systemów elektroenergetycznych oraz mechanizm wypłaty wynagrodzenia za każdą niepobraną kilowatogodzinę energii elektrycznej w godzinach objętych ograniczeniami.	Konsultacje publiczne zakończyły się 3 sierpnia 2026 roku . PGE S.A. zgłosiła uwagi w trakcie konsultacji publicznych projektu.	Dla segmentu Dystrybucja regulacja może oznaczać dodatkowe obowiązki operacyjne związane z monitorowaniem stopnia realizacji ograniczeń i współpracą z operatorem systemu przesyłowego, przy jednoczesnym zwiększeniu bezpieczeństwa pracy KSE w sytuacjach zagrożenia bilansowego. Dla segmentu Obrót potencjalnym skutkiem może być czasowy spadek wolumenu sprzedaży energii w okresach obowiązywania ograniczeń.
	Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.	Projekt przewiduje modyfikację przepisów dotyczących sposobu kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła, z uwzględnieniem dodatkowego przydziału 30% bezpłatnych uprawnień do emisji. Rozwiązanie to ma zapewnić możliwość rozliczania w taryfach dla ciepła dodatkowych 30% bezpłatnych uprawnień do emisji oraz umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym prawidłowe uwzględnianie kosztów transformacji systemów ciepłowniczych.	Konsultacje publiczne zakończyły się 13 sierpnia 2026 roku .	Projekt ma wpływ na segment Ciepłownictwo, ponieważ umożliwi uwzględnienie w taryfach dla ciepła planowanego przychodu związanego z dodatkowym przydziałem 30% bezpłatnych uprawnień do emisji.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych, ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych oraz ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne.	Projekt ustawy przewiduje nową, wyższą stawkę CIT w wysokości 22 % dla podatników, w tym podatkowych grup kapitałowych, których przychody osiągnięte w poprzednim roku podatkowym przekroczyły równowartość w PLN kwoty 50 mln EUR.	Konsultacje publiczne projektu zakończyły się 11 września 2026 roku.	Wejście w życie przepisów w brzmieniu proponowanym w projekcie spowoduje wzrost obciążenia podatkiem CIT w Grupie Kapitałowej PGE.
	Projekt ustawy o udzielaniu wsparcia na obniżenie cen energii dla przemysłu energochłonnego.	Projekt ustawy przewiduje czasowe podwyższenie obowiązującej stawki CIT, przy jednoczesnej gradacji jej wysokości w poszczególnych latach: 2027 – 30%, 2028 – 26%, 2029 – 23%. W 2030 roku zakładany jest powrót do podstawowej stawki. Projektowane przepisy obejmą podatników CIT o przychodach powyżej 50 mln EUR, zajmujących się: wydobywaniem gazu ziemnego lub ropy naftowej, obrotem paliwem gazowym lub obrotem gazem ziemnym z zagranicą, handlem ropą naftową, wytwarzaniem paliw ciekłych oraz obrotem tymi paliwami, dystrybucją energii elektrycznej przez największe podmioty (mające więcej niż 100 tys. odbiorców), przesyłaniem energii elektrycznej. Przepisy znajdą zastosowanie również do podatkowych grup kapitałowych, w skład których wchodzi spółka prowadząca działalność objętą zakresem przedmiotowym regulacji.	Konsultacje publiczne projektu zakończyły się 9 września 2026 roku.	Wejście w życie przepisów w brzmieniu proponowanym w projekcie będzie miało wpływ na wzrost obciążenia podatkiem CIT w Grupie Kapitałowej PGE w latach 2027-2029.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne – wpisany do Wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów.	Rozwiązania planowane w projekcie obejmują zniesienie górnego limitu opłaty koncesyjnej wynikającego z przepisów ustawy - Prawo energetyczne aktualnie wynoszącego 2,5 mln PLN, zmianę wysokości współczynników dla wyliczenia opłaty koncesyjnej, tj. 10-krotne zwiększenie względem obecnie stosowanych współczynników (zamiast 0,0005 będzie 0,005), wzrost wysokości minimalnej opłaty przedkoncesyjnej oraz opłaty koncesyjnej z 1 000 PLN do 5 000 PLN oraz objęcie opłatami koncesyjnymi przedsiębiorców, którzy posiadają kilka instalacji o mocy poniżej 5 MW, lecz ich suma mocy przekracza 5 MW.	W Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów opublikowano założenia projektu ustawy. Proces legislacyjny jeszcze się nie rozpoczął.	Opublikowane kluczowe założenia tego aktu prawnego wskazują na znaczny wzrost obciążenia z tytułu opłat koncesyjnych uiszczanych przez spółki z GK PGE.

3.3.2. Zagraniczne otoczenie regulacyjne

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Dyrektywa 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz powiązane regulacje (EU ETS).	Przeciwdziałanie zmianom klimatu. Stworzenie poprzez odpowiedni sygnał cenowy CO ₂ zachęt inwestycyjnych do rozwijania źródeł niskoemisyjnych.	17 lipca 2026 roku Komisja Europejska (KE) przedstawiła projekt zmian w EU ETS oraz decyzji MSR. 20 sierpnia 2026 roku KE rozpoczęła konsultacje publiczne ws. rewizji EU ETS, które potrwać do 3 listopada 2026 roku .	- Poprawa konkurencyjności źródeł odnawialnych w porównaniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa konwencjonalne. - Większa dostępność uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS dla jednostek konwencjonalnych po 2030 roku – uprawnienia miałyby być dostępne dłużej niż przy zachowaniu obecnego systemu dzięki łagodniejszej ścieżce redukcji. - Kontynuacja wsparcia inwestycyjnego z Funduszu Modernizacyjnego po 2030 roku, ale przy znacznie ograniczonym budżecie tego instrumentu. - Po 2030 roku spodziewany dalszy wzrost cen uprawnień do emisji względem obecnego poziomu. Obowiązek sporządzenia planu inwestycyjnego w celu uzyskania bezpłatnych uprawnień dla segmentu Ciepłownictwo, po 2030 roku dalszy spadek alokacji bezpłatnych uprawnień. - Spodziewane objęcie instalacji ITPOE stopniowym obowiązkiem zakupu uprawnień do emisji od 2031 roku.
	Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającego dyrektywę 2003/87/WE w zakresie zaktualizowanych wartości benchmarków dla ciepła i paliwa na lata 2026–2030.	Ograniczenie spadku wielkości przydziału bezpłatnych uprawnień dla instalacji poprzez zastosowanie niższej rocznej stopy redukcji benchmarków dla ciepła i paliwa przy ustalaniu ich wartości na lata 2026–2030.	17 lipca 2026 roku Komisja Europejska opublikowała projekt rozporządzenia, który ma przejść szybszą ścieżkę legislacyjną niż rewizja dyrektywy EU ETS.	Możliwa korekta liczby przydzielanych bezpłatnie uprawnień do emisji dla segmentu Ciepłownictwo w latach 2026-2030, co może pozytywnie wpłynąć na niewielkie zmniejszenie kosztów zakupu uprawnień do emisji.
	Rozporządzenie wykonawcze Komisji Europejskiej (UE) 2026/1412 określające zmienione wartości benchmarków do celów bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji na okres od 2026 do 2030 roku zgodnie z art. 10a ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.	Ustanowienie zrewidowanych wartości benchmarków do celów obliczenia przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w latach 2026-2030.	Po publikacji rozporządzenia wykonawczego 29 czerwca 2026 roku i międzysektorowego wskaźnika korekty 27 lipca 2026 roku, MKiŚ opublikowało w sierpniu 2026 roku ostateczny wykaz bezpłatnych uprawnień do emisji.	Zmniejszenie liczby przydzielanych bezpłatnie uprawnień dla segmentu Ciepłownictwo będzie wpływało na wzrost kosztów zakupu uprawnień.
	Decyzja zmieniająca Decyzję Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (MSR).	Zmiany będą oznaczały odejście od mechanizmu unieważniania uprawnień emisyjnych zgromadzonych w MSR powyżej limitu 400 milionów uprawnień.	1 kwietnia 2026 roku Komisja Europejska przedstawiła propozycję zmiany Decyzji. Uzgodnienie finalnej treści Decyzji wstępnie zaplanowano do końca 2026 roku .	Możliwość wykorzystania po 2030 roku uprawnień z MSR dla zapewnienia większej płynności rynku EU ETS.
	Pakiet Środowiskowy Omnibus VIII – projekt dyrektywy upraszczającej wybrane wymogi środowiskowe i ograniczającej obciążenia administracyjne oraz projekt	Uproszczenie i usprawnienie stosowania wybranych przepisów środowiskowych UE poprzez ograniczenie obciążeń administracyjnych i wymogów sprawozdawczych dla przedsiębiorstw oraz administracji. Regulacja ma również przyspieszyć proces wydawania decyzji środowiskowych	Mandat negocjacyjny Rady UE przyjęty 24 czerwca 2026 roku . Trwają prace w PE. Przyjęcie stanowiska przewidywane jest w IV kwartale 2026 roku .	Propozycja wprowadza korzystne zmiany, znacznie zmniejszając obciążenia sprawozdawcze, które wynikałyby z wymogu przygotowania planu transformacji dla instalacji objętych zakresem dyrektywy IED. Uproszczenia dot. wydawania decyzji

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	rozporządzenia przyspieszającego oceny oddziaływania na środowisko.	i ocen oddziaływania na środowisko, wspierając sprawniejszą realizację inwestycji przy zachowaniu standardów ochrony środowiska.		o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogą przyspieszyć proces inwestycyjny.
	Wieloletnie Ramy Finansowe (WRF) na lata 2028-2034.	Ustanowienie nowych unijnych Wieloletnich Ram Finansowych na lata 2028-2034. Najważniejsze z punktu widzenia GK PGE są: - rozporządzenie ustanawiające Europejski Fundusz Spójności Gospodarczej, Społecznej i Terytorialnej, Rolnictwa i Obszarów Wiejskich, Rybołówstwa i Polityki Morskiej, Dobrobytu i Bezpieczeństwa na lata 2028–2034, - rozporządzenie ustanawiające Europejski Fundusz Konkurencyjności, - rozporządzenie ustanawiające ramy monitorowania wydatków budżetowych i ramy wykonania budżetu oraz inne przepisy horyzontalne dla programów i działań Unii, - rozporządzenie ustanawiające instrument „Łącząc Europę” na lata 2028-2034 (CEF).	W czerwcu 2026 roku Rada UE przyjęła częściowe podejścia ogólne do kluczowych projektów rozporządzeń dotyczących funduszy oraz ram monitorowania i wykonania budżetu UE.	Pozyskiwanie funduszy UE na inwestycje przez GK PGE. Potencjalna kontrybucja na rzecz budżetu UE w zależności od wyniku procesu decyzyjnego dot. nowych zasobów własnych UE.
	Rozporządzenie Komisji Europejskiej (UE) 651/2014 z 17 czerwca 2014 roku uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne ze wspólnym rynkiem na podstawie Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (GBER).	Umożliwienie państwom członkowskim udzielania określonych rodzajów pomocy publicznej bez konieczności uprzedniego zgłaszania ich KE.	3 lipca 2026 roku Komisja Europejska zakończyła dedykowane konsultacje z wybranymi podmiotami, w tym GK PGE. Przyjęcie zmienionego rozporządzenia GBER planowane jest na IV kwartał 2026 roku.	Zmiany w unijnym rozporządzeniu o wyłączeniach grupowych (GBER) mogą umożliwić szybsze i bardziej elastyczne wdrażanie projektów inwestycyjnych, szczególnie w obszarach transformacji segmentu Ciepłownictwa. Rewizja może ponadto umożliwić sprawniejsze pozyskiwanie wsparcia publicznego dla projektów związanych m.in. z OZE, ciepłownictwem czy innowacjami.
	Dyrektywa 2014/25/UE z 26 lutego 2014 roku ws. udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych.	Uproszczenie zasad udzielania zamówień publicznych i zastosowanie ich jako instrumentu wzmacniania konkurencyjności gospodarki UE.	Komisja Europejska przeprowadziła konsultacje ws. rewizji dyrektywy, które zakończyły się w styczniu 2026 roku. Wzięta w nich udział GK PGE. Komisja Europejska przedstawiła wniosek legislacyjny 9 września 2026 roku, konsolidujący wszystkie dyrektywy w zakresie udzielania zamówień publicznych w UE, w tym dyrektywę 2014/25/UE. Osiągnięcie porozumienia wstępnie planowane jest na IV kwartał 2027 roku.	Zmniejszenie formalizacji i czasochłonności procedur w zakresie udzielania zamówień publicznych, wpływających na harmonogramy inwestycji oraz zabezpieczenie dostaw wysokiej jakości technologii, produktów i usług, przy jednoczesnym wzmacnianiu odporności łańcucha dostaw.
	Europejski Pakiet Sieciowy (European Grids Package) – projekt Dyrektywy zmieniającej dyrektywy (UE) 2018/2001, (UE) 2019/944 oraz (UE) 2024/1788 w zakresie przyspieszenia procedur udzielania zezwoleń.	Przyspieszenie procedur wydawania pozwoleń dla projektów energetycznych i umożliwienie jak najlepszego wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, jak też przyspieszenie rozwoju infrastruktury energetycznej w Europie.	Rada UE przyjęła podejście ogólne 26 czerwca 2026 roku. Finalne stanowisko PE w sprawie propozycji dyrektywy zostało przyjęte przez komisję ITRE 2 lipca 2026 roku.	Wprowadzenie korzystnych zasad przyspieszających proces wydawania pozwoleń dla infrastruktury sieciowej oraz dla projektów OZE i magazynów.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
			Zakończenie trilogów wstępnie planowane jest na IV kwartał 2026 roku .	
	Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady, zmieniającego rozporządzenie (UE) 2019/943 w sprawie zabezpieczenia na przyszłość rachunków za energię elektryczną w Unii Europejskiej poprzez redukcję kosztów systemowych oraz wzmocnienie elektryfikacji i cyfryzacji.	Obniżenie kosztów energii elektrycznej poprzez poprawę struktury opłat sieciowych w celu zapewnienia efektywności kosztowej sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz zachęcenie zarówno operatorów systemów, jak i użytkowników sieci do lepszego wykorzystania istniejącej infrastruktury. Zapewnienie niższego opodatkowania akcyzą energii elektrycznej niż gazu ziemnego oraz szerszych ram regulacyjnych umożliwiających połączenie inteligentnych systemów pomiarowych, inteligentnych i cyfrowych sieci oraz bardziej efektywne ponowne wykorzystanie danych.	17 lipca 2026 roku Komisja Europejska przedstawiła propozycję rozporządzenia.	Propozycja może wpłynąć na sposób pokrywania kosztów sieciowych oraz strukturę taryf sieciowych, co pośrednio może wpływać na zachowania odbiorców i na koszty wynikające z pracy systemu energetycznego. Konstrukcja opłat sieciowych może mieć istotny wpływ na opłacalność realizacji przedsięwzięć związanych z wytwarzaniem i magazynowaniem energii.

4. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności

4.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE

Podstawowe dane operacyjne GK PGE							
	Energetyka Odnawialna	Energetyka Gazowa	Energetyka Węglowa	Ciepłownictwo	Dystrybucja	Energetyka Kolejowa	Obrót
Kluczowe aktywa segmentu	22 farmy wiatrowe 68 elektrowni fotowoltaicznych 29 elektrowni wodnych przepływowych 4 elektrownie szczytowo-pompowe, w tym 2 z dopływem naturalnym	1 elektrownia gazowa	5 elektrowni konwencjonalnych 2 kopalnie węgla brunatnego	16 elektrociepłowni	306,5 tys. km linii dystrybucyjnych	18,7 tys. km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia cieplna	2 783 MWe/-	1 366 MWe/-	11 938 MWe/951 MWt	2 706 MWe/7 375 MWt ³	-	-	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 1,57 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 2,47 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 21,33 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 4,57 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 18,90 TWh ¹	Dystrybuowana energia elektryczna 2,41 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 1,68 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 13,80 TWh ²
Wolumeny energii cieplnej	-	-	Produkcja ciepła netto 1,76 PJ	Produkcja ciepła netto 30,10 PJ	-	-	-
Pozycja Rynkowa	GK PGE jest jednym z największych producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce z rynkowym udziałem ok. 5%	Elektrownia Gryfino - największa elektrownia gazowo-parowa w Polsce	Krajowy lider w produkcji energii elektrycznej oraz największy wytwórca ciepła sieciowego		Drugi pod względem liczby klientów dystrybutor energii elektrycznej w kraju	Lider usług energetycznych dla infrastruktury kolejowej oraz największy dystrybutor i sprzedawca energii elektrycznej do sieci trakcyjnej	Lider w handlu hurtowym i detalicznym w Polsce

¹ Dane dotyczą PGE Dystrybucja S.A.

² Dane dotyczą PGE Obrót S.A.

³ Od 2026 roku aktualizacja metodologii wyznaczania mocy zainstalowanych.

KLUCZOWE DANE OPERACYJNE GK PGE

Tabela: Kluczowe dane operacyjne.

Kluczowe dane operacyjne	Jedn.	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	29,95	27,51	2,44	9%
w tym produkcja OZE	TWh	1,16	1,29	-0,13	-10%
Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE	TWh	33,76	32,60	1,16	4%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych ¹	TWh	15,45	16,29	-0,84	-5%
Produkcja ciepła	PJ	31,86	29,00	2,86	10%
Sprzedaż ciepła	PJ	31,27	28,31	2,96	10%
Dystrybucja energii elektrycznej	TWh	21,31	20,16	1,15	6%

¹ Po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE, sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz segment Energetyka Kolejowa.

BILANS ENERGII GK PGE

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

Wolumen sprzedaży	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	33,76	32,60	1,16	4%
sprzedaż do odbiorców finalnych ¹	15,45	16,29	-0,84	-5%
sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	18,31	16,31	2,00	12%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	5,81	7,20	-1,39	-19%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	29,95	27,51	2,44	9%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	2,00	2,11	-0,11	-5%

¹ Sprzedaż realizowana głównie przez PGE Obrót S.A. oraz segment Energetyka Kolejowa.

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, zużycia energii w kopalniach węgla brunatnego oraz zużycia energii w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Wyższa sprzedaż energii na rynku hurtowym i bilansującym to efekt wyższej produkcji z jednostek na węgiel kamienny, węgiel brunatny i gaz w GK PGE, co było spowodowane wyższym zapotrzebowaniem na energię w efekcie niskich temperatur w I kwartale 2026 roku, wysokich temperatur w II kwartale 2026 roku oraz wyższego eksportu i niższej wietrzności. Natomiast niższy zakup na rynku hurtowym to głównie efekt niższej sprzedaży do odbiorców finalnych w PGE Obrót S.A. w segmentach klientów korporacyjnych oraz małych i średnich przedsiębiorstw, którzy skłaniają się w kierunku dywersyfikacji źródeł energii, głównie z większym wykorzystaniem źródeł OZE.

Tabela: Zestawienie produkcji energii elektrycznej netto (TWh).

Wolumen produkcji	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	29,95	27,51	2,44	9%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	14,75	14,52	0,23	2%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	6,58	5,04	1,54	31%
w tym współspalanie biomasy	0,00	0,01	-0,01	-100%
Elektrownia gazowa	2,47	2,13	0,34	16%
Elektrociepłownie węglowe	1,84	1,89	-0,05	-3%
Elektrociepłownie gazowe	2,56	2,24	0,32	14%
Elektrociepłownie biomasowe	0,14	0,16	-0,02	-13%
Elektrociepłownia opalana odpadami komunalnymi	0,03	0,02	0,01	50%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,59	0,41	0,18	44%
Elektrownie wodne	0,16	0,19	-0,03	-16%
Elektrownie wiatrowe	0,72	0,82	-0,10	-12%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,11	0,09	0,02	22%
w tym produkcja OZE	1,16	1,29	-0,13	-10%

Produkcja energii elektrycznej w I półroczu 2026 roku ukształtowała się na poziomie wyższym o 9% w porównaniu do I półrocza 2025 roku. Wyższa produkcja jest głównie wynikiem większego zapotrzebowania na energię elektryczną w efekcie niskich temperatur w I kwartale 2026 roku, wysokich temperatur w II kwartale 2026 roku oraz wyższego eksportu i niższej wietrzności.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (wzrost o 1,54 TWh), w tym: Elektrownia Opole (wzrost o 1,27 TWh), Elektrownia Rybnik (wzrost o 0,21 TWh), Elektrownia Dolna Odra (wzrost o 0,06 TWh). Łącznie bloki elektrowni węglowych pozostawały krócej w rezerwie o 1 751 h oraz w remontach krócej o 10 926 h.

Wyższa produkcja w elektrowni gazowej (Elektrownia Gryfino Dolna Odra - wzrost o 0,34 TWh) – chłodniejszy styczeń i luty bieżącego roku wpłynęły na większe wykorzystanie bloków elektrowni.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (wzrost o 0,32 TWh) poza sprzyjającymi warunkami atmosferycznymi to również efekt oddania do eksploatacji Elektrociepłowni Nowa Czechnica oraz silników gazowych w Elektrociepłowni Bydgoszcz w trakcie 2025 roku.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem brunatnym (wzrost o 0,23 TWh) wynika z krótszego czasu postoju bloków Elektrowni Bełchatów w rezerwie i w remontach łącznie o 4 692 h (wzrost o 1,08 TWh). Elektrownia Turów natomiast z uwagi na ubytki mocy i niższe średnie obciążenie o 20 MW wyprodukowała mniej energii elektrycznej (spadek o 0,85 TWh).

Wyższa produkcja w elektrowniach szczytowo-pompowych (wzrost o 0,18 TWh) wynika z charakteru pracy tych jednostek wytwórczych i większego ich wykorzystania przez PSE S.A.

Niższa produkcja w elektrowniach wiatrowych (spadek o 0,10 TWh) wynika z gorszej wietrzności w rejonach farm należących do GK PGE.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych (spadek o 0,05 TWh) głównie w związku z remontem kapitalnym urządzeń na bloku nr 1 w Elektrociepłowni Gdynia w I kwartale 2026 roku.

Produkcja w elektrociepłowniach biomasowych, elektrociepłowniach opalanych odpadami komunalnymi, elektrowniach wodnych oraz fotowoltaicznych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ	31,86	29,00	2,86	10%
Elektrownie opalane węglem brunatnym	1,40	1,34	0,06	4%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,36	0,36	0,00	0%
Elektrociepłownie węglowe	19,27	19,56	-0,29	-1%
Elektrociepłownie gazowe	7,30	6,17	1,13	18%
Elektrociepłownie biomasowe	2,65	1,06	1,59	150%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,18	0,14	0,04	29%
Elektrociepłownie pozostałe	0,70	0,37	0,33	89%

Główny wpływ na wyższy poziom produkcji ciepła netto w I półroczu 2026 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w I półroczu 2026 roku były niższe o 2,1°C r/r.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

W I półroczu 2026 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 31,27 PJ i był wyższy o 2,96 PJ r/r.

Na powyższy wynik wpływ miało głównie wyższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane niższymi średnimi temperaturami zewnętrznymi niż w analogicznym okresie 2025 roku.

4.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE

W celu zapewnienia przejrzystości oraz umożliwienia pełnej oceny efektywności operacyjnej, zaprezentowano wyniki finansowe z wykorzystaniem wskaźników EBITDA oraz EBITDA powtarzalna. Miary te mogą stanowić kluczowy punkt odniesienia dla inwestorów oraz instytucji finansowych, pozwalając na obiektywne porównanie rentowności Grupy PGE na tle sektora energetycznego.

EBITDA – MIARA SPRAWNOŚCI OPERACYJNEJ

Wskaźnik EBITDA (wynik operacyjny powiększony o amortyzację) odzwierciedla zdolność Grupy do generowania gotówki z podstawowej działalności operacyjnej, przed uwzględnieniem kosztów finansowych, obciążeń podatkowych oraz niepieniężnych odpisów amortyzacyjnych. Dzięki eliminacji wpływu różnic w strukturze kapitałowej (poziom zadłużenia) oraz polityce podatkowej, EBITDA pozwala na monitorowanie bieżącej kondycji finansowej bez względu na historyczną wartość majątku trwałego.

EBITDA POWTARZALNA – PODSTAWA OCENY DŁUGOTERMINOWEJ

EBITDA powtarzalna, w ocenie Spółki, jest najbardziej miarodajnym wskaźnikiem oceny zyskowności Grupy. Jest to wynik operacyjny oczyszczony o zdarzenia o charakterze jednorazowym (tzw. one-offs), które ze swojej natury nie są elementem regularnego modelu biznesowego i nie powinny być brane pod uwagę przy prognozowaniu wyników w kolejnych okresach sprawozdawczych.

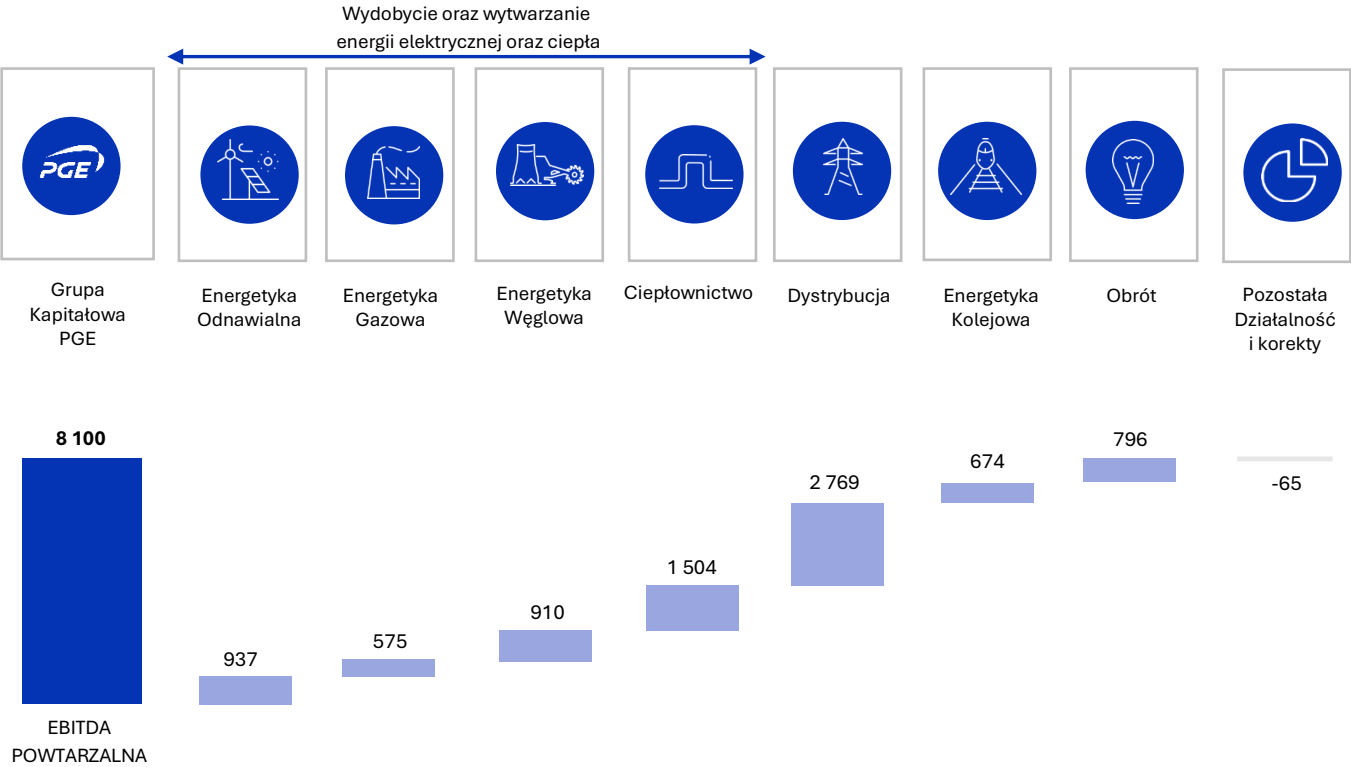
Jako zdarzenia jednorazowe traktuje się pozycje wyniku finansowego, które:

- nie wynikają z normalnej, powtarzalnej działalności operacyjnej jednostki - nie pojawiają się regularnie w kolejnych okresach i nie są elementem standardowego modelu biznesowego;
- mają charakter incydentalny lub wyjątkowy - występują wskutek zdarzeń szczególnych, które nie są związane z bieżącym cyklem operacyjnym (np. restrukturyzacja, zdarzenia regulacyjne, wyceny rezerw) i nie są spodziewane do osiągnięcia w kolejnych okresach raportowych;
- są niezależne od bieżącego zarządzania operacyjnego - ich pojawienie się nie wynika z bieżących procesów operacyjnych (produkcja, sprzedaż, dystrybucja);
- mogą istotnie zaburzać porównywalność wyników między okresami - charakteryzują się dużą zmiennością, często są niegotówkowe i nieregularne, przez co obciążają lub poprawiają wynik finansowy, nie odzwierciedlając rzeczywistej efektywności operacyjnej jednostek GK.

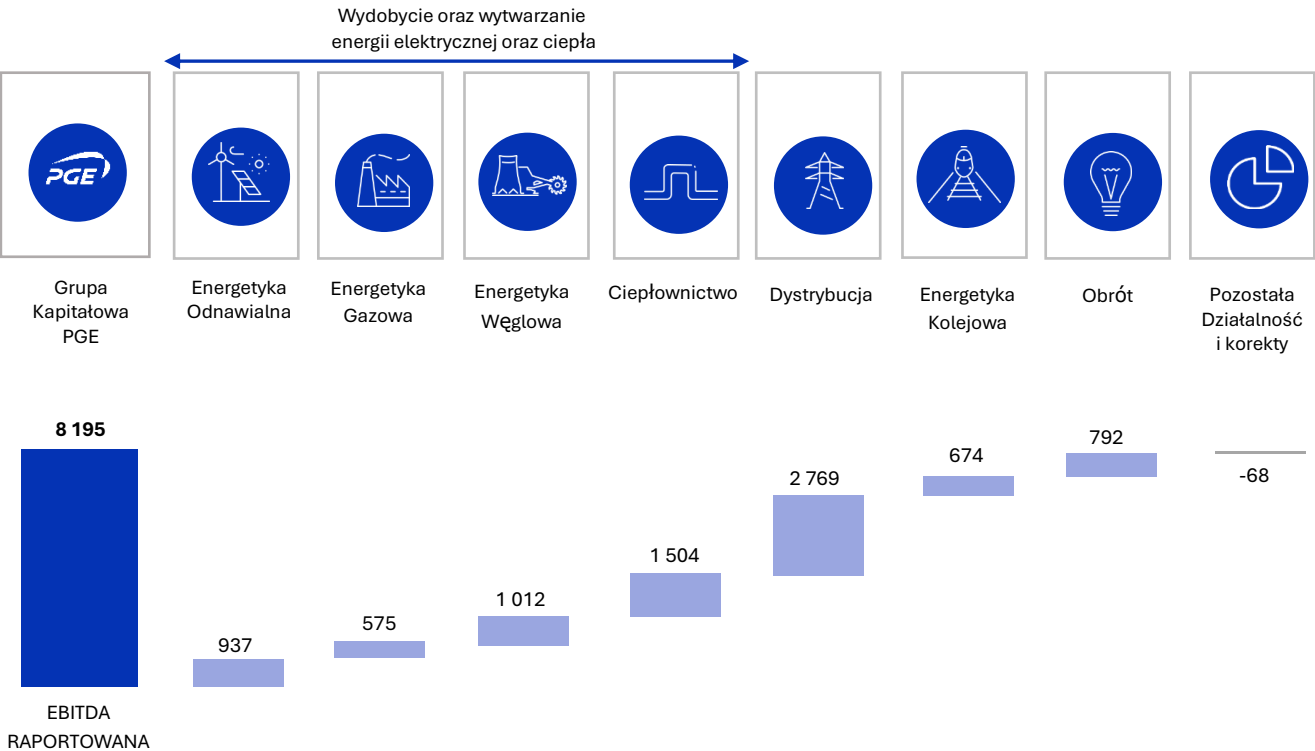
Dzięki zastosowaniu tych miar wynik lepiej odzwierciedla realny, powtarzalny potencjał gotówkowy Grupy, co ułatwia analizę trendów rentowności oraz ocenę zdolności do obsługi długu i finansowania przyszłych inwestycji rozwojowych.

Na skonsolidowany wynik EBITDA Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności oraz korekty konsolidacyjne. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za I półrocze 2026 roku mają segmenty: Dystrybucja (34%), Ciepłownictwo (19%), Energetyka Odnawialna (12%), Energetyka Węglowa (11%), Obrót (10%). Pozostałe segmenty mają udział poniżej 10% w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy PGE.

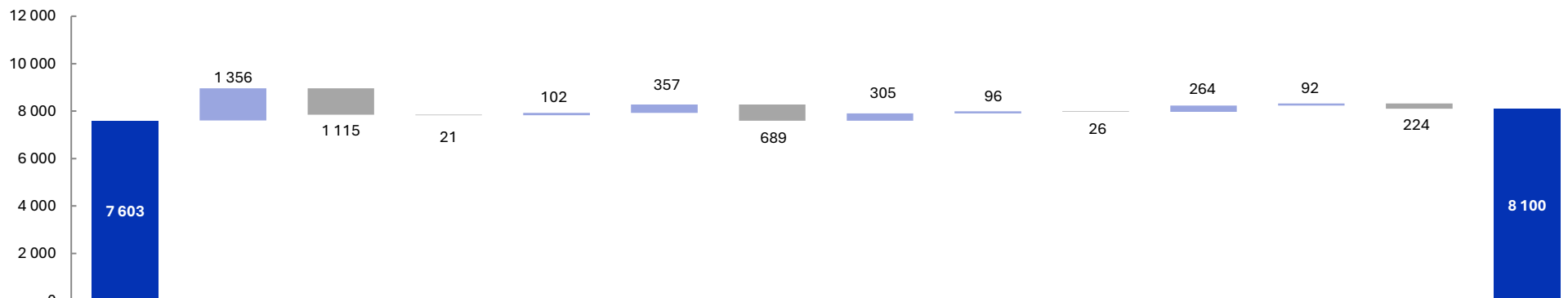
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE (mln PLN).



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE (mln PLN).



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



Odchylenie	EBITDA I pół. 2025	Wynik na sprzedaży energii elektrycznej u wytwórców ¹	Uprawnienia do emisji CO ₂	Koszty paliw produk.	Przychody RUS i Rynek Mocy ²	Wynik na sprzedaży gazu	Wynik na sprzedaży e.e. do OF ³	Przychody ze sprzedaży ciepła ⁴	Marża na usługach dystrybuc. ⁵	Koszty osobowe ⁶	Rezerwy na umowy rodzące obciążenia	Koszty aktywow.	Pozostate ⁸	EBITDA I pół. 2026
EBITDA raportowana I pół. 2025	7 646													
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025	43													
EBITDA powtarzalna I pół. 2025	7 603	13 757	8 133	3 933	2 675	7	1291	2 999	4 373	4 191	22	604	1 868	
EBITDA powtarzalna I pół. 2026		15 113	9 248	3 954	2 777	364	602	3 304	4 469	4 217	286	696	2 092	8 100
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2026														95
EBITDA raportowana I pół. 2026														8 195

¹ Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszone o koszty zakupu energii elektrycznej oraz koszty związane bezpośrednio z wytwarzaniem energii elektrycznej.

² Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

³ Z uwzględnieniem rekompensat, korekty marży na PM na GK PGE; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej; OF-odbiorcy finalni.

⁴ Z uwzględnieniem rekompensat.

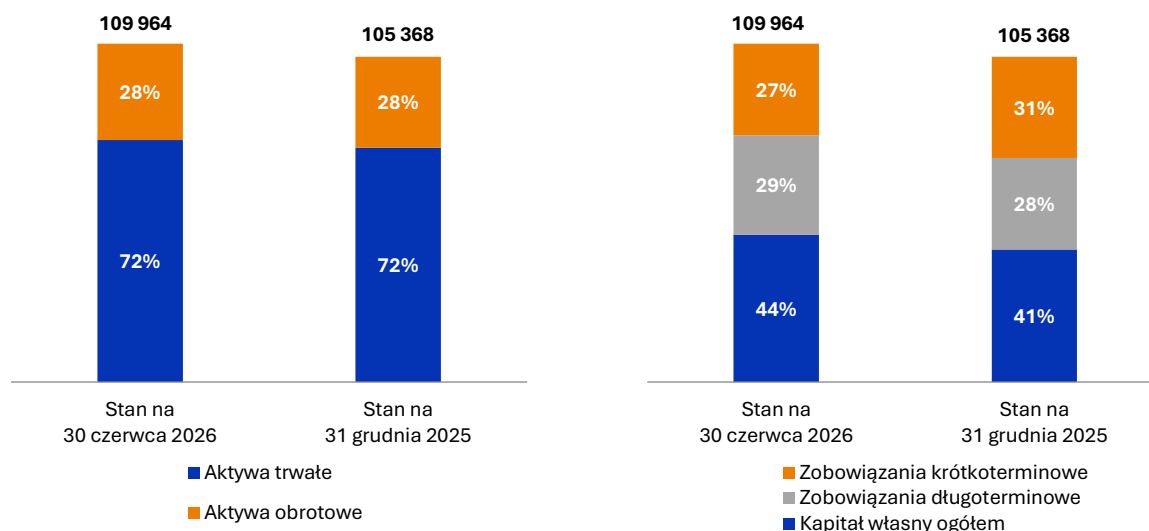
⁵ Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych, kosztów usług przesyłowych PSE S.A., salda opłat przenoszonych oraz tranzytowych, kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

⁶ Bez uwzględnienia rezerwy aktuarialnej, Programu Dobrowolnych Odejść i rezerwy na restrukturyzację (zdarzenia jednorazowe).

⁷ Bez uwzględnienia: rekompensat KDT, korekty rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy, korekty odpisu na Fundusz WRC za poprzednie okresy, odpisu zapasów strategicznych, rezerwy na rekultywację, rozwiązania rezerwy z tytułu zawarcia umowy z wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów oraz rozwiązania rezerwy na jednorazowe świadczenie - wydzielenie NABE (zdarzenia jednorazowe).

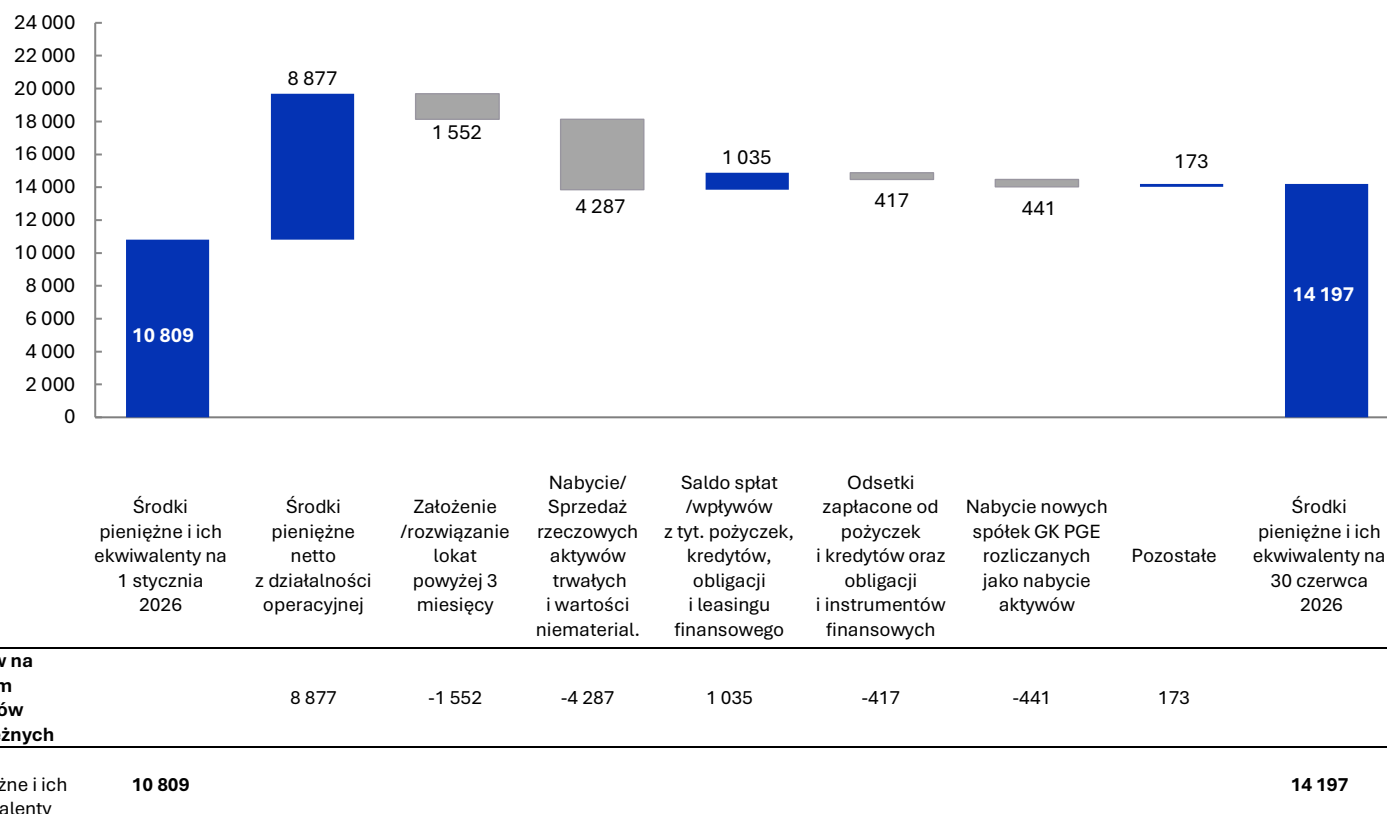
Szczegółowy opis do przychodów i kosztów znajduje się w nocie 7 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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

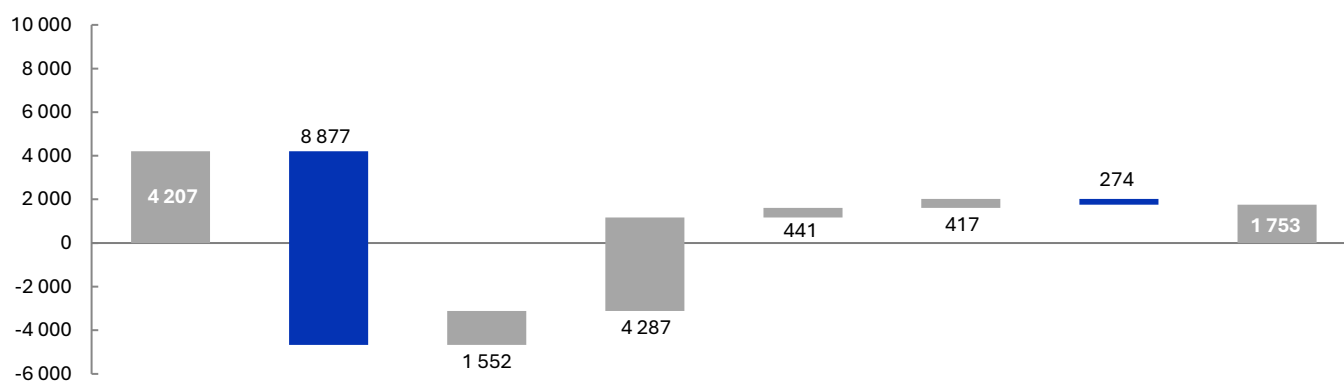


Szczegółowy opis do sprawozdania z sytuacji finansowej znajduje się w notach 10-22 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).

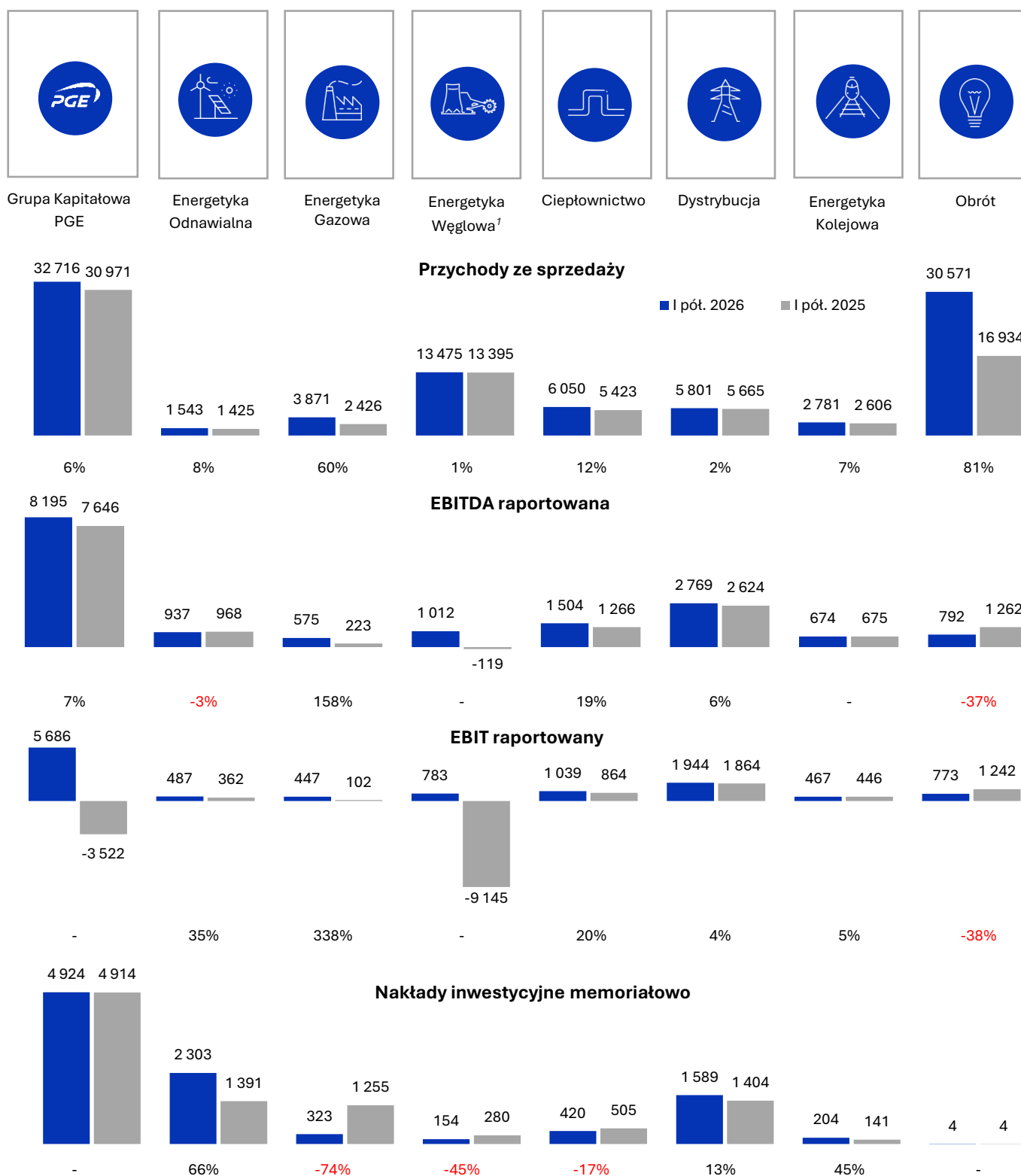


	Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2025	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Założenie /rozwiązanie lokat powyżej 3 miesięcy	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Nabycie nowych spółek GK PGE rozliczanych jako nabycie aktywów	Obsługa zadłużenia - odsetki	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 30 czerwca 2026 ¹
Wpływ na poziom zadłużenia netto		-8 877	1 552	4 287	441	417	-274	
Zadłużenie finansowe netto	4 207							1 753

¹ W zadłużeniu netto uwzględnione zostały środki pieniężne spółek Offshore (938 mln PLN) oraz zobowiązania finansowe z tytułu Project Finance (3 648 mln PLN); szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniający m.in. przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO₂) wynosi 14 173 mln PLN.

4.3. Charakterystyka segmentów działalności

4.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności



¹ Wartości EBIT raportowany i EBITDA raportowana za I półrocze 2025 roku zostały doprowadzone do porównywalności.

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz w elektrowniach szczytowo-pompowych. Ponadto w strukturach segmentu są spółki zajmujące się budową magazynów energii elektrycznej, morskich farm wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych.



Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej	1 017
Regulacyjne Usługi Systemowe	299
Rynek Mocy	174
Sprzedaż praw majątkowych	22

↓

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej	1 017
Regulacyjne Usługi Systemowe	299
Rynek Mocy	174
Sprzedaż praw majątkowych	22

↓

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Amortyzacja	450
Zużycie energii	162
w tym energia na potrzeby pompowania	157
Usługi obce	141
Koszty osobowe	138
Podatki i opłaty	50
w tym podatek od nieruchomości	43

↓

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	735
EBIT raportowany	487
EBITDA powtarzalna	937
EBITDA raportowana	937

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Wybrane elektrownie segmentu Energetyka Odnawialna otrzymują wynagrodzenie za wykonywanie obowiązku mocowego (pozostawanie przez jednostkę Rynku Mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do KSE oraz zobowiązanie do dostawy określonej mocy w okresie zagrożenia). Od połowy czerwca 2024 roku został wprowadzony w życie kolejny etap reformy Rynku Bilansującego. W efekcie powyższej reformy, elektrownie mają możliwość oferowania energii bilansującej i mocy bilansujących. Nowy katalog usług bilansujących obejmuje: rezerwę utrzymania częstotliwości, rezerwę odbudowy częstotliwości i rezerwę zastępczą. Nowe usługi bilansujące wchodzi w skład przychodów z tytułu świadczenia RUS. Kluczową dla segmentu Energetyka Odnawialna jest usługa Mocy Bilansujących.

Istotne pozycje kosztowe działalności w ramach segmentu stanowią: **zużycie energii na potrzeby pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych, amortyzacja aktywów segmentu oraz usługi obce**, głównie usługi remontowe i utrzymaniowe. Istotną pozycję kosztową działalności w ramach segmentu stanowi również **podatek od nieruchomości oraz koszty pracy**.

AKTYWA I DANE OPERACYJNE

W ramach Grupy Kapitałowej PGE działalnością operacyjną w zakresie energetyki odnawialnej zarządza 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 składają się:

- 22 farmy wiatrowe,
- 68 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.

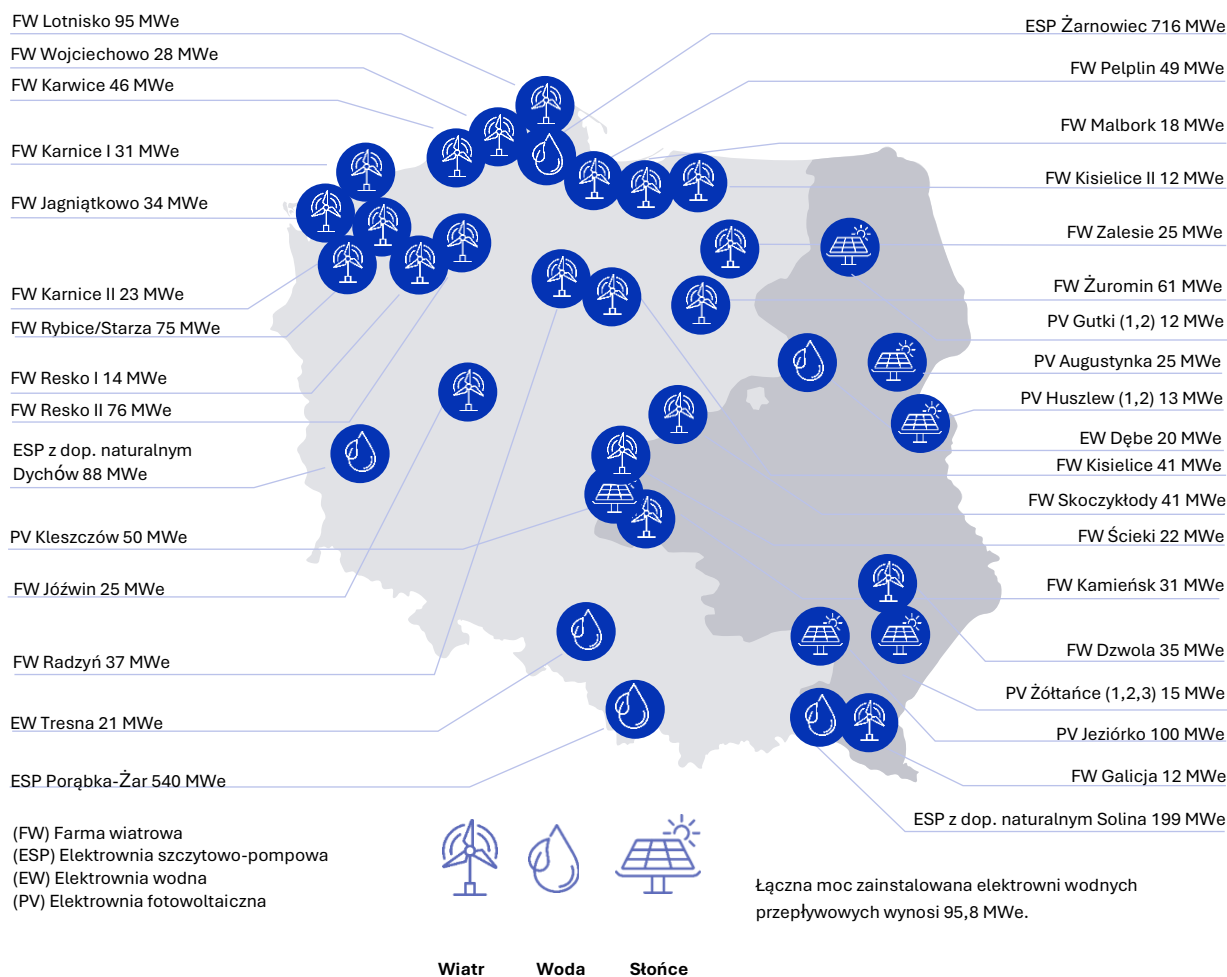
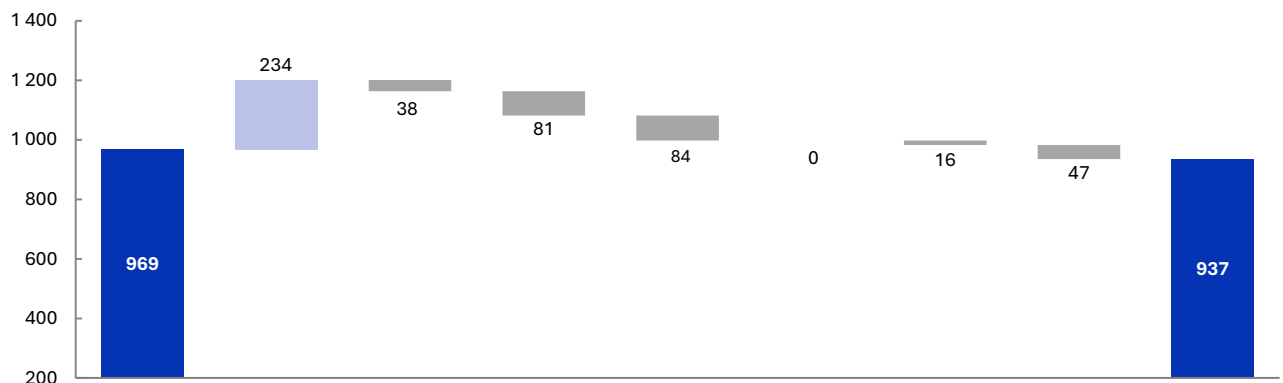


Tabela: Produkcja energii (GWh).

Rodzaje Elektrowni	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	588	415	173	42%
Elektrownie wodne przepływowe	157	189	-32	-17%
Elektrownie wiatrowe	719	823	-104	-13%
Elektrownie fotowoltaiczne	105	85	20	24%
Razem	1 569	1 512	57	4%

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



	EBITDA I pół. 2025	Przychody e.e. ¹	Przychody PM	Zakup e.e. dla ESP	Przychody RUS ²	Przychody Rynek Mocy	Koszty osobowe ³	Pozostałe	EBITDA I pół. 2026
Odchylenie	234	-38	-81	-84	0	-16	-47		
EBITDA raportowana I pół. 2025	968								
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025	-1								
EBITDA powtarzalna I pół. 2025	969	783	60	137	383	174	122	172	
EBITDA powtarzalna I pół. 2026		1 017	22	218	299	174	138	219	937
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2026									0
EBITDA raportowana I pół. 2026									937

¹ Pozycja zawiera przychody dot. energii elektrycznej z podstawowych technologii wytwarzania (wiatr, woda, PV, ESP).

² Z uwzględnieniem przychodów z tyt. usług bilansujących.

³ 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 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-	-1	1	-
Razem	-	-1	1	-

Kluczowe czynniki wpływające na wyniki segmentu Energetyka Odnawialna r/r:

- **Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikają z: wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 70 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o 129 mln PLN oraz wyższego wolumenu sprzedaży o 217 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 105 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych** wynikają z niższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 47 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 30 mln PLN, niższego wolumenu sprzedaży o 95 GWh, co wpłynęło na spadek przychodów o 8 mln PLN.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku wyższego wolumenu zakupu o 307 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 126 mln PLN oraz niższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 70 PLN/MWh r/r, co skutkowało spadkiem kosztów o 45 mln PLN. Wolumen zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania był wyższy z uwagi na większe wykorzystanie aktywów na usługi systemowe.
- **Niższe przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych** związane głównie z niższymi przychodami z tytułu usług bilansujących, ze względu na wzrost konkurencji na rynku.
- **Wzrost kosztów osobowych** jest przede wszystkim efektem wyższego zatrudnienia ze względu na rozwój obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej oraz podpisanych porozumień płacowych.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika przede wszystkim z wyższych kosztów prowadzenia działalności operacyjnej. Głównym czynnikiem są wyższe opłaty dystrybucyjne związane z większym wykorzystaniem aktywów pracujących w układzie szczytowo-pompowym na potrzeby świadczenia usług systemowych, co przełożyło się na wzrost kosztów o 23 mln PLN. Na pozostały wzrost tej pozycji wpływają wyższe koszty związane z rozwojem obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Odnawialna (mln PLN)¹.

	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	2 302	1 389	913	66%
▪ Rozwojowe	2 264	1 131	1 133	100%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	38	258	-220	-85%
Pozostałe	1	2	-1	-50%
Razem	2 303	1 391	912	66%

¹ Od 2026 roku spółka PGE Inwest 12 sp. z o.o. (projekt ESP Mtoty) została przeniesiona z segmentu Pozostała Działalność do segmentu Energetyka Odnawialna.

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

Budowa Morskich Farm Wiatrowych (MFW)

Zgodnie ze Strategią Grupy PGE osiągnięcie 4 GW mocy (w eksploatacji) w obszarze energetyki morskiej jest celem do 2035 roku. Grupa PGE dysponuje obecnie 9 pozwoleniami lokalizacyjnymi dla morskich farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim. Trzy pozwolenia lokalizacyjne Grupa PGE uzyskała w 2012 roku (o łącznym potencjale mocy ok. 3,4 GW), a pięć kolejnych pozwoleń (o łącznym potencjale mocy ok. 3,9 GW) zostało pozyskanych w 2023 roku. Ostatnie pozwolenie pochodzi z przejętego w 2026 roku projektu FEW Bałtyk II o mocy ok. 350 MW, nabytego od Grupy RWE i realizowanego obecnie wspólnie z projektem Baltica 9, jako zintegrowany projekt Baltica 9+. Przekazanie do eksploatacji pierwszego projektu – Baltica 2 o mocy ok. 1,5 GW – planowane jest w IV kwartale 2027 roku.

- **Projekt Baltica 1** (ok. 0,9 GW)

Projekt Baltica 1 to projekt znajdujący się ok. 80 km na północ od polskiego wybrzeża Morza Bałtyckiego w rejonie Ławicy Środkowej. Projekt nie uzyskał wsparcia w aukcji przeprowadzonej w grudniu 2025 roku na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w MFW i wprowadzonej do sieci. W konsekwencji projekt podlega rekonfiguracji i jest brany pod uwagę do udziału w aukcji w 2027 roku. W II kwartale 2026 roku uzyskano Decyzję o Środowiskowych Uwarunkowaniach dla infrastruktury przyłączeniowej.

- **Projekt Baltica 2** (ok. 1,5 GW)

Projekt Baltica 2, realizowany z wspólnie z Ørsted w formule 50/50, obecnie jest na etapie budowy. W styczniu 2025 roku podjęto finalną decyzję inwestycyjną oraz uzyskano finansowanie w formule Project Finance. W ramach umowy na budowę układu wyprowadzenia mocy w części lądowej trwają zaawansowane prace montażowe kluczowych urządzeń, tj. rozdzielnic GIS, filtrów harmonicznych i transformatorów STATCOM, trwa układanie kabli eksportowych w kierunku przyłącza morskiego. W I kwartale 2026 roku zakończono wykonywanie przewiertów kierowanych morze-ład w nowoczesnej technologii HDD (ang. Horizontal Directional Drilling). W II kwartale 2026 roku zakończono oczyszczanie dna morskiego z głazów i trasowanie w korytarzu kabli eksportowych i wewnętrznych oraz rozpoczęto instalację fundamentów. W sierpniu 2026 roku zakończono instalację wszystkich 111 monopali, obejmujących fundamenty pod 107 turbin wiatrowych oraz 4 morskie stacje transformatorowe. Równocześnie kontynuowano prefabrykację 4 morskich stacji transformatorowych (OSS), kabli oraz uruchomiono pierwsze prace w zakresie produkcji turbin.

- **Projekt Baltica 3** (ok. 1 GW)

Projekt Baltica 3 przeszedł proces optymalizacji. W kwietniu 2026 roku złożono wniosek o zmianę Decyzji o Środowiskowych Uwarunkowaniach oraz Pozwolenia na Wznoszenie Sztucznych Wysp (PszW), z uwzględnieniem założeń technicznych wynikających z przeprowadzonej w 2025 roku rekonfiguracji. W maju 2026 roku podpisano umowę z firmą Projmors ASE Group sp. z o.o. w zakresie rozpoczęcia budowy wyprowadzenia mocy w części lądowej i prowadzenia prac przygotowawczych, a w dniu 21 maja 2026 roku dokonano formalnego otwarcia dziennika budowy w tym zakresie. W czerwcu 2026 roku zakończono postępowanie przetargowe na przeprowadzenie badań archeologicznych dla obszaru lądowej stacji transformatorowej i ławy kablowej. Podpisanie umowy z firmą Pomerania sp. z o.o. nastąpiło w sierpniu 2026 roku.

- **Projekt Baltica 9+** (ok. 1,3 GW)

Projekt jest w fazie przygotowania do realizacji. W marcu 2026 roku sfinalizowano nabycie 100% udziałów w RWE Offshore Wind Poland sp. z o.o. (obecnie Elektrownia Wiatrowa Baltica + sp. z o.o.) posiadającej projekt FEW Bałtyk II o mocy ok. 350 MW. Projekt posiada wsparcie w postaci kontraktu różnicowego, uzyskanego w ramach tzw. I fazy rozwoju offshore. FEW Bałtyk II zlokalizowany jest obok Baltica 9, co umożliwi osiągnięcie łącznej mocy morskiej

farmy wiatrowej ok. 1,3 GW. W I kwartale 2026 roku uzyskano Pozwolenie na Układanie i Utrzymywanie Kabli na Morzu Terytorialnym oraz w Wyłącznej Strefie Ekonomicznej. W czerwcu 2026 roku podpisano umowę z konsorcjum firm: Projmors ASE Group sp. z o.o., ABL Group Polska (OWC) oraz Energoprojekt-Katowice S.A. na przygotowanie projektu infrastruktury przyłączeniowej. W I półroczu 2026 roku prowadzono prace związane z przygotowaniem postępowań m.in. na wykonanie projektu robót geologicznych dla szczegółowych badań geologicznych i geofizycznych, opracowanie studium meteorologiczno-oceanograficznego oraz przygotowanie raportu o oddziaływaniu na środowisko wraz z uzyskaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla infrastruktury przyłączeniowej Baltica 9+.

Budowa Portu O&M (Operations and Maintenance) w Ustce

Budowa jest w fazie realizacji. 22 czerwca 2026 roku uzyskano Pozwolenie na Użytkowanie dla zaplecza budowy Morskiej Farmy Wiatrowej. W ramach prac hydrotechnicznych zrealizowano prace wykończeniowe nabrzeża (montaż pachotów cumowniczych i drabinek wyjściowych) oraz kontynuowano prace czerpalne i umacnianie dna, a także rozpoczęto realizację ścianki berlińskiej w obrębie nabrzeża basenu budowlanego. Do realizacji pozostało wykonanie instalacji wewnętrznych i prac wykończeniowych budynku biurowo-magazynowego oraz zagospodarowanie terenu wokół budynku bazy wraz z budową placów manewrowo-składowych.

Program Budowy Instalacji Fotowoltaicznych GK PGE

Dotychczas w ramach Programu odebrano projekty o łącznej mocy ok. 306 MW. Energię elektryczną produkują instalacje o mocy ok. 319 MW, uwzględniając również projekty po energetyzacji, a przed odbiorem końcowym. W II kwartale 2026 roku produkcję energii rozpoczęły PV Trzciano, PV Pleszew Nowa. Równolegle kontynuowano realizację projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 112 MW.

Program Kompleksowej Modernizacji ESP Porąbka-Żar

PGE Energia Odnawialna S.A. zawarła 20 lipca 2026 roku umowę pożyczki z NFOŚiGW w ramach KPO na modernizację ESP Porąbka Żar w zakresie „Modernizacji górnego zbiornika, górnego i dolnego ujęcia wody oraz sztolni derywacyjnych Elektrowni Szczytowo-Pompowej Porąbka-Żar” planowany koszt 203 mln PLN, przyznane finansowanie zwrotne 153 mln PLN. Prace w zakresie modernizacji zbiornika zrealizowane zostały w 2024 roku przez konsorcjum firm w składzie Energoprojekt Warszawa SA, jako lider konsorcjum, oraz WALO Polska sp. z o.o. Prace modernizacyjne na ujęciach wody i sztolniach derywacyjnych zrealizowała firma Energoprojekt Warszawa S.A., a wśród podwykonawców znalazły się polskie podmioty.

W grudniu 2025 roku PGE Energia Odnawialna S.A. odstąpiła od umowy z Generalnym Wykonawcą modernizacji części technologicznej (Konsorcjum firm GE Hydro France S.A.S. i Mostostal Warszawa S.A.) między innymi z uwagi na zwłokę w realizacji inwestycji, brak możliwości jej terminowego ukończenia oraz prowadzenie prac w sposób nieprawidłowy. Trwa rekonfiguracja projektu w tym zakresie.

Projekt budowy Bateriajnego Magazynu Energii Elektrycznej (BMEE) w Żarnowcu

Projekt jest w fazie realizacji. Obejmuje budowę magazynu energii elektrycznej o mocy 263 MW i pojemności nominalnej ok. 1 020 MWh, wraz z wyprowadzeniem mocy. Projekt uzyskał 17 - letni kontrakt w aukcji Rynku Mocy na 2029 rok. W I półroczu 2026 roku kontynuowano prace na budowie magazynu i trasie wyprowadzenia mocy. W marcu 2026 roku rozpoczęto realizację dostaw i montażu na terenie budowy jednostek magazynujących. Zabudowa wszystkich jednostek magazynujących oraz prace w zakresie wyprowadzenia mocy z magazynu wraz transformatorem wysokiego napięcia zakończyły się w sierpniu 2026 roku.

Projekt budowy magazynu energii elektrycznej w Gryfinie

W I kwartale 2026 roku prowadzono prace związane z postępowaniem przetargowym mającym na celu wybór generalnego wykonawcy inwestycji obejmującej zaprojektowanie i budowę bateriajnego Magazynu Energii Gryfino. 23 kwietnia 2026 roku zawarto umowę z konsorcjum dwóch polskich firm: SPEC BAU POLSKA sp. z o.o. oraz EL PROFESSIONAL sp. z o.o., które będzie pełnić funkcję generalnego wykonawcy inwestycji. 27 kwietnia 2026 roku podpisano umowę na świadczenie usług Inżyniera Kontraktu z firmą Elbis sp. z o.o. Obecnie trwają prace nad dokumentacją projektową, w tym nad projektem podstawowym oraz projektami budowlanymi. Zakończenie budowy planowane jest na 2028 rok.

Integracja magazynów energii z OZE (ok. 190 MW)

W I półroczu 2026 roku realizowane były prace związane z przygotowaniem i przeprowadzeniem postępowań przetargowych. 2 kwietnia 2026 roku ogłoszono postępowanie na dostawę jednostek magazynowych oraz stacji transformatorowych dla magazynów energii elektrycznej: Lotnisko, Ścieki, Wojciechowo oraz Pelplin. 20 maja 2026 roku wpłynęły 2 oferty w ramach ogłoszonego postępowania przetargowego. 15 lipca 2026 roku ogłoszono

postępowanie na wykonanie prac instalacyjnych, elektroenergetycznych oraz teleinformatycznych z powierzonych jednostek magazynowych oraz stacji transformatorowych. Otwarcie ofert nastąpiło 20 sierpnia 2026 roku. Zakończenie prac planowane jest na 2028 rok.

Budowa elektrowni szczytowo-pompowej Młoty (ESP Młoty)

W PGE Inwest 12 sp. z o.o. trwają prace związane z projektem ESP Młoty. Kontynuowany jest proces uzyskiwania decyzji środowiskowej. Po złożeniu zaktualizowanego raportu oddziaływania na środowisko i uzyskaniu pozytywnej opinii sanitarnej, RDOŚ we Wrocławiu wystąpił o uzupełnienie dokumentacji, nad którym obecnie prowadzone są prace. Równolegle realizowane są działania związane z przygotowaniem infrastruktury wyprowadzenia mocy, współpracą z jednostkami samorządowymi oraz analizą mechanizmów wsparcia finansowego inwestycji. W celu wsparcia procesu środowiskowego uruchomiono również monitoring hydrologiczny na rzece Bystrzyca.

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

Cel projektu	Budżet ¹	Nakłady łącznie ¹	Nakłady w I półroczu 2026 roku ¹	Sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa MFW Baltica 2 [udział GK PGE 50%] ²	~15,0 mld PLN	5,82 mld PLN	1,62 mld PLN	42%	Multi-contracting	IV kwartał 2027 roku
Budowa BMEE w Żarnowcu	~1,3 mld PLN	0,55 mld PLN	0,51 mld PLN	85%	LG Energy Solution Wrocław sp. z o.o.	II kwartał 2027 roku

¹ Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania.

² Podane wartości dotyczą udziału GK PGE.

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.

[illegible]

² Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup gazu).

Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z Rynku Mocy**. Dodatkową pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z tytułu świadczenia Regulacyjnych Usług Systemowych**. Segment generuje także dodatkowy **wynik na obrocie gazem**.

W skład segmentu Energetyka Gazowa wchodzi:

- 2 bloki należące do PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o., każdy o mocy zainstalowanej 683 MW, pracujące w oparciu o gaz (blok nr 9 został oddany do eksploatacji 14 sierpnia 2024 roku, natomiast blok nr 10 – 18 października 2024 roku),
- 1 blok o mocy 882 MW będący w budowie w PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.

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

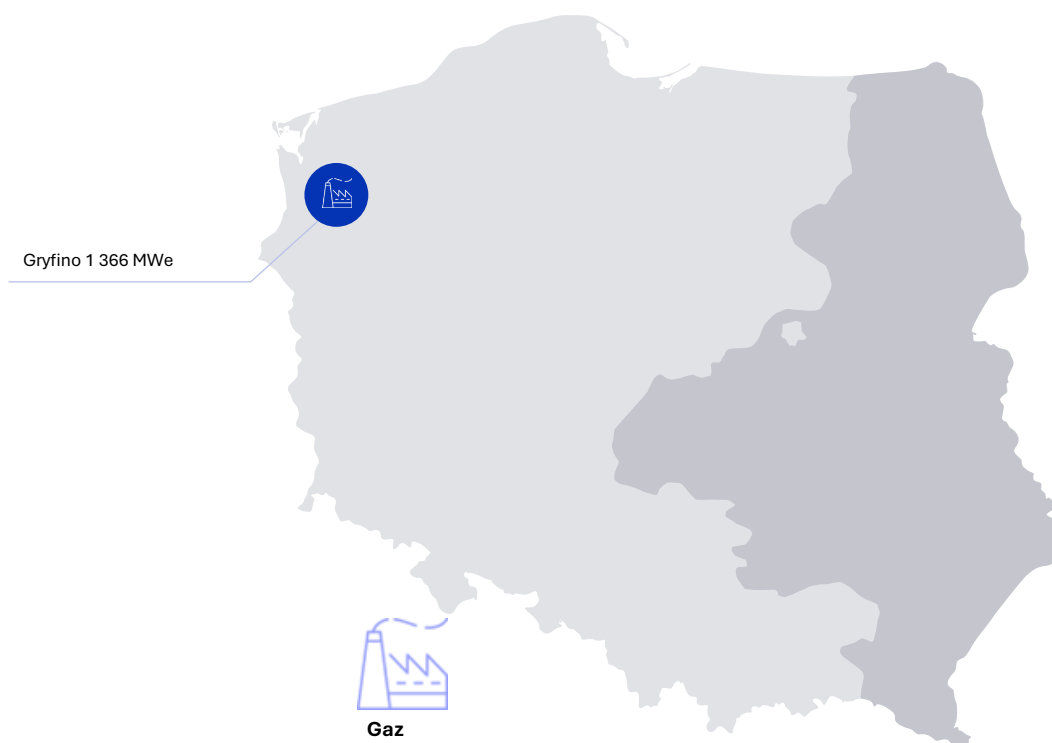
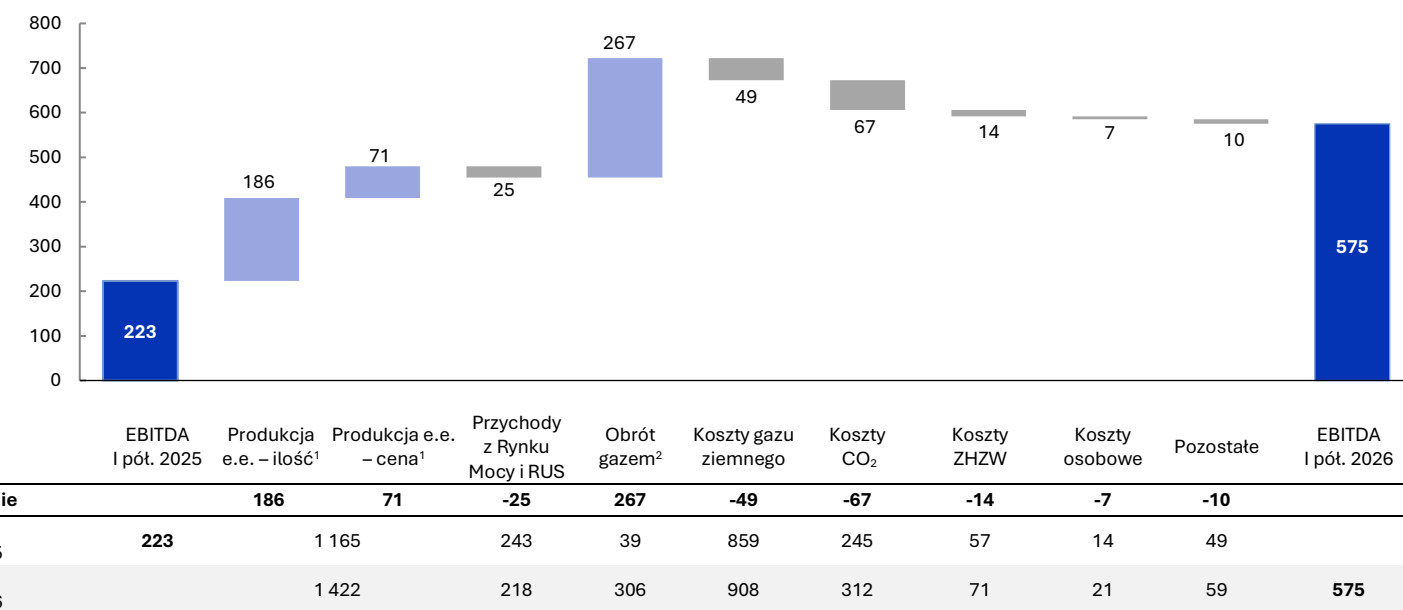


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Gaz	2,47	2,13	0,34	16%
Razem	2,47	2,13	0,34	16%

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



¹ Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

² Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup gazu).

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Gazowa r/r:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej netto** z uwagi na: wyższy wolumen sprzedaży o 0,3 TWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o ok. 186 mln PLN, przy wyższej średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej o 29,8 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 71 mln PLN.
- **Niższe przychody z Rynku Mocy**, ze względu na niższy udział Elektrowni Gryfino Dolna Odra w sumie mocy dyspozycyjnych Grupy. Jednocześnie **niższe przychody z RUS** z tytułu usług bilansujących ze względu na wzrost konkurencji na rynku.
- **Wyższy wynik uzyskany na obrocie gazem** w efekcie sprzyjających warunków rynkowych.
- **Wyższe koszty zużycia gazu ziemnego** na skutek wyższego zużycia tego paliwa o 2,1 PJ z powodu wyższej produkcji energii elektrycznej o 0,3 TWh, co wpłynęło na wzrost kosztów o 135 mln PLN, przy niższej cenie o 5,6 PLN/GJ mającej wpływ na obniżenie kosztów o 86 mln PLN.
- **Wyższe koszty CO₂** na skutek wyższej emisji o 0,1 mln ton CO₂ w efekcie wyższej produkcji energii elektrycznej oraz z powodu wyższego średniego jednostkowego kosztu CO₂ o 37,0 PLN/t. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty ZHZW** ze względu na wyższy wolumen zarządzanej energii elektrycznej.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku ze wzrostem zatrudnienia na skutek uzupełniania kompetencji w PGE Nowy Rybnik sp. z o.o. oraz w PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.

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

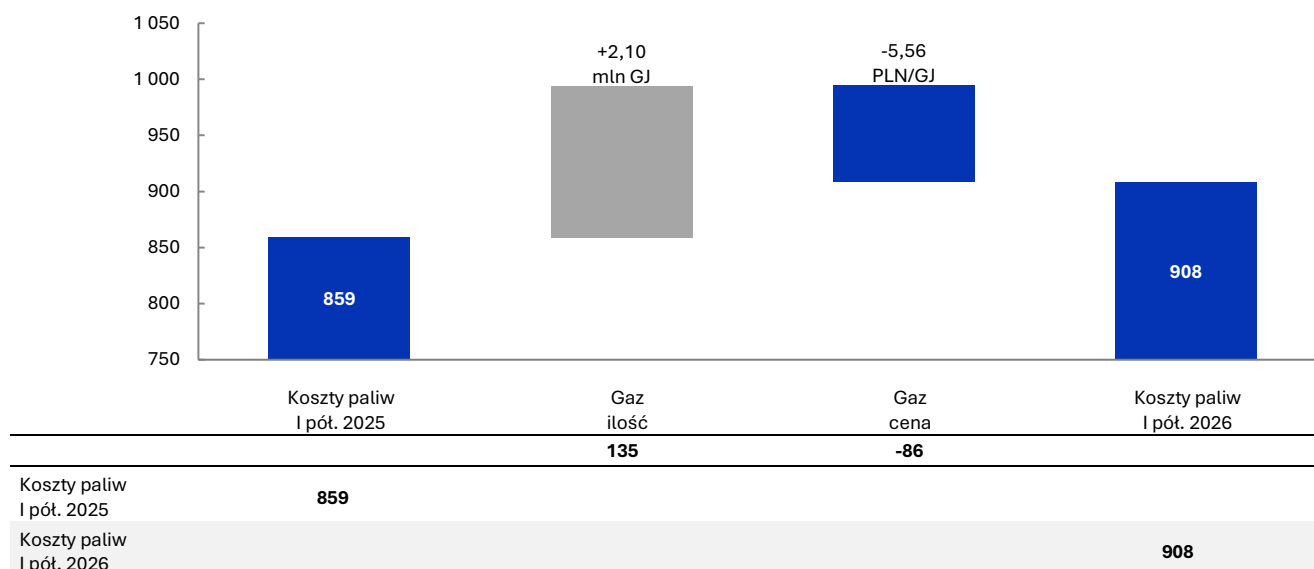


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Gazowa.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2026		I półrocze 2025		Zmiana %	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. m ³)	(mln PLN)	(tys. m ³)	(mln PLN)	(tys. m ³)	(mln PLN)
Gaz	413 133	908	351 780	859	17%	6%
Razem	413 133	908	351 780	859	17%	6%

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

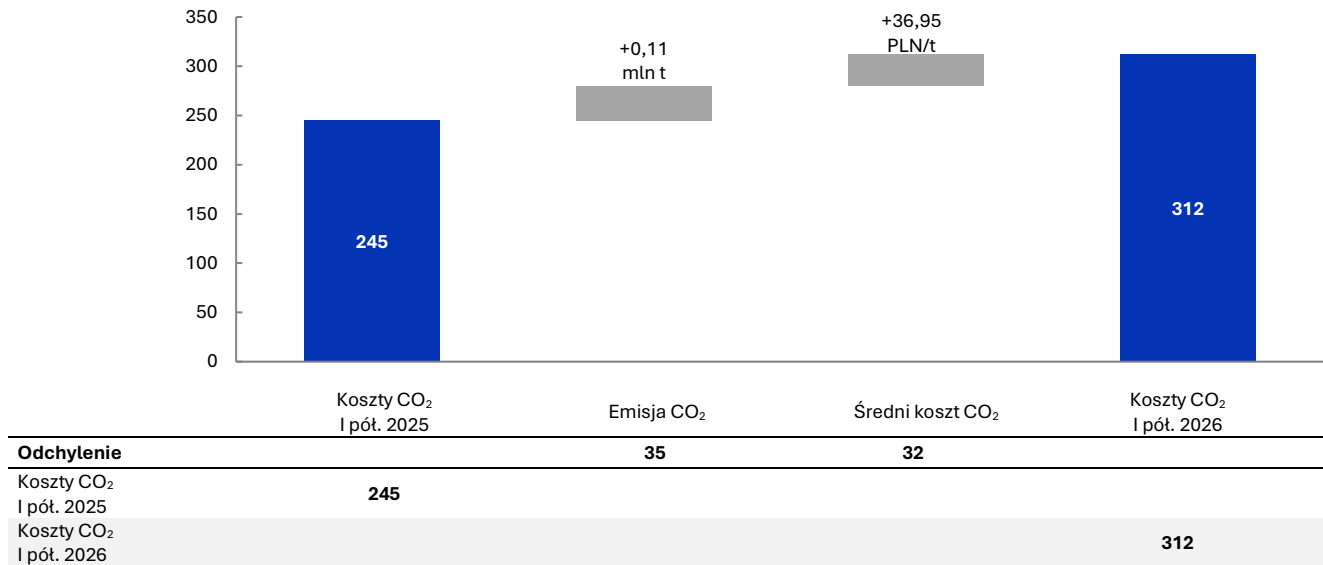


Tabela: Dane dotyczące CO₂ w segmencie Energetyka Gazowa.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Emisja CO ₂ (tony)	861 464	753 345	108 119	14%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	362,17	325,22	36,95	11%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Gazowa (mln PLN).

	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	323	1 255	-932	-74%
▪ Rozwojowe	309	1 248	-939	-75%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	14	7	7	100%
Razem	323	1 255	-932	-74%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTCIE ENERGETYKA GAZOWA

Projekt **budowy bloku gazowo-parowego o mocy 882 MW brutto w Rybniku** (PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.) jest na zaawansowanym etapie budowy. W II kwartale 2026 roku zostały dostarczone i zamontowane na obiekcie ostatnie elementy turbiny gazowej. Prowadzone są prace rozruchowe na wybranych układach technologicznych oraz na stacji przygotowania gazu. Trwają prace w obrębie układu wody chłodzącej w zakresie kablowania. Po stronie mechanicznej prace są już na ukończeniu.

Program Budowy Mocy Gazowych

- Projekt **Budowa Elektrowni Gazowej OCGT Rybnik** (ok. 600 MW) jest w fazie realizacji. W marcu 2026 roku podpisano umowę z Konsorcjum w składzie: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o. (członek konsorcjum), Siemens Energy Global GmbH & Co. KG (członek konsorcjum). W czerwcu 2026 roku opublikowano ogłoszenie o postępowaniu przetargowym na wybór wykonawcy do budowy układu wyprowadzenia mocy dla tej inwestycji.
- Projekt **Budowa Elektrowni Gazowej OCGT Gryfino** (ok. 600 MW) jest w fazie realizacji. W marcu 2026 roku podpisano umowę z Konsorcjum w składzie: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o. (członek konsorcjum), Siemens Energy Global GmbH & Co. KG (członek konsorcjum). W lipcu 2026 roku opublikowano ogłoszenie o postępowaniu przetargowym na wybór wykonawcy do budowy układu wyprowadzenia mocy dla tej inwestycji.

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE ENERGETYKA GAZOWA

Cel projektu	Budżet¹	Nakłady łącznie²	Nakłady w I półroczu 2026 roku	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa bloku gazowo-parowego w PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.	3,7 mld PLN ¹	2,9 mld PLN	0,1 mld PLN	Gaz ziemny / 63,9%	Konsorcjum firm: Polimex Mostostal S.A. (lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co. KG	I kwartał 2027 roku

¹ Decyzją Komitetu Inwestycyjnego PGE S.A. obniżony został budżet projektu (ograniczono kwotę rezerwy projektowej).

² Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) oraz pozostałych wykonawców.

Przedmiotem działalności segmentu jest wydobywanie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach węglowych.



Energetyka Węglowa

[illegible]² Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

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

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią **przychody z Rynku Mocy**, które skompensowały przychody z tyt. świadczenia Regulacyjnych Usług Systemowych. Wycofane zostały usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (IRZ) oraz operacyjna rezerwa mocy (ORM), pozostały natomiast głównie przychody z realokacji mocy. Od połowy czerwca 2024 roku został wprowadzony w życie kolejny etap reformy Rynku Bilansującego. W efekcie powyższej reformy elektrownie mają możliwość oferowania energii bilansującej i mocy bilansujących. Nowy katalog usług bilansujących obejmuje: rezerwę utrzymania częstotliwości, rezerwę odbudowy częstotliwości i rezerwę zastępczą.

Dodatkowo segment uzyskuje **przychody ze sprzedaży ciepła**, produkowanego w elektrowniach systemowych.

AKTYWA

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

Segment Energetyka Węglowa jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 96%¹ krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 27%² krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węgla kamiennym.

² Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.

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

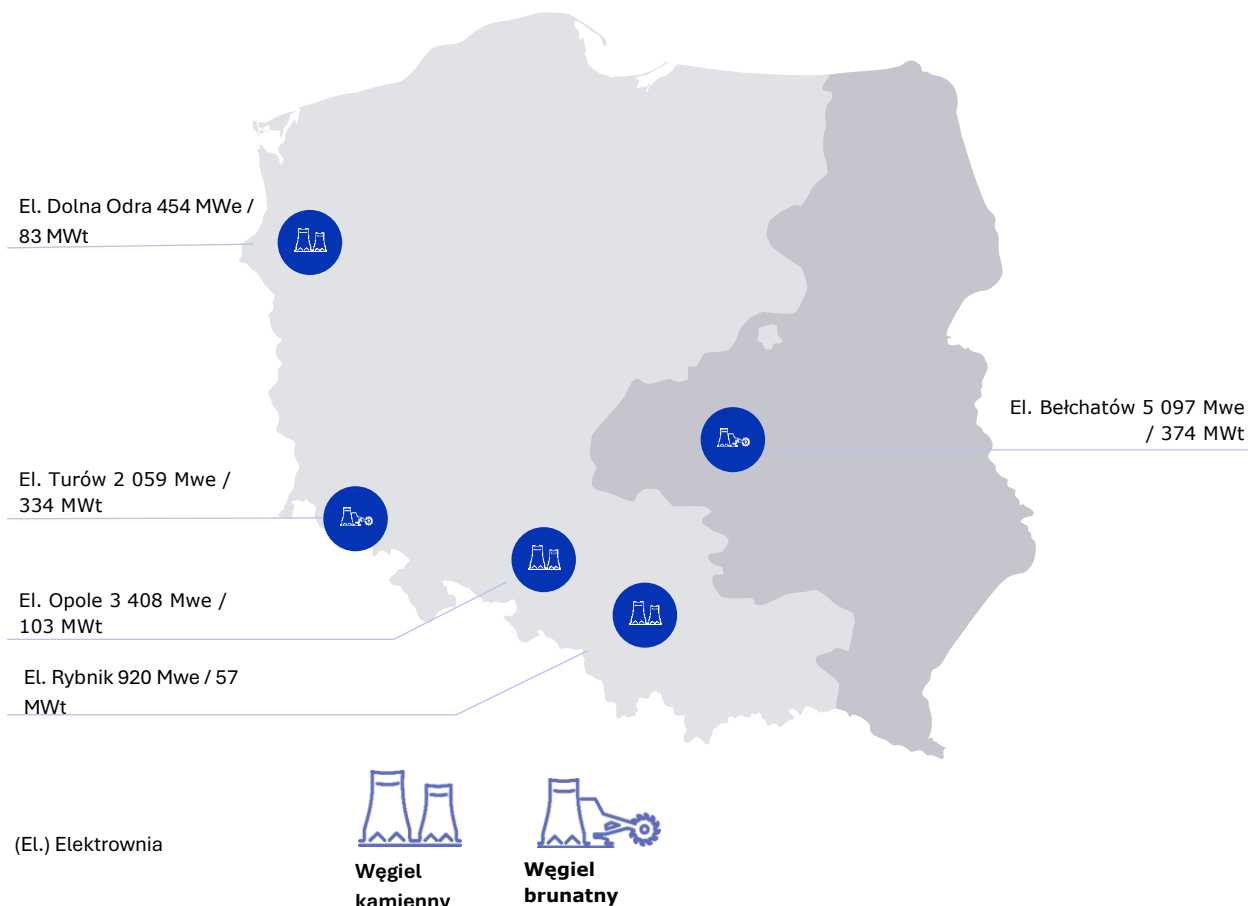


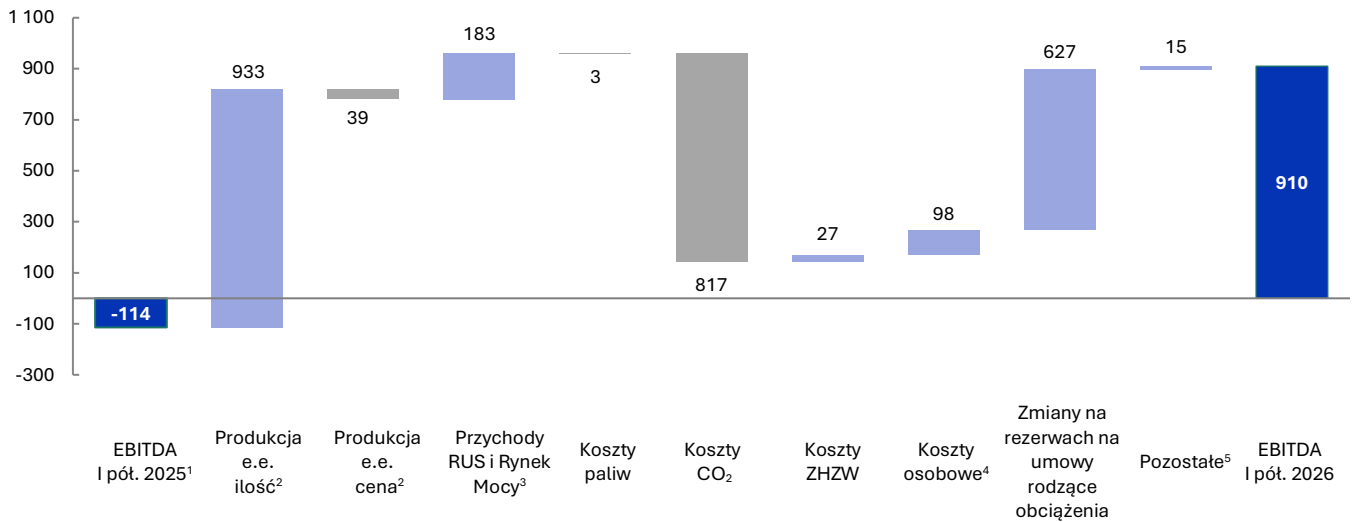
Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	6,58	5,03	1,55	31%
Węgiel brunatny	14,75	14,52	0,23	2%
Biomasa	0,00	0,01	-0,01	-100%
Razem	21,33	19,56	1,77	9%

Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,36	0,36	0,00	0%
Węgiel brunatny	1,40	1,34	0,06	4%
Razem	1,76	1,70	0,06	4%

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



Odchylenie	933	-39	183	-3	-817	27	98	627	15	
EBITDA raportowana I pół. 2025	-119									
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025	-5									
EBITDA powtarzalna I pół. 2025	-114	9 912	1 650	1 150	6 789	393	1 847	-549	948	
EBITDA powtarzalna I pół. 2026		10 806	1 833	1 153	7 606	366	1 749	78	933	910
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2026										102
EBITDA raportowana I pół. 2026										1 012

¹ Dane za I półrocze 2025 roku zostały doprowadzone do porównywalności.

² Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

³ Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

⁴ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu kosztów Programu Dobrowolnych Odejść oraz zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).

⁵ Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej, rozwiązania rezerwy na jednorazowe świadczenie z tytułu wydzielenia NABE, rozliczenia odpisu Funduszu WRC, rozwiązania rezerwy z tytułu zawarcia umowy z wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów oraz odpisu zapasów strategicznych (zdarzenia jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	8	-77	85	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-	-8	8	-
Program Dobrowolnych Odejść	-37	-	-37	-
Rozwiązanie rezerwy na jednorazowe świadczenie - wydzielenie NABE	-	187	-187	-
Korekta odpisu na Fundusz WRC za poprzednie okresy	-	5	-5	-
Odpis zapasów strategicznych	-4	-112	108	-96%
Rozwiązanie rezerwy z tytułu zawarcia umowy z wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów	135	0	135	-
Razem	102	-5	107	-

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Węglowa r/r:

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z: wyższego wolumenu sprzedaży o 1,8 TWh, co wpłynęło na zwiększenie przychodów o ok. 933 mln PLN przy niższej średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej o 1,9 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 39 mln PLN.
- **Wyższy wynik uzyskany z Rynku Mocy** głównie na skutek wyższego udziału elektrowni segmentu w sumie mocy dyspozycyjnych Grupy oraz wyższej średniej ceny obowiązku mocowego. Powyższy efekt został pomniejszony przez **niższe przychody z RUS** ze względu na wzrost konkurencji na rynku.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego na skutek wyższego zużycia tego paliwa o 13,6 PJ przy niższej cenie o 4,6 PLN/GJ. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.

- **Wyższe koszty CO₂** spowodowane wyższym poziomem emisji CO₂ o 1,8 mln ton na skutek wyższej produkcji energii elektrycznej, przy wyższym średnim koszcie CO₂ o 10,7 PLN/t. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Niższe koszty ZHZW** głównie z uwagi na niższy wolumen obrotu energią na Rynku Bilansującym objęty umową.
- **Niższe koszty osobowe** głównie w związku ze spadkiem średniego poziomu zatrudnienia.
- **Pozytywna zmiana na rezerwach na umowy rodzące obciążenia** z uwagi na rozwiązywanie rezerw w trakcie II kwartału 2026 roku oraz zawiązania rezerw w II kwartale 2025 roku.

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

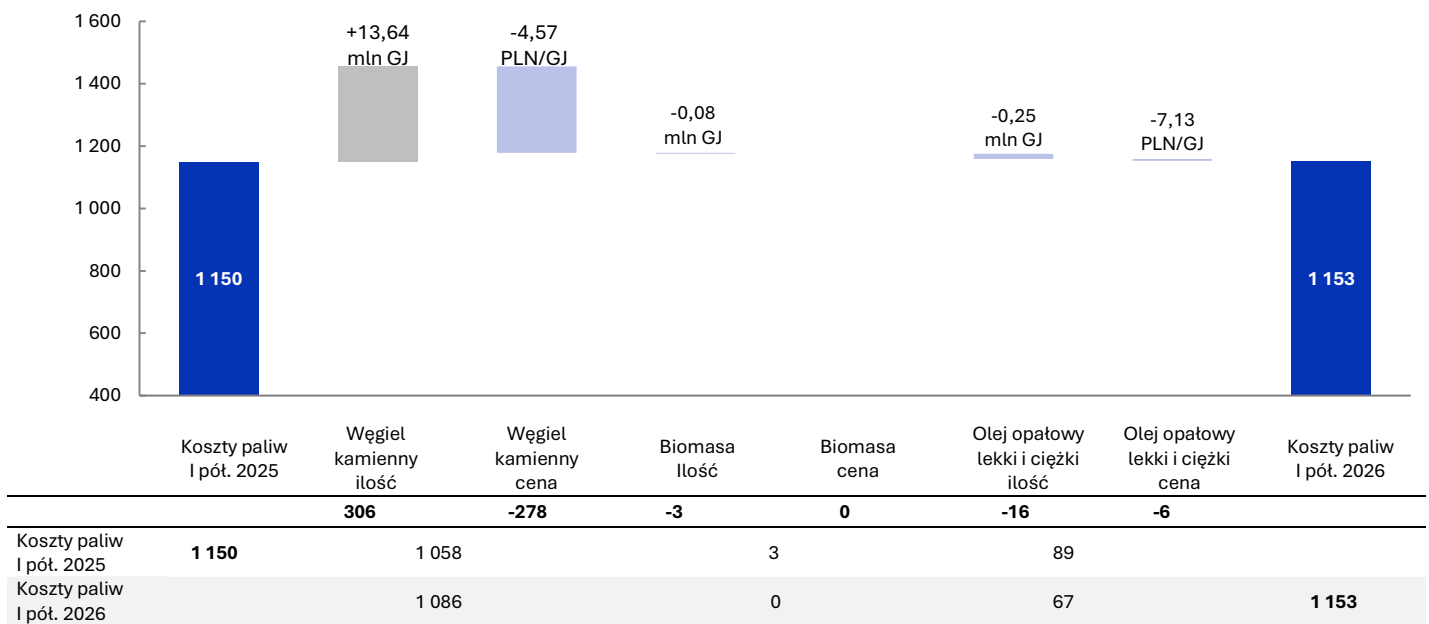


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Energetyka Węglowa.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2026		I półrocze 2025		Zmiana %	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	2 692	1 086	2 148	1 058	25%	3%
Biomasa	0	0	5	3	-100%	-100%
Olej opałowy lekki i ciężki	29	67	35	89	-17%	-25%
Razem		1 153		1 150		0%

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

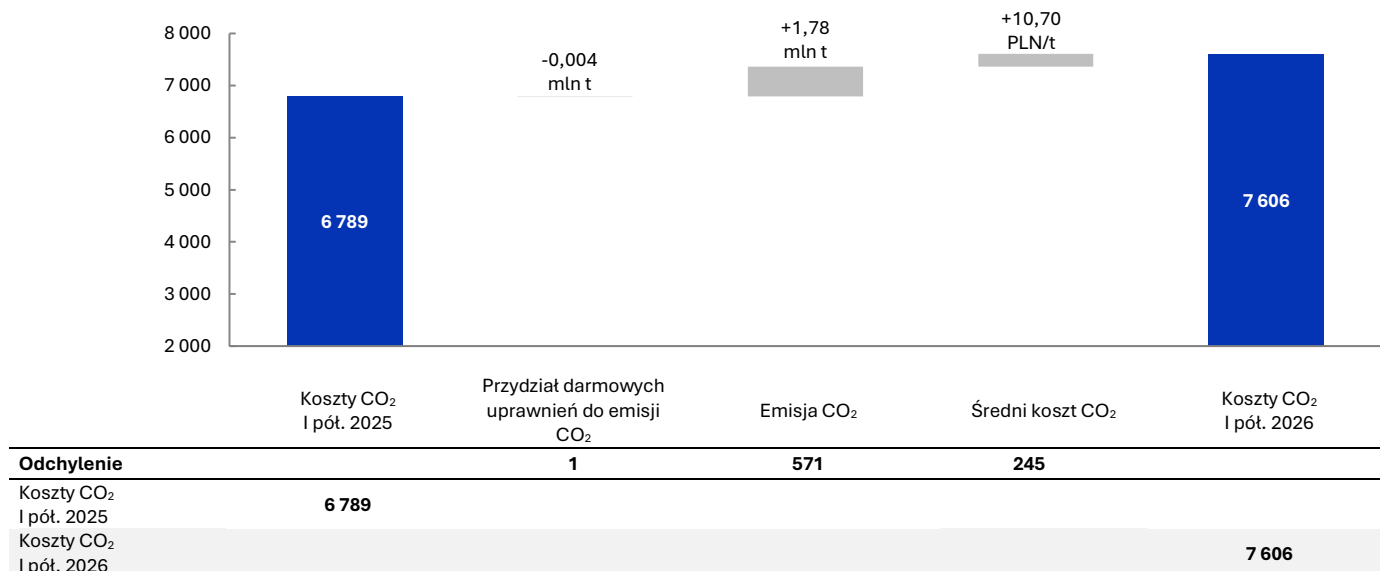


Tabela: Dane dotyczące CO₂ w segmencie Energetyka Węglowa.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	17 064	20 955	-3 891	-19%
Emisja CO ₂ (tony)	22 911 959	21 136 752	1 775 207	8%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	332,21	321,51	10,70	3%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Węglowa (mln PLN).

	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	152	276	-124	-45%
▪ Rozwojowe	1	5	-4	-80%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	151	271	-120	-44%
Pozostałe	2	4	-2	-50%
Razem	154	280	-126	-45%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA WĘGLOWA

- W zakresie zadania dotyczącego **budowy bloku nr 7 w Elektrowni Turów** obciążono Wykonawcę kosztami powierzenia częściowego usunięcia wad osobie trzeciej, wystawiając i doręczając noty obciążeniowe na kwotę ok. 5,5 mln PLN. Wykonawca odrzucił przyjęcie not. 17 czerwca 2026 roku, w Prokuraturii Generalnej RP, podpisano Ugodę przed mediatorem, kończąc trwający od 2023 roku proces mediacji. W tym samym dniu, w Sądzie Okręgowym w Łodzi, złożony został wniosek o zatwierdzenie Ugody. Szczegółowy opis: [Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów](#).

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

[illegible]

² Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

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 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 i 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 KOGENERACJA S.A., PGE Toruń S.A. oraz PGE Zielona Góra S.A.

Podobnie jak w przypadku segmentu Energetyka Węglowa 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 Węglowa, elektrociepłownie z reguły nie pełnią aktywnej roli w procesie kształtowania cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Produkcja ciepła i energii elektrycznej bezpośrednio związana jest z kluczowymi kosztami zmiennymi segmentu – **kosztem zużycia paliw produkcyjnych** (przede wszystkim węgla kamiennego i gazu ziemnego) oraz **kosztem opłat za emisję CO₂**.

Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest dodatkowo wynagradzane. Elektrociepłownie uzyskują wsparcie na poziomie pokrywającym zwiększone koszty operacyjne produkcji. Mechanizm wsparcia funkcjonuje także dla źródeł wytwórczych opalanych biomasą. Ten rodzaj produkcji jest dodatkowo wynagradzany poprzez przyznawanie **świadczeń pochodzenia**, których sprzedaż stanowi dodatkowy przychód. W ramach segmentu taki przychód uzyskiwany jest w EC Szczecin. Istotną pozycję w przychodach segmentu stanowią **przychody z Rynku Mocy**.

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.

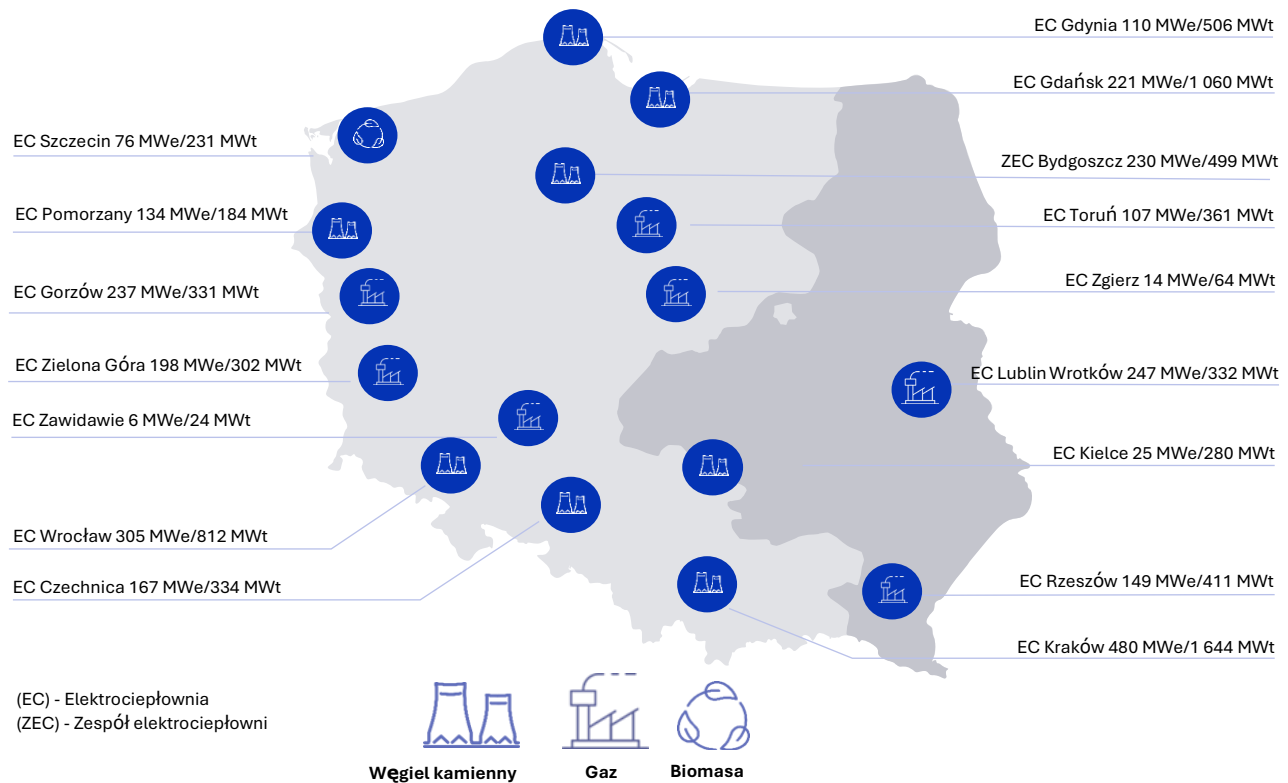
AKTYWA

W skład segmentu wchodzi spółki: PGE Energia Ciepła S.A., KOGENERACJA S.A., PGE Zielona Góra S.A., PGE Toruń S.A., MEGAZEC sp. z o.o., PGE EC Operator sp. z o.o. oraz sieć ciepłownicza w Gryfinie.

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.¹



¹ Od 2026 roku aktualizacja metodologii wyznaczania mocy zainstalowanych.

Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	1,84	1,89	-0,05	-3%
Gaz ziemny	2,56	2,24	0,32	14%
Biomasa	0,14	0,16	-0,02	-13%
Inne	0,03	0,02	0,01	50%
Razem	4,57	4,31	0,26	6%

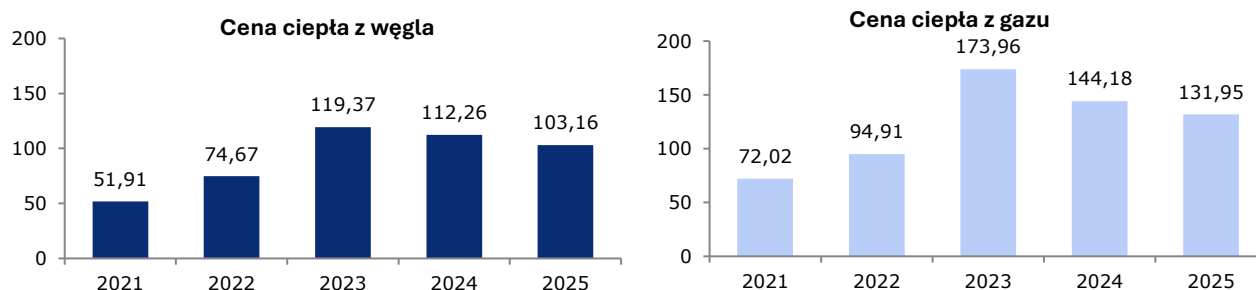
Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	19,27	19,56	-0,29	-1%
Gaz ziemny	7,30	6,17	1,13	18%
Biomasa	2,65	1,06	1,59	150%
Inne	0,88	0,51	0,37	73%
Razem	30,10	27,30	2,80	10%

TARYFY W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

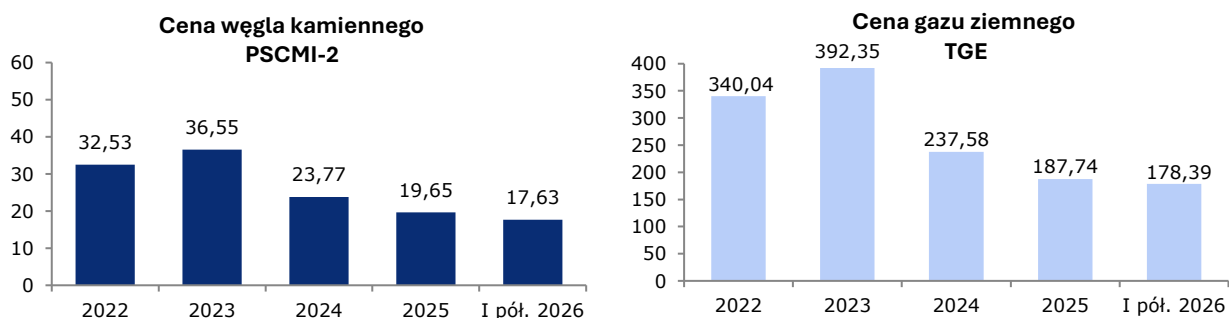
Przychody ze sprzedaży ciepła dla elektrociepłowni są taryfowane w ramach tzw. metody uproszczonej, cechuje je więc względne opóźnienie w przenoszeniu kosztów (roczne lub dwuletnie). Bazują one bowiem na dynamice r/r średnich kosztów (uwzględniającej wykorzystywane paliwa) ponoszonych przez jednostki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

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



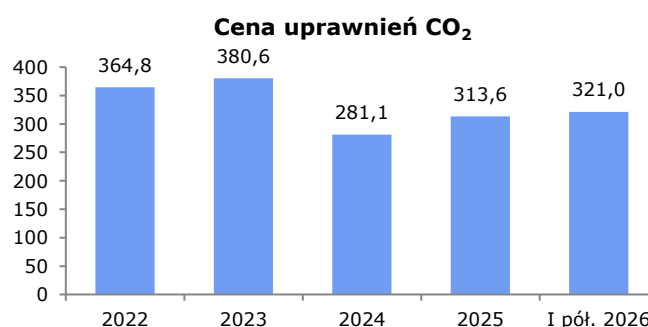
Źródło: URE.

Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2³ i gazu (PLN/MWh) - TGE.



Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO₂⁴ (PLN/t).



Źródło: ICE.

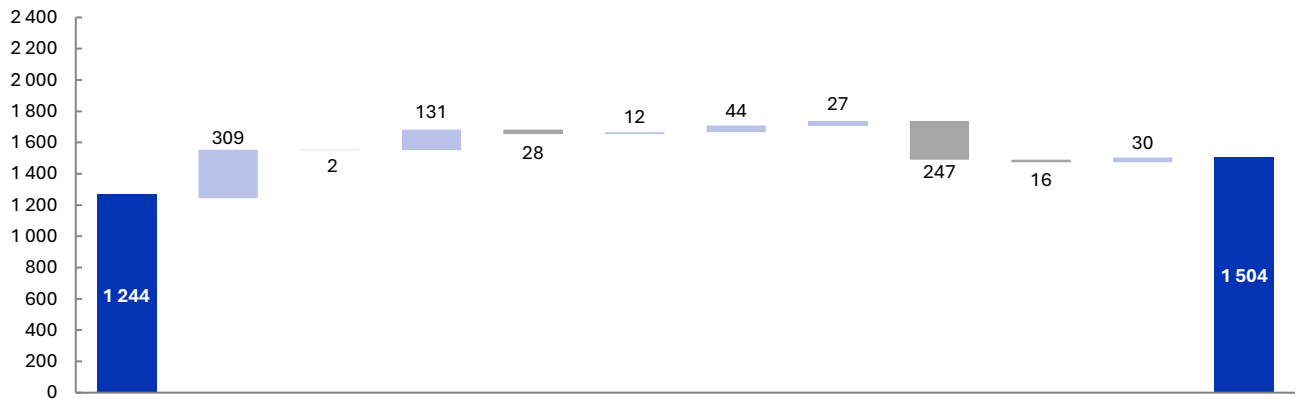
Referencyjna cena ciepła z węgla spadła w 2025 roku o 8%, co odzwierciedla wcześniejszy spadek kosztów. Wartość ta stanowi bazę do wyliczeń taryf dla jednostek kogeneracyjnych w 2026 roku. Z kolei w samym 2026 roku odnotowano średni rynkowy spadek cen węgla o 10%, przy jednoczesnym wzroście średniej ceny uprawnień do emisji CO₂ o 2% w odniesieniu do 2025 roku.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2025 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w 2026 roku obserwowane były niższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 178 PLN/MWh (tj. spadek o 5%).

³ PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen mialtów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.

⁴ Średnia arytmetyczna z notowań dziennych i miesięcznych w danym okresie (cena spot).

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



	EBITDA I pół. 2025	Produkcja ciepła - ilość	Produkcja ciepła - cena ¹	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena ²	Rynek Mocy	Przychody z tyt. wsparcia wysokospr. kogeneracji	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe ³	Pozostałe ⁴	EBITDA I pół. 2026
Odchylenie		309	-2	131	-28	12	44	27	-247	-16	30	
EBITDA raportowana I pół. 2025	1 266											
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025	22											
EBITDA powtarzalna I pół. 2025	1 244	2 859		2 087		203	33	1 996	1 209	344	389	
EBITDA powtarzalna I pół. 2026		3 166		2 190		215	77	1 969	1 456	360	359	1 504
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2026												0
EBITDA raportowana I pół. 2026												1 504

¹ Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup ciepła i koszty umorzenia praw majątkowych).

² Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).

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

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

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-	-2	2	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-	-1	1	-
Rekompensaty KDT	-	25	-25	-
Razem	-	22	-22	-

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Ciepłownictwo r/r:

- **Wyższy wolumen produkcji ciepła** netto jest efektem niższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2025 roku. Średnie temperatury w I połowie 2026 roku były niższe o ok. 2,1°C r/r, co przełożyło się na wyższą o 2,8 PJ produkcję ciepła.
- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynika z: wyższego wolumenu sprzedaży o 0,3 TWh, co wpłynęło na zwiększenie przychodów o ok. 131 mln PLN; niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 6 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 28 mln PLN.
- **Wyższe przychody z tytułu Rynku Mocy** spowodowane wyższym zakontraktowanym wolumenem obowiązku mocowego, głównie w efekcie aukcji uzupełniającej na II półrocze 2025 roku oraz na skutek wyższej średniej ceny obowiązku mocowego.
- **Wyższe przychody z tytułu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji** ze względu na oddanie do użytku EC Czechnica oraz silników gazowych w EC Bydgoszcz w trakcie 2025 roku.
- **Niższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są głównie niższą ceną zużytego węgla kamiennego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO₂** głównie w efekcie wyższego wolumenu emisji CO₂. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższy poziom kosztów osobowych** w związku z realizacją porozumień płacowych.

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

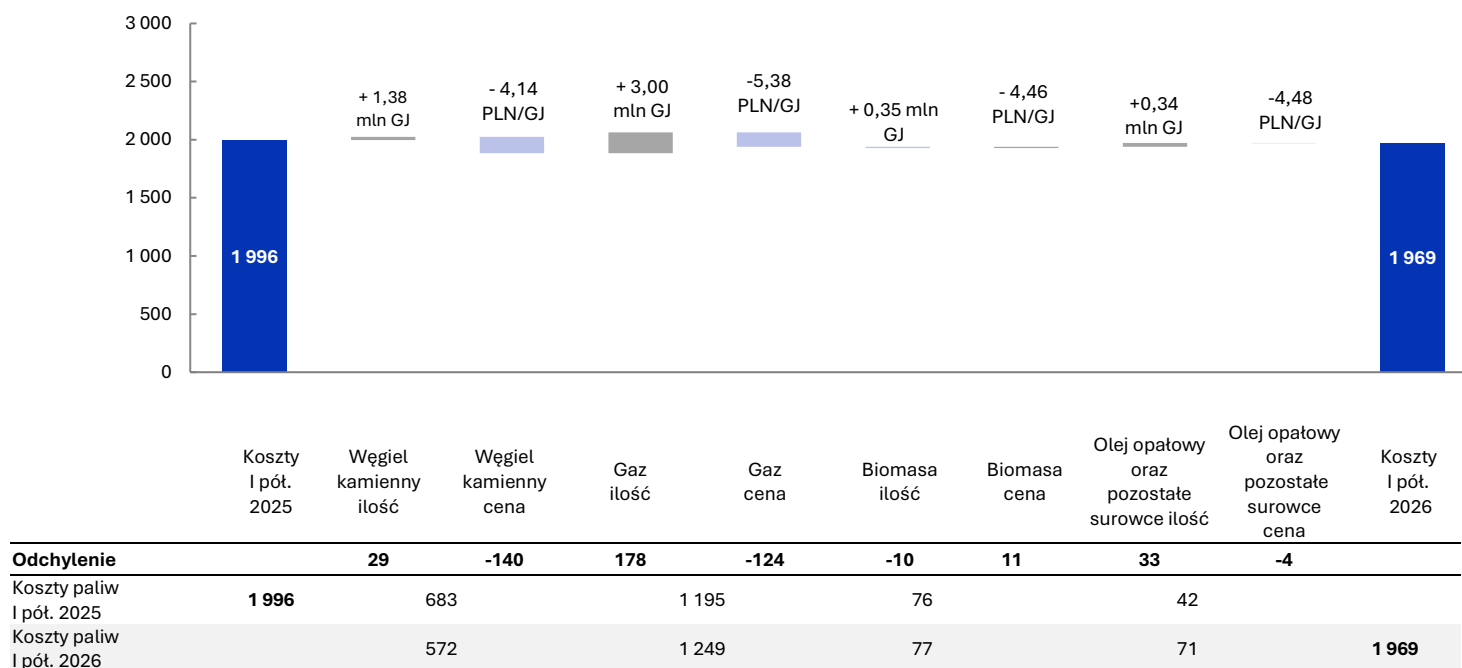


Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	I półrocze 2026		I półrocze 2025		Zmiana %	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)	(tys. ton)	(mln PLN)
Węgiel kamienny	1 551	572	1 470	683	6%	-16%
Gaz (tys. m³)	714 503	1 249	644 078	1 195	11%	5%
Biomasa	280	77	302	76	-7%	1%
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	71	-	42	-	69%
Razem		1 969		1 996		-1%

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

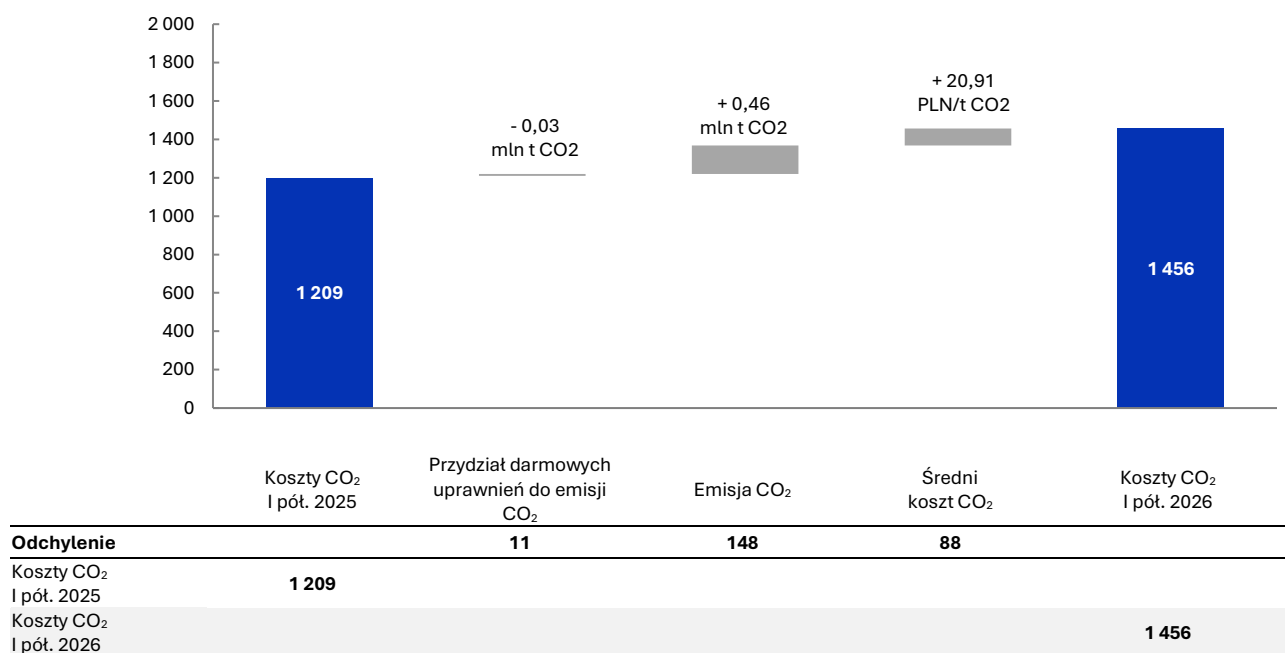


Tabela: Dane dotyczące CO₂ w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO ₂	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂ (tony)	260 495	295 130	-34 635	-12%
Emisja CO ₂ (tony)	4 481 174	4 024 572	456 602	11%
Średni koszt CO ₂ (PLN/t)	345,00	324,09	20,91	6%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Ciepłownictwo (w mln PLN).

	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	420	503	-83	-17%
▪ Rozwojowe	278	381	-103	-27%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	142	122	20	16%
Pozostałe	0	2	-2	-
Razem	420	505	-85	-17%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

- **Budowa nowego źródła ciepła w Gryfinie.** Realizowana jest umowa dotycząca budowy w formule „pod klucz” kotłowni gazowej o mocy 28 MWt wraz z niezbędnymi układami towarzyszącymi. W czerwcu 2026 roku został nagazowany rurociąg średniego ciśnienia i rozpoczęto rozruch kotłowni parowej. Pod koniec lipca 2026 roku odbył się ruch próbny instalacji, który zakończył się wynikiem pozytywnym. W sierpniu 2026 roku miało miejsce przekazanie instalacji do eksploatacji.
- **W EC Rzeszów** w kwietniu 2026 roku została przekazana do eksploatacji druga nitka **Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów z Odzyskiem Energii (ITPOE)** o wydajności 80 tys. ton odpadów rocznie.
- W wybranych lokalizacjach PGE Energia Ciepła S.A. realizowany jest **Program budowy elektrowni fotowoltaicznych** o mocy ok. 13 MW z przeznaczeniem pokrycia w części potrzeb własnych. Dotychczas w ramach Programu przekazano do eksploatacji instalacje o łącznej mocy 4 MW, w tym w lipcu 2026 roku instalację PV Rzeszów II o mocy 2,7 MW. W fazie realizacji znajdują się projekty: PV Bydgoszcz, PV Zielona Góra I i PV Gorzów Wielkopolski o łącznej mocy ok. 7,2 MW.
- **Program Inwestycyjny dla Elektrociepłowni w Gdyni** - zakres inwestycji obejmuje budowę nowych źródeł wytwórczych - silników gazowych o mocy do 50 MWe i dwóch kotłów biomasowych o mocy sumarycznej 30 MWt. Dla zakresu silników gazowych w czerwcu 2026 roku nastąpiło przekazanie do eksploatacji. W ramach budowy kotłów biomasowych w II kwartale 2026 roku prowadzono prace konstrukcyjno-budowlane. Zrealizowane zostały też dostawy jednostek wytwórczych (dwóch kotłów biomasowych) na teren budowy. Trwa ich montaż.
- **Projekt Przemysłowy dla Elektrociepłowni w Krakowie** – kontynuowane są prace fundamentowe pod budowę planowanych obiektów w ramach kontraktu obejmującego budowę silników gazowych o łącznej mocy do 100 MWe. Równolegle prowadzone są prace przygotowawcze na terenie budowy związane z realizacją gazociągu przyłączeniowego, który zapewni dostawy gazu ziemnego do budowanych jednostek gazowych. W czerwcu 2026 roku w ramach aukcji kogeneracyjnej wsparcie uzyskał kolejny projekt zespołu silników gazowych o mocy do 50 MWe.
- **Program Inwestycyjny dla Oddziału w Szczecinie** – w lutym 2026 roku została zawarta umowa z METROLOG sp. z o.o. na zakres budowy silników gazowych (ok. 23 MWe). Kontynuowane są prace projektowe. Przygotowywany jest także teren pod budowę (zrealizowano wycinkę drzew i krzewów). Prace na budowie rozpoczną się w IV kwartale bieżącego roku.
- **Program Inwestycyjny dla Elektrociepłowni w Gdańsku** - w lutym 2026 roku została zawarta umowa z Konsorcjum firm: MIKO-TECH sp. z o.o., Smart EPC sp. z o.o., Electrum sp. z o.o. na zakres budowy źródła kogeneracyjnego w postaci silników gazowych o mocy ok. 36 MWe. Kontynuowane są prace nad projektami budowlanymi oraz wykonawczymi. W trakcie są także prace związane z uwolnieniem terenu budowy pod inwestycję (wyburzenia, przekładki).

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENTIE CIEPŁOWNICTWO

Cel projektu	Budżet ¹	Nakłady łącznie ¹	Nakłady w I półroczu 2026 roku ¹	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Projekt Przemysłowy dla EC Kraków (silniki gazowe 100 MWe oraz gazociąg przyłączeniowy)	0,8 mld PLN	0,053 mld PLN	0,032 mld PLN	Gaz ziemny / Ogólna 42%	Konsorcjum firm: Unibep S.A., SBB Energy S.A.	III kwartał 2028 roku

¹ Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania.

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

[illegible]

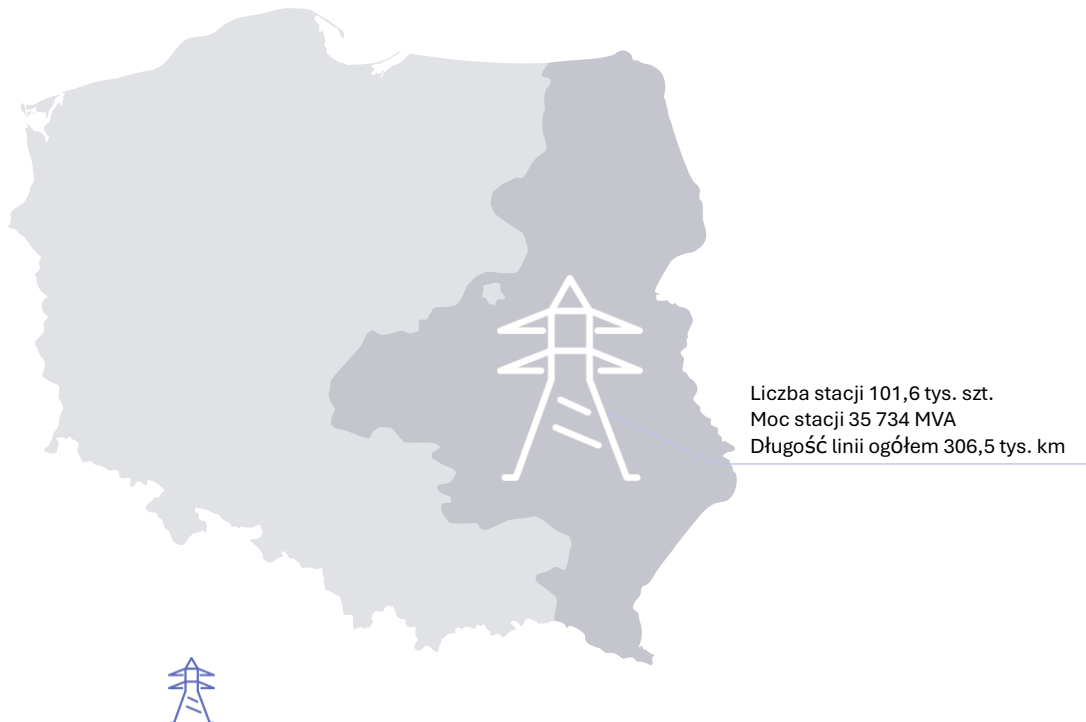
Przychody segmentu oparte są przede wszystkim o taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzaną co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki, co oznacza, iż mają charakter regulowany. W taryfie uwzględnione są uzasadnione koszty operacyjne związane z działalnością operatora systemu dystrybucyjnego, koszty amortyzacji, koszty podatków od majątku dystrybucyjnego, koszty związane z koniecznością pokrycia strat sieciowych przy dystrybucji energii elektrycznej oraz zakupu usług przesyłowych od OSP. Równocześnie taryfa uwzględnia **koszty przenoszone**, takie jak opłata OZE, opłata przejściowa, opłata kogeneracyjna oraz opłata mocowa.

Kluczowym elementem kształtującym wynik segmentu Dystrybucja jest uzasadnione **wynagrodzenie za zainwestowany przez spółkę kapitał**. W tym celu wyznaczana jest tzw. Wartość Regulacyjna Aktywów (WRA), kalkulowana w oparciu o realizowane inwestycje z uwzględnieniem amortyzacji majątku. WRA jest podstawą do obliczenia zwrotu z zaangażowanego kapitału, przy wykorzystaniu średnioważonego kosztu kapitału (WACC), który jest wyznaczany przez Prezesa URE w procesie taryfowym. W kompetencjach Prezesa URE leży możliwość różnicowania wynagrodzenia z zaangażowanego kapitału, uwzględniającego hierarchizację celów rozwojowych OSD, wobec czego priorytetowe projekty inwestycyjne mogą być wynagradzane z wykorzystaniem mechanizmu dodatkowej premii za reinwestowanie. Ponadto wysokość zwrotu z kapitału uzależniona jest od wykonania indywidualnych celów regulacji jakościowej wyznaczonych przez Prezesa URE na lata 2018-2025 dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw oraz czas realizacji przyłączeń.

OBSZAR, WOLUMENY, KLIENCI

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze⁵ 129 938 km² i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,88 mln odbiorców.

Wykres: Główne aktywa segmentu Dystrybucja i ich parametry



Obszar sieci dystrybucyjnej segmentu Dystrybucja

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).¹

Taryfy	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	2,47	2,51	-0,04	-2%
Grupa taryfowa B	7,21	7,03	0,18	3%
Grupa taryfowa C+R	3,26	3,10	0,16	5%
Grupa taryfowa G	5,96	5,36	0,60	11%
Razem	18,90	18,00	0,90	5%

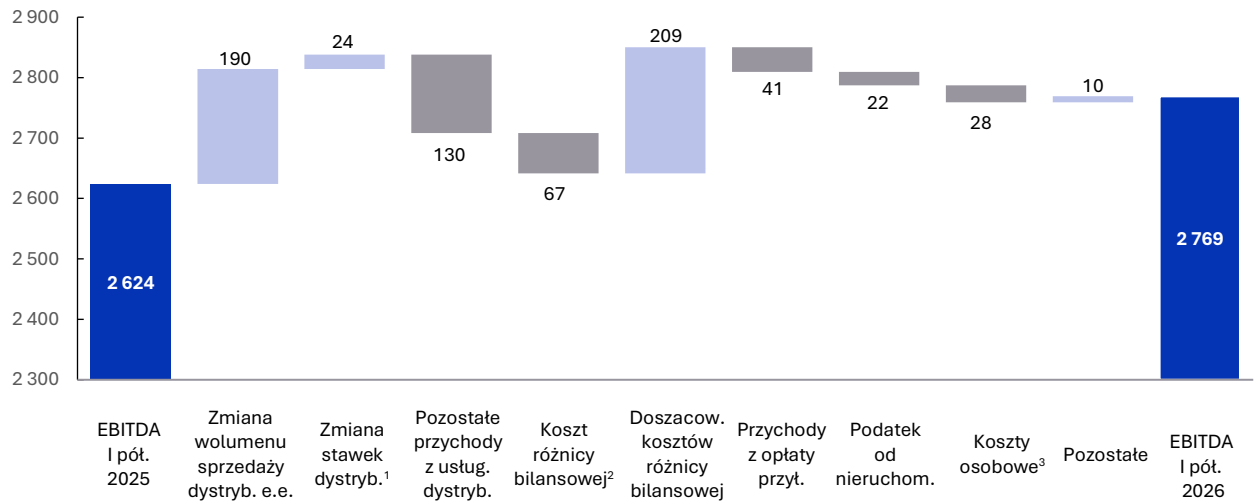
Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).¹

Taryfy	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	227	192	35	18%
Grupa taryfowa B	15 607	14 883	724	5%
Grupa taryfowa C+R	487 544	479 178	8 366	2%
Grupa taryfowa G	5 379 350	5 329 813	49 537	1%
Razem	5 882 728	5 824 066	58 662	1%

⁵ Obszar gmin, na którym działa PGE Dystrybucja S.A.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



Odchylenie	190	24	-130	-67	209	-41	22	28	10	
EBITDA I pół. 2025	2 624	3 766	399	354	183	122	301	915	90	
EBITDA I pół. 2026		3 980	269	421	-26	81	323	943	100	2 769

¹ Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A. z uwzględnieniem korekty rekompensat w 2025 roku dotyczących e.e. za poprzednie okresy (zdarzenie jednorazowe).

² Pozycja skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

³ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej w 2025 roku (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-	-8	8	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy	-	8	-8	-
Razem	-	0	0	-

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

- **Wyższy wynik na dystrybucji energii elektrycznej** jest przede wszystkim efektem wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej o 0,9 TWh, głównie zapotrzebowania na energię elektryczną w taryfie gospodarstw domowych oraz dużych przedsiębiorstw w wyniku niskich temperatur w pierwszym kwartale 2026 roku.
- **Spadek pozostałych przychodów z usług dystrybucyjnych** wynikający ze spadku średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, będącej podstawą do naliczenia opłat z tytułu ponadumownego poboru energii biernej.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** spowodowane wzrostem wolumenu i ceny energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej.
- **Pozytywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** głównie w wyniku zmiany wolumenu i ceny energii elektrycznej.
- **Spadek przychodów z opłaty przyłączeniowej** ze względu na niższą realizację projektów przyłączeniowych.
- **Wzrost podatku od nieruchomości** z powodu wzrostu wartości majątku sieciowego w efekcie realizacji inwestycji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej oraz wyższych stawek podatkowych.
- **Wzrost kosztów osobowych** głównie związany z realizacją porozumień płacowych zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiana na pozycji pozostałe** wynika głównie z wyższych pozostałych przychodów operacyjnych (przychody z tytułu rozliczonych dotacji).

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucja (w mln PLN).

	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 570	1 403	167	12%
▪ Rozwojowe	655	619	36	6%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	915	784	131	17%
Pozostałe	19	1	18	>1000%
Razem	1 589	1 404	185	13%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE DYSTRYBUCJA

Przyłączanie nowych odbiorców

Realizowano Program przyłączania nowych odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w I półroczu 2026 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 547 mln PLN.

Program Kablowania

Grupa PGE kontynuowała realizację Programu Kablowania sieci średniego napięcia do poziomu skablowania 30% sieci SN, stanowiących własność PGE Dystrybucja S.A. Nakłady poniesione w I półroczu 2026 roku na Program wyniosły 286 mln PLN.

Od początku uruchomienia Programu w 2019 roku zrealizowano 6 265 km linii kablowych SN.

Projekt instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO)

Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w ustawie Prawo energetyczne. W I półroczu 2026 roku poniesiono nakłady w wysokości 115 mln PLN. Realizowane były zadania mające na celu:

- dostawy liczników dla odbiorców końcowych przyłączanych do sieci nN,
- montaż liczników u odbiorców końcowych,
- rozstrzygnięcie postępowania zakupowego na dostawy liczników zdalnego odczytu dla odbiorców końcowych na okres od II półrocza 2026 roku do 2028 roku.

Firma NASK prowadzi badanie liczników pod kątem cyberbezpieczeństwa i miejsca produkcji liczników. Rozstrzygnięcie postępowania przewidziane jest do końca września 2026 roku.

Zgodnie z zapisami ustawy, OSD ma do 31 grudnia 2028 roku zainstalować LZO skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w PPE stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby PPE u odbiorców końcowych. Stopień opomiarowania LZO na 30 czerwca 2026 roku wynosi ok. 53% (tj. 3 mln sztuk).

Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB)

Program realizowany przez PGE Systemy S.A. Celem Programu NCB jest wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE, które są realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A. Program NCB obejmuje wdrożenie centralnego systemu bilingowego – odrębnie dla każdej ze spółek PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A. oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. W pierwszym półroczu 2026 roku przeprowadzono migrację kolejnych sześciu lokalnych systemów bilingowych do wdrażanego systemu centralnego. Tym samym nowy system obsługuje ponad 50% PPE przewidzianych do migracji. Trwają przygotowania do migracji kolejnych systemów. W ramach Programu kontynuowane są również prace mające na celu dostosowanie środowiska IT GK PGE do wymogów Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z harmonogramem zakończenie Programu NCB planowane jest na I półrocze 2027 roku.

Program LTE450

Program realizowany przez PGE Systemy S.A., którego aktywa powstają w PGE Dystrybucja S.A. i PGE Systemy S.A. Celem inwestycji jest budowa nowoczesnej sieci łączności specjalnej w technologii LTE450 na potrzeby świadczenia usług, m.in. łączności krytycznej, sterowania infrastrukturą energetyczną oraz zdalnego odczytu dla PGE Dystrybucja S.A. 31 grudnia 2025 roku nastąpiło produkcyjne uruchomienie usługi LTE450 w budowanej sieci łączności specjalnej dla PGE Dystrybucja S.A. W pierwszym półroczu 2026 sukcesywnie, zgodnie z zakładanym harmonogramem, zwiększano zasięg sieci LTE450 na terenie PGE Dystrybucja S.A. poprzez instalację infrastruktury radiowej na modernizowanych obiektach własnych oraz dzierżawionych. Zakończenie fazy inwestycyjnej Programu LTE450 planowane jest na II połowę 2027 roku. Inwestycja w PGE Dystrybucja S.A. obejmuje głównie aktywa rzeczowe, natomiast PGE Systemy S.A. zapewnia infrastrukturę IT, szczególnie z obszaru aktywów niematerialnych.

4.3.7. Segment działalności – Energetyka Kolejowa

Segment Energetyka Kolejowa obejmuje działalność prowadzoną przez Grupę PGE przede wszystkim w obszarze dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej do przewoźników kolejowych oraz klientów skupionych wokół linii kolejowych, sprzedaży paliw dla przewoźników kolejowych oraz utrzymania i modernizacji sieci trakcyjnej wraz z pozostałymi usługami elektroenergetycznymi.



Energetyka Kolejowa

Główne pozycje przychodowe	mln PLN			Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Sprzedaż usług dystrybucyjnych	1 271		Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej	Zakup energii elektrycznej	856
Sprzedaż energii elektrycznej	1 039			w tym na pokrycie różnicy bilansowej	47
Sprzedaż usług	342		Liczba klientów - dystrybucja energii elektrycznej	Usługa tranzytowa energii elektrycznej	585
Sprzedaż paliw	127		59,3 tys.	Koszty osobowe	328
			Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do OF¹	Pozostałe usługi obce	131
			1,68 TWh	Zakup paliwa	117
			Liczba klientów - obrót energii elektrycznej	Podatki i opłaty	49
			39,3 tys.	w tym podatek od nieruchomości	25
			Główne pozycje wynikowe		
			EBIT		
			467		
			EBITDA		
			674		

¹ OF – Odbiorcy Finalni.

Jednym z podstawowych źródeł przychodów w segmencie Energetyka Kolejowa są **przychody ze sprzedaży energii elektrycznej**. Pochodzą one z dostaw energii do przewoźników kolejowych oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej segmentu. Przewoźnicy kolejowi obsługiwani są dodatkowo w zakresie sprzedaży paliw.

Kolejnym istotnym źródłem przychodów są **przychody z dystrybucji energii elektrycznej**. Podobnie, jak w segmencie Dystrybucja, przychody te mają charakter regulowany i oparte są na taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. Co do zasady zapewniają przeniesienie uzasadnionych kosztów oraz zwrot z zainwestowanego kapitału w sieć dystrybucyjną. Działalność Energetyki Kolejowej jako OSD ograniczona jest do terenów wokół linii kolejowych na obszarze całego kraju. 2 stycznia 2026 roku, w wyniku procesu „unbundlingu”, nastąpiło wydzielenie działalności dystrybucyjnej spółki PGE Energetyka Kolejowa S.A. i jej przeniesienie do PGE Energetyka Kolejowa Obsługa sp. z o.o., działającej obecnie jako PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o. i pełniącej funkcję OSD.

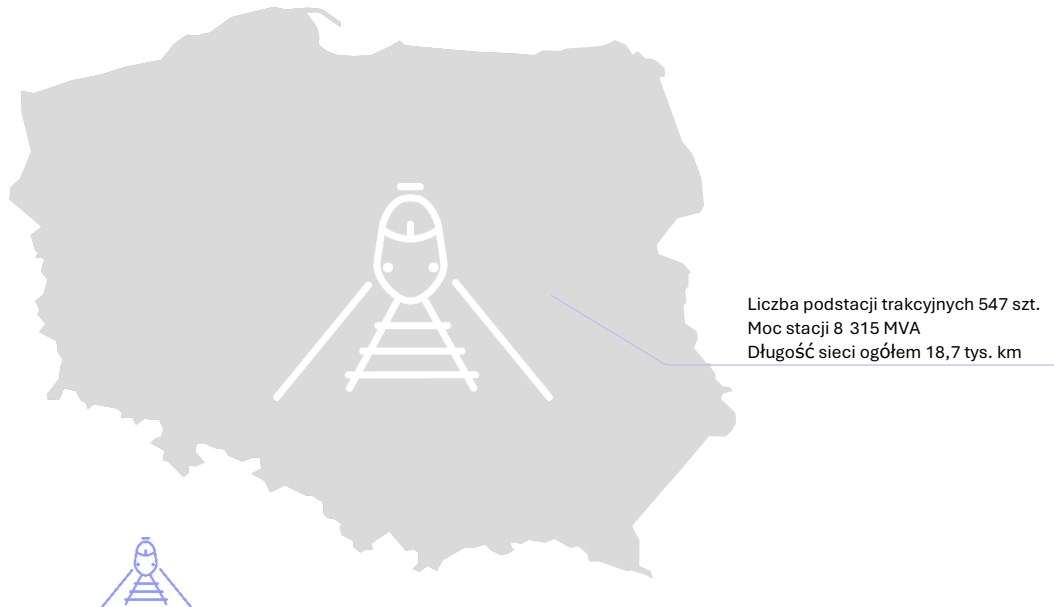
Najistotniejsze pozycje kosztowe segmentu stanowią koszty zakupu usług dystrybucyjnych, koszty zakupu energii elektrycznej oraz paliw do odsprzedaży.

W zakresie działalności segmentu Energetyka Kolejowa realizowane są prace związane z utrzymaniem sieci trakcyjnej i wykonywaniem lokalnych robót modernizacyjnych sieci trakcyjnej. Realizowane są także usługi dotyczące elektroenergetyki nietrakcyjnej, jak np. utrzymanie urządzeń, a także budowa i utrzymanie systemów sterowania ruchem kolejowym. Najbardziej znaczącymi kosztami przy tym rodzaju działalności są **koszty osobowe**.

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

Główną część aktywów segmentu stanowi majątek związany z dystrybucją energii elektrycznej, będący w posiadaniu PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o. W jego skład wchodzi m.in. 547 podstacji trakcyjnych zasilających linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci należącej do spółki wynosi 18,7 tys. kilometrów. Do sieci PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o. podłączonych jest około 59 tys. Odbiorców.

Wykres: Główne aktywa segmentu Energetyka Kolejowa i ich parametry.



Obszar sieci dystrybucyjnej segmentu Energetyka Kolejowa

Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych (TWh).

Taryfy	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	1,60	1,46	0,14	10%
Grupa taryfowa C+R	0,05	0,05	0,00	0%
Grupa taryfowa G	0,03	0,03	0,00	0%
Razem	1,68	1,54	0,14	9%

Tabela: Liczba klientów sprzedaży energii elektrycznej wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	281	294	-13	-4%
Grupa taryfowa C+R	6 221	6 632	-411	-6%
Grupa taryfowa G	32 846	30 954	1 892	6%
Razem	39 348	37 880	1 468	4%

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).

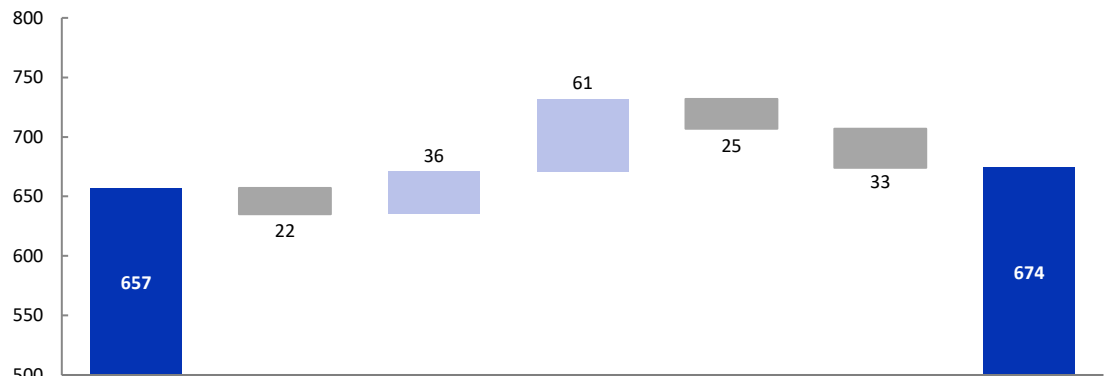
Taryfy	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	2,03	1,85	0,18	10%
Grupa taryfowa C+R	0,34	0,28	0,06	21%
Grupa taryfowa G	0,04	0,03	0,01	33%
Razem	2,41	2,16	0,25	12%

Tabela: Liczba klientów dystrybucji energii elektrycznej wg punktów poboru energii (szt.).

Taryfy	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	740	686	54	8%
Grupa taryfowa C+R	25 294	25 300	-6	0%
Grupa taryfowa G	33 276	31 264	2 012	6%
Razem	59 310	57 250	2 060	4%

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA I pół. 2025	Wynik na e.e. ¹	Wynik na dystrybucji e.e. ²	Pozostała działalność ³	Koszty osobowe ⁴	Pozostałe	EBITDA I pół. 2026
Odchylenie		-22	36	61	-25	-33	
EBITDA raportowana I pół. 2025	675						
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025	18						
EBITDA powtarzalna I pół. 2025	657	235	605	290	303	170	
EBITDA powtarzalna I pół. 2026		213	641	351	328	203	674
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2026							0
EBITDA raportowana I pół. 2026							674

¹ Z uwzględnieniem korekty rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy (zdarzenie jednorazowe).

² Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A., z uwzględnieniem przychodów z tytułu przyłączy, wznowienia dostaw oraz skorygowane o koszt różnicy bilansowej.

³ Pozostała działalność dotyczy głównie sprzedaży paliw oraz usług trakcyjnych.

⁴ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej w 2025 roku (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy	-	19	-19	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-	-1	1	-
Razem	-	18	-18	-

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Energetyka Kolejowa r/r:

- **Niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** wynika z niższej średniej marży klientów w segmentach trakcyjnym i nietrakcyjnym, wynik ten został częściowo skompensowany pozytywnym efektem wolumenowym w grupie taryfowej B klientów trakcyjnych, wynikającym ze zwiększonej pracy przewozowej, głównie w przewozach pasażerskich.
- **Wyższy wynik na dystrybucji** jest w głównej mierze efektem wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej o 12% w porównaniu z rokiem ubiegłym.
- **Wyższy wynik w zakresie pozostałej działalności** dotyczy głównie usług trakcyjnych i jest związany z waloryzacją umów utrzymaniowych oraz wyższymi przychodami w obszarze kontraktacji kolejowej, wynikającymi głównie z realizacji projektów obejmujących większy poziom sprzedaży materiałów.
- **Wyższe koszty osobowe** wynikają głównie z realizacji porozumień zawartych ze stroną społeczną oraz ze wzrostu zatrudnienia.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika z wyższych kosztów zużycia materiałów oraz niższego poziomu kosztów aktywowanych związanych z realizacją nowego zakresu inwestycji.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Energetyka Kolejowa (mln PLN).

	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	151	141	10	7%
▪ Rozwojowe	113	85	28	33%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	38	56	-18	-32%
Pozostałe	53	0	53	-
Razem	204	141	63	45%

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENTIE ENERGETYKA KOLEJOWA

Program Modernizacji Układów Zasilania (MUZa)

Kontynuowano realizację Programu MUZa, na bazie „Porozumienia w sprawie zasad przyłączenia do sieci dystrybucyjnej”, zawartego z PKP Polskie Linie Kolejowe S.A. (PKP PLK), a jego celami są:

- umożliwienie zwiększenia przepustowości linii kolejowych (zwiększenie ruchu pociągów),
- wprowadzenie lokomotyw o większych mocach (rzędu 6 MW) pozwalających zwiększyć prędkość do 200 km/h,
- elektryfikacja linii kolejowych,
- zmniejszenie awaryjności sieci i urządzeń dystrybucyjnych oraz poprawa parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- spełnienie wymogów zasilania według standardów określonych Technicznymi Specyfikacjami Interoperacyjności (TSI) podsystemu „Energia” – uzyskanie zezwolenie Prezesa Urzędu Transportu Kolejowego (UTK).
- Po stronie segmentu Energetyka Kolejowa realizacja Programu polega na modernizacji i budowie podstacji trakcyjnych zgodnie z zawartymi z PKP PLK umowami przyłączeniowymi. W I półroczu 2026 roku poniesione nakłady wyniosły 42 mln PLN. Od momentu uruchomienia Programu MUZa w 2012 roku podpisano 337 umów przyłączeniowych, z czego 274 umowy zostały zakończone.

Przyłączanie nowych odbiorców energii elektrycznej

Realizowano Program przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej, w ramach, którego w I półroczu 2026 roku przyłączono 1 490 odbiorców, a poniesione nakłady wyniosły 25 mln PLN.

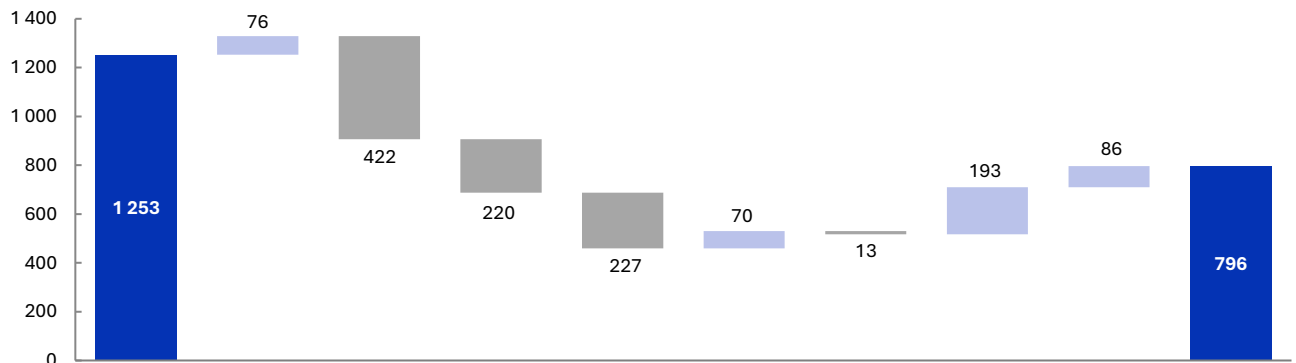


Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.)¹.

Taryfy	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	114	138	-24	-17%
Grupa taryfowa B	9 578	10 393	-815	-8%
Grupa taryfowa C+R	344 985	364 536	-19 551	-5%
Grupa taryfowa G	5 372 084	5 324 143	47 941	1%
Razem	5 726 761	5 699 210	27 551	0%

¹ Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.

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



Odchylenie	EBITDA I pół. 2025	Wynik na e.e. ilość ¹	Wynik na e.e. cena ¹	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej	Przychody z działalności na rzecz segmentów w GK PGE ²	Wynik na sprzedaży CO ₂	Koszty osobowe ³	Zmiany na rezerwach na umowy rodzące obciążenia	Pozostałe ⁴	EBITDA I pół. 2026
EBITDA raportowana I pół. 2025	1 262									
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2025	9									
EBITDA powtarzalna I pół. 2025	1 253	1 174	-183	426	43	414	97	-256		
EBITDA powtarzalna I pół. 2026		828	37	199	113	427	290	-170		796
Zdarzenia jednorazowe I pół. 2026										-4
EBITDA raportowana I pół. 2026										792

¹ Pozycja bez uwzględnienia korekty rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy w spółce PGE Obrót S.A. (zdarzenie jednorazowe). Dodatkowo część marży z usługi ZHZW została przesunięta do wyniku na energii elektrycznej.

² Pozycja bez uwzględnienia marży od transakcji CO₂ ze spółkami GK PGE. Dodatkowo część marży z usługi ZHZW została przesunięta do wyniku na energii elektrycznej.

³ Pozycja bez uwzględnienia zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenie jednorazowe).

⁴ Pozycja bez uwzględnienia korekty odpisu na Fundusz WRC za poprzednie okresy (zdarzenie jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy	-4	38	-42	-
Korekta odpisu na Fundusz WRC za poprzednie okresy	-	-28	28	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	-	-1	1	-
Razem	-4	9	-13	-

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Obrót r/r:

- Niższy wynik na sprzedaży energii elektrycznej** jest przede wszystkim efektem niższych marż na produktach taryfowych. Jest to związane z wysoką bazą roku ubiegłego, kiedy obowiązywała 1,5-rocza taryfa z zatwierdzonymi kosztami powyżej ponoszonych w 2025 roku. Dodatkowo w bieżącym roku Prezes URE nie uznał pełnych kosztów ponoszonych w taryfie. Negatywny wpływ tych czynników został częściowo skompensowany wyższym wolumenem sprzedaży energii elektrycznej w obszarze obrotu hurtowego.
- Negatywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** głównie w wyniku zmiany wolumenów i cen energii elektrycznej.

- **Spadek przychodów z działalności wewnątrz GK PGE** jest głównie efektem przesunięcia części marży z usługi ZHZW do wyniku na energii elektrycznej.
- **Wyższy wynik na sprzedaży CO₂** głównie w efekcie wyższej zrealizowanej marży na obrocie CO₂.
- **Wyższe koszty osobowe** przede wszystkim w związku z realizacją porozumień płacowych zawartych ze stroną społeczną.
- **Zmiany na rezerwach na umowy rodzące obciążenia** w efekcie wyższej wartości rozwiązania rezerw na umowy rodzące obciążenia w stosunku do ubiegłego roku (dot. głównie grupy taryfowej G).
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** głównie w efekcie wyższego wyniku na sprzedaży paliw.

Przedmiotem działalności segmentu jest świadczenie usług na rzecz Grupy Kapitałowej PGE, m.in. zapewnienie kompleksowej obsługi w zakresie zarządzania UPS, organizacja pozyskiwania finansowania w formie euroobligacji (PGE Sweden AB), świadczenie usług informatycznych, świadczenie usług ochrony. Dodatkowo w ramach segmentu funkcjonuje część spółek projektowych Grupy, w tym spółka zajmująca się przygotowaniem projektu jądrowego w Grupie PGE.



Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Przychody z usług i produktów IT	250
Przychody związane z UPS	242

Zarządzanie UPS
Świadczenie usług na rzecz GK PGE
Inwestycje w start-up'y

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty osobowe ¹	253
Usługi informatyczne	82
Wartość sprzedanych towarów i materiałów tyt. UPS	71
Amortyzacja	57

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	48
EBIT raportowany	45
EBITDA powtarzalna	105
EBITDA raportowana	102

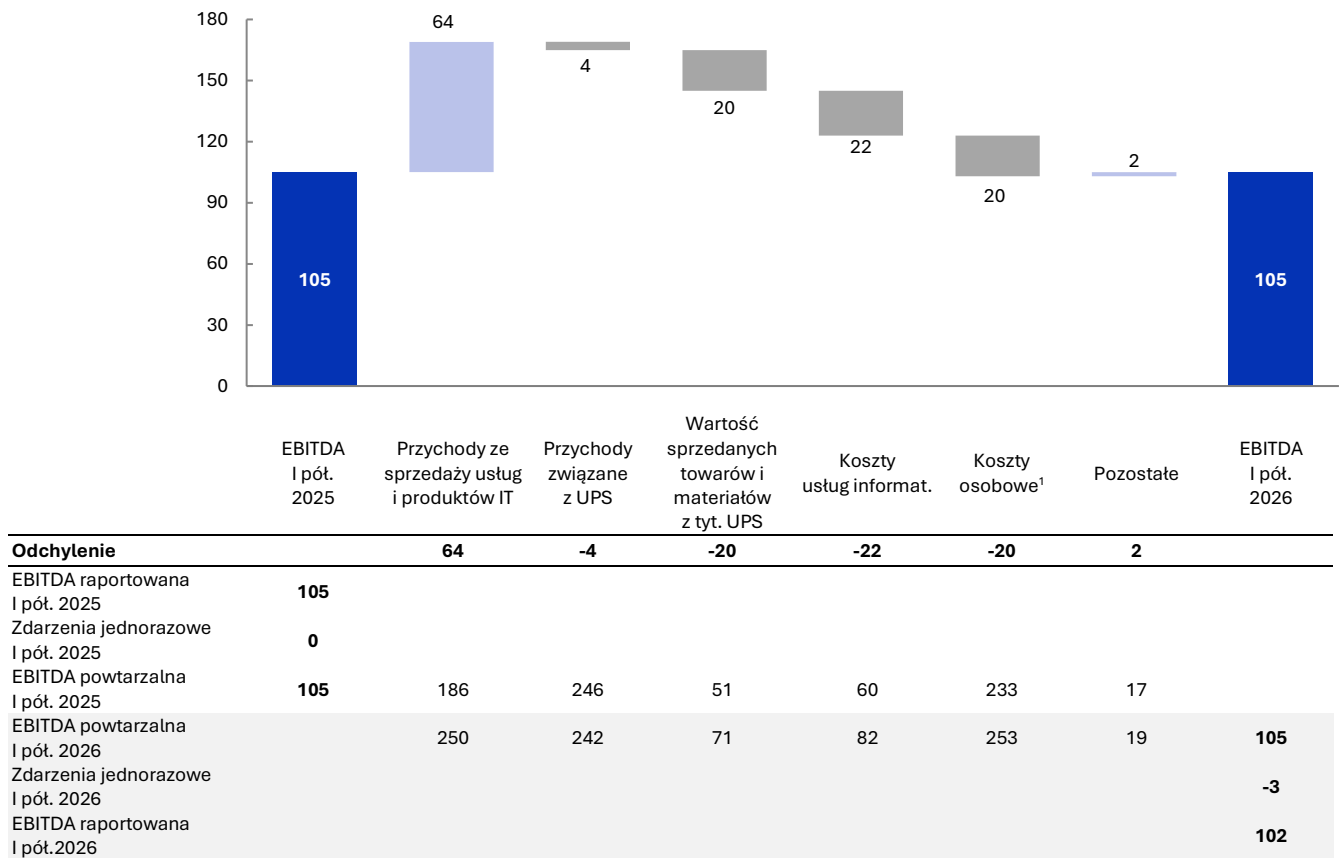
W segmencie Pozostała Działalność dominują przychody ze sprzedaży UPS, usług telekomunikacyjnych i informatycznych oraz pozostałych.

Przychody związane z UPS obejmują 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 osiąganych 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** w obszarze UPS 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.

Przychody ze sprzedaży usług telekomunikacyjnych i informatycznych wynikają z dostarczania rozwiązań IT spółkom w GK PGE. Ponadto w ramach **usług pozostałych** świadczone są usługi projektowe w obszarze energetyki, ochrony osób i mienia oraz ubezpieczeń.

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



¹ Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu rezerwy na restrukturyzację w zakresie UPS (zdarzenia jednorazowe).

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

Zdarzenia jednorazowe	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Rezerwa na restrukturyzację	-3	-	-3	-
Razem	-3	-	-3	-

Kluczowe czynniki wpływające na wynik EBITDA segmentu Pozostała Działalność r/r:

- **Wyższe przychody ze sprzedaży usług IT** ze względu na nowe cenniki usług obowiązujące od stycznia 2026 roku oraz realizację większego zakresu usług na rzecz spółek GK PGE przez PGE Systemy S.A.
- **Niższe przychody związane z UPS** w związku z realizacją niższego wolumenu sprzedaży – mniejsza liczba odbiorców.
- **Wyższa wartość sprzedanych towarów i materiałów** wynika głównie z wyższych kosztów zakupu UPS w związku ze wzrostem cen.
- **Wzrost kosztów usług informatycznych** w związku z zakupem usług zewnętrznych w celu świadczenia przez PGE Systemy S.A. szerszego zakresu usług na rzecz GK PGE oraz prowadzenia nowych programów inwestycyjnych przy jednoczesnym wzroście cen usług informatycznych.
- **Wyższe koszty osobowe** związane są z zatrudnieniem pracowników w nowych obszarach (LTE450, NCB, Cyberbezpieczeństwo) w PGE Systemy S.A., przeglądem wynagrodzeń, porozumieniami płacowymi ze stroną społeczną oraz uwzględnieniem nowej spółki w segmencie w I półroczu 2026 roku (PGE Energetyka Jądrowa S.A.).
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** jest efektem m.in. realizacji nowych projektów w Elbis sp. z o.o.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Tabela: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Pozostała Działalność (mln PLN).

	I półrocze 2026	I półrocze 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	49	75	-26	-35%
▪ Rozwojowe	39	63	-24	-38%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	10	12	-2	-17%
Pozostałe	3	0	3	-
Razem	52	75	-23	-31%

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENTIE POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Program LTE450

Projekt realizowany przez PGE Systemy S.A. na rzecz PGE Dystrybucja S.A. Celem programu jest budowa nowoczesnej sieci łączności specjalnej w technologii LTE450 na potrzeby świadczenia usług m.in. łączności krytycznej, sterowania infrastrukturą energetyczną oraz zdalnego odczytu. Inwestycja w PGE Systemy S.A. zapewnia infrastrukturę IT, szczególnie z obszaru aktywów niematerialnych. Szczegółowy opis znajduje się w pkt [4.3.6](#) niniejszego sprawozdania [Program LTE 450](#)

Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing (Program NCB)

Projekt realizowany przez PGE Systemy S.A. Celem Programu NCB jest wdrożenie kompleksowego, centralnego rozwiązania informatycznego wspierającego kluczowe procesy biznesowe w Grupie Kapitałowej PGE, realizowane przez PGE Obrót S.A. i PGE Dystrybucja S.A. Szczegółowy opis w pkt [4.3.6](#) niniejszego sprawozdania [Wdrożenie centralnych systemów CRM i Billing \(Program NCB\)](#)

5. Pozostałe elementy Sprawozdania

5.1. Istotne zdarzenia mające wpływ na działalność w I półroczu 2026 roku oraz w kolejnych okresach

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	Konflikt w Zatoce Perskiej	Konflikt w Zatoce Perskiej, a szczególnie jego dalsza eskalacja może generować wielowymiarowe zagrożenia o charakterze gospodarczym, geopolitycznym i cybernetycznym, wpływając również na firmy działające na terenie Polski. Ze względu na strategiczną rolę GK PGE w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego kraju, wszystkie jednostki Grupy na bieżąco monitorują sytuację w Zatoce Perskiej i oceniają możliwość wystąpienia potencjalnych zagrożeń. Priorytetem Grupy jest zabezpieczenie ciągłości działania jednostek wytwórczych oraz infrastruktury dystrybucyjnej, tak aby zapewnić nieprzerwane dostawy energii elektrycznej i ciepła do mieszkańców, instytucji i przedsiębiorstw. Szczegółowy opis znajduje się w nocie 27.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.	Na dzień sporządzenia sprawozdania konflikt w Zatoce Perskiej nie wywiera istotnego wpływu na działalność operacyjną, procesy kontraktacyjne ani stabilność finansową GK PGE. Nie zidentyfikowano ryzyka zagrożenia kontynuacji działania, a ciągłość łańcucha dostaw pozostaje zachowana.
	Rezygnacja Członka Rady Nadzorczej	14 stycznia 2026 roku do PGE S.A. wpłynęła rezygnacja Dariusza Lubery z pełnienia funkcji Członka Rady Nadzorczej PGE S.A. Rezygnacja Członka Rady Nadzorczej	Zmiany mają na celu dostosowanie składu Rady Nadzorczej do aktualnych priorytetów PGE S.A.
	Powołanie Członków Zarządu	14 stycznia 2026 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. powołała Dariusza Lubera i Katarzynę Rozenfeld w skład Zarządu XII kadencji. Dariusz Lubera został powołany do pełnienia funkcji Prezesa Zarządu od 15 stycznia 2026 roku a Katarzyna Rozenfeld do pełnienia funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Operacyjnych od 19 stycznia 2026 roku. Powołanie Członków Zarządu	Zmiany mają na celu dostosowanie składu Zarządu do aktualnych priorytetów PGE S.A.
	Powołanie Członków Rady Nadzorczej	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwały o powołaniu od 28 stycznia 2026 roku w skład Rady Nadzorczej PGE S.A.: ▪ Arkadiusza Krężela, ▪ Wojciecha Wróbla. Powołanie Członków RN	Zmiany mają na celu dostosowanie składu Rady Nadzorczej do aktualnych priorytetów PGE S.A.
	Nabycie przez PGE Energia Odnawialna S.A. farmy wiatrowej Dzwola o mocy 35 MW	29 stycznia 2026 roku, po spełnieniu określonych warunków zawieszających, zawarta została umowa, zgodnie z którą PGE Energia Odnawialna S.A. nabyła 100% udziałów w spółce Wind Farm Łada sp. z o.o., zarządzającej farmą wiatrową Dzwola. Farma składa się z 10 turbin o jednostkowej mocy 3,5 MW wraz z niezbędną infrastrukturą towarzyszącą oraz głównym punktem zasilającym. Nabycie farmy wiatrowej Dzwola	Wzmacnianie portfela OZE, realizacja kluczowych założeń Strategii.
	Wygrana aukcja na premię kogeneracyjną	W dniach 6-10 lutego 2026 roku w wyniku aukcji na premię kogeneracyjną dotyczącą sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji spółka KOGENERACJA S.A. uzyskała premię mieszczącą się w przedziale od 219,0 PLN/MWh do 274,76 PLN/MWh. W ramach postępowania aukcyjnego spółka zgłosiła do udziału źródła kogeneracyjne o mocy do 4,5 MWe w zakładzie EC Zawidawie. Łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji jaka zostanie objęta premią w podziale na 15 lat wynosi 430 444 MWh.	Wygrana aukcja zapewnia GK PGE długoterminowe, stabilne wsparcie finansowe, zwiększając przewidywalność przychodów oraz wspierając realizację Strategii.
	Zawarcie umów na budowę bloków gazowych OCGT w Rybniku i Gryfinie	4 marca 2026 roku podpisano umowy dot.: ▪ budowy bloku gazowego w Rybniku wraz z umową serwisową, ▪ budowy bloku gazowego w Gryfinie wraz z umową serwisową. Projekty o mocy ok. 600 MW każdy zrealizuje konsorcjum firm w składzie: Polimex Mostostal S.A. (jako lider konsorcjum), Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co. KG. Wartość umowy na budowę bloku w Rybniku wynosi 1 171 mln PLN netto oraz 270 mln EUR netto. Wartość umowy na świadczenie usług serwisowych przez okres minimum 12 lat od dnia przekazania bloku do eksploatacji wynosi 132 mln EUR netto - tytułem stałej części wynagrodzenia serwisowego oraz do 20 mln PLN netto – tytułem maksymalnego wynagrodzenia zmiennego. Wartość umowy dot. bloku w Gryfinie wynosi 1 185 mln PLN netto oraz 260 mln EUR netto. Wartość umowy na świadczenie usług serwisowych przez okres minimum 12 lat od dnia przekazania bloku do eksploatacji wynosi 132 mln EUR netto - tytułem stałej części	Zapewnienie stabilnego źródła długoterminowych przychodów w przyszłości. Realizacja Strategii.

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
		wynagrodzenia serwisowego oraz do 20 mln PLN netto – tytułem maksymalnego wynagrodzenia zmiennego. Zawarcie umów na budowę bloków gazowych	
	Nabycie projektu MFW FEW Bałtyk II	10 marca 2026 roku została zamknięta transakcja dot. nabycia 100% udziałów w RWE Offshore Wind Poland sp. z o.o. od RWE Renewables International Participations B.V. (projekt FEW Bałtyk II) po spełnieniu warunków przewidzianych w umowie z 25 listopada 2025 roku. FEW Bałtyk II jest projektem o mocy ok. 350 MW sąsiadującym z rozwijanym przez Grupę PGE projektem Baltica 9 znajdującym się na bardziej zaawansowanym etapie rozwoju. Projekt posiada: wsparcie w postaci kontraktu różnicowego uzyskane w ramach tzw. I fazy Offshore, pozwolenia lokalizacyjne, pozwolenie na układanie i utrzymywanie kabli (PUUK) oraz zabezpieczone prawa do gruntu w części lądowej dla pierwotnie planowanej trasy. Zamknięcie transakcji nabycia	Nabycie projektu FEW Bałtyk II pozwala na uzyskanie przez Grupę PGE synergii wynikających ze wspólnego rozwoju projektów FEW Bałtyk II i PGE Baltica 9, które od tej pory realizowane będą jako projekt Baltica 9+ o mocy ok. 1 325 MW. Nabycie to przyczyni się do strategicznego celu osiągnięcia przez Grupę PGE 4 GW mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych w 2035 roku.
 	Kontrola URE dot. odpisów na Fundusz WRC	12 marca 2026 roku w wyniku kontroli URE spółka PGE Obrót S.A. otrzymała decyzję administracyjną o obowiązku przekazania na rachunek Funduszu WRC kwoty 605 mln PLN, stanowiącej różnicę pomiędzy odpisem wniesionym a kwotą skalkulowaną przez Prezesa URE. Na powyższe zobowiązanie została utworzona rezerwa na poziomie 605 mln PLN w 2025 roku. 20 marca 2026 roku spółka dokonała płatności (z zastrzeżeniem zwrotu) zgodnie z otrzymaną decyzją a 26 marca 2026 roku wniesiono odwołanie do SOKiK wraz z wnioskiem o wstrzymanie wykonania decyzji. 28 sierpnia 2026 roku SOKiK doręczył Prezesowi URE odpis odwołania spółki, wyznaczając 30-dniowy termin na udzielenie odpowiedzi. Jednocześnie SOKiK oddalił wniosek PGE Obrót S.A. o wstrzymanie wykonalności decyzji Prezesa URE. Na dzień sprawozdawczy sprawa pozostaje nierozstrzygnięta. 26 marca 2026 roku PGE Energetyka Kolejowa S.A. otrzymała z URE wezwanie do kontroli dotyczące wyników finansowych minionych okresów w zakresie Funduszu WRC. 2 lipca 2026 roku spółka otrzymała decyzję administracyjną Prezesa URE skutkującą koniecznością dopłaty kwoty 265 mln PLN (różnicy pomiędzy sumą odpisów uiszczoną przez PGE Energetyka Kolejowa S.A. a odpisem skalkulowanym przez Prezesa URE). Dopłata ww. kwoty została zapłaconą w lipcu 2026 roku (z zastrzeżeniem zwrotu) zgodnie z otrzymaną decyzją. 15 lipca 2026 roku spółka wniosła odwołanie do SOKiK wraz z wnioskiem o wstrzymanie wykonania decyzji. Szczegółowy opis znajduje się w nocie 23.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Decyzja Prezesa URE w sprawie odpisu na Fundusz WRC	Dokonana płatność wpływa negatywnie na przepływy pieniężne Grupy Kapitałowej.
	Oddalenie skargi na postanowienie dot. decyzji środowiskowej w sprawie Kopalni Turów	Opis znajduje się w nocie 23.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego	Ograniczenie ryzyk zarówno dla Grupy PGE, jak i systemu elektroenergetycznego w Polsce poprzez zapewnienie ciągłości pracy kopalni i elektrowni, będących powiązanymi jednostkami strategicznymi dla KSE.
	Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów	17 czerwca 2026 roku PGE GIEK S.A. zawarła przed mediatorami Prokuraturii Generalnej RP ugodę z konsorcjum realizującym budowę bloku nr 7 w Elektrowni Turów (MPE Deutschland GmbH (dawniej Mitsubishi Power Europe GmbH), Budimex S.A. oraz Técnicas Reunidas S.A.), dotyczącą ostatecznego rozliczenia kontraktu. 12 sierpnia 2026 roku Sąd Okręgowy w Piotrkowie Trybunalskim wydał postanowienie w przedmiocie zatwierdzenia w całości ugody. Strony uzgodniły: ▪ zobowiązanie wykonawcy do zapłaty na rzecz PGE GIEK S.A. 135 mln PLN netto (kwota ugody), ▪ obniżenie ceny kontraktu o 57 mln PLN netto, ▪ rezygnację wykonawcy z roszczeń z tyt. niezapłaconego wynagrodzenia w wysokości o 164 mln PLN netto, ▪ rezygnację wykonawcy z roszczeń o zwrot 135 mln PLN netto pobranych z gwarancji należytego wykonania kontraktu. Po realizacji ugody strony zrzekną się wszelkich wzajemnych roszczeń wynikających z kontraktu. Szczegółowy opis znajduje się w nocie 23.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Zawarcie ugody z wykonawcą bloku energetycznego nr 7 w Elektrowni Turów	Uгода kończy spory związane z realizacją inwestycji i ogranicza ryzyka prawne oraz finansowe Grupy PGE.

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	Pozyskanie dotacji przez PGE Dystrybucja S.A. od NFOŚiGW na ok. 1,4 mld PLN na modernizację sieci dystrybucyjnej	W marcu 2026 roku PGE Dystrybucja S.A. podpisała siedem nowych umów o wartości dotacji na ok. 1,4 mld PLN na realizację programu modernizacji sieci elektroenergetycznych na obszarach wiejskich. Dzięki środkom z KPO spółka zwiększy możliwości przyłączania nowych instalacji OZE, a także wdroży inteligentne rozwiązania podnoszące bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii. W ramach dofinansowania zmodernizowane zostaną stacje SN/nN, gdzie zamontowane zostaną liczniki bilansujące z analizatorami jakości energii. Pozyskanie dotacji przez PGE Dystrybucja S.A.	Możliwość realizacji programu inwestycyjnego bez angażowania środków GK PGE.
	Wybór wykonawcy magazynu energii w Gryfinie	W kwietniu 2026 roku PGE Energia Odnawialna S.A. zakończyła postępowanie na wybór generalnego wykonawcy inwestycji dotyczącej bateryjnego magazynu energii Gryfino. Projekt realizuje konsorcjum dwóch polskich firm: SPEC BAU POLSKA sp. z o.o. oraz EL PROFESSIONAL sp. z o.o. Magazyn energii Gryfino o mocy do 400 MW i minimalnej pojemności 800 MWh powstanie w Nowym Czarnowie, w sąsiedztwie pozostałych inwestycji Grupy PGE. Zamówienie obejmuje zaprojektowanie, dostawę, budowę, montaż, uruchomienie i przekazanie do eksploatacji w formule „zaprojektuj i wybuduj pod klucz”, w tym m.in. świadczenie usług serwisu gwarancyjnego w okresie 36 miesięcy od oddania do eksploatacji. Wartość zamówienia wynosi 1,1 mld PLN brutto. Inwestycja została zabezpieczona 17-letnim kontraktem na Rynku Mocy, a jej uruchomienie planowane jest na koniec 2028 roku. PGE Energia Odnawialna wybrała wykonawcę Magazynu Energii Gryfino	Magazyn zapewnia Grupie PGE stabilne, 17-letnie przychody z Rynku Mocy. Jest to kluczowe narzędzie do bilansowania OZE, synergii z własnymi inwestycjami. Realizacja celów strategicznych.
	Odwołanie Członka Zarządu	19 maja 2026 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. podjęła uchwałę o odwołaniu ze składu Zarządu Spółki Roberta Kowalskiego - Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju. Odwołanie Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju	Zmiany mają na celu dostosowanie składu Zarządu do aktualnych priorytetów Spółki.
	Powołanie Członka Zarządu	3 czerwca 2026 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. podjęła uchwałę o powołaniu Piotra Dziubałtowskiego w skład Zarządu XII kadencji od 8 czerwca 2026 roku i powierzeniu mu funkcji Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju. Powołanie Wiceprezesa Zarządu ds. Wsparcia i Rozwoju	Zmiany mają na celu dostosowanie składu Zarządu do aktualnych priorytetów Spółki.
	Postanowienia Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia	18 czerwca 2026 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGE S.A. zatwierdziło sprawozdania finansowe i sprawozdanie Zarządu z działalności jednostkowe oraz Grupy Kapitałowej PGE za 2025 rok, sprawozdanie Rady Nadzorczej oraz sprawozdanie o wynagrodzeniach. Podczas ZWZ podjęto również uchwały dotyczące pokrycia straty netto, udzielenia absolutorium członkom Zarządu i Rady Nadzorczej, zasad wynagradzania członków Zarządu oraz Polityki wynagrodzeń. Ponadto powołano Radę Nadzorczą nowej kadencji w składzie: Michał Domagała, Anna Kowalik, Andrzej Kozyra, Elżbieta Niebisz, Andrzej Rzońca, Andrzej Sadkowski i Piotr Stolarczyk. Treść uchwał podjętych przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie	
	Umowa dot. usług regazyfikacji LNG	23 czerwca 2026 roku PGE S.A. podpisała warunkową umowę z Operatorem Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. dot. korzystania z usług regazyfikacji LNG w terminalu FSRU 2. 31 lipca 2026 roku Gaz-System S.A. poinformował o spełnieniu warunków zawieszających oraz podjęciu Ostatecznej Decyzji Inwestycyjnej w zakresie projektu FSRU 2. Uruchomienie terminala planowane jest na 2030 rok. Na podstawie umowy Spółka uzyska prawo do korzystania z usług regazyfikacji LNG przez okres 15 lat. Szacowany poziom zaangażowania finansowego Spółki w tym okresie wyniesie około 2,8 mld PLN, licząc od daty uruchomienia jednostki FSRU 2. Wartość umowy została oszacowana na dzień jej podpisania, natomiast rzeczywiste stawki opłat będą określone w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE. Umowa na korzystanie z usług regazyfikacji LNG	Uzyskane zdolności regazyfikacyjne stanowią element dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego dla GK PGE oraz zwiększają możliwości kontraktowania paliwa poza rynkiem krajowym.
	Wygrana aukcja na wsparcie dla silników gazowych	PGE Energia Ciepła S.A. oraz spółka zależna Kogeneracja S.A. wygrały w dniach 22-24 czerwca 2026 roku aukcję kogeneracyjną na wsparcie przez 15 lat dla silników gazowych. Stawki odpowiednio wyniosły: 209,98 PLN/MWh i 209,99 PLN/MWh, wolumen odpowiednio wyniósł 3 545 GWh oraz 3 750 GWh, a maksymalny przychód odpowiednio wyniósł 744 mln PLN i 787 mln PLN. Wygrana aukcja na wsparcie dla silników gazowych	Wygrana aukcja zapewnia długoterminowe, stabilne wsparcie finansowe, zwiększając przewidywalność przychodów oraz wspierając realizację Strategii.

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	Zmiana struktury organizacyjnej PGE S.A.	Od 1 czerwca 2026 roku obowiązuje nowa struktura organizacyjna PGE S.A. Prace nad nową strukturą były poprzedzone analizą funkcjonowania organizacji, zakresów odpowiedzialności poszczególnych jej jednostek oraz sposobu realizacji procesów biznesowych. Głównym celem zmian było stworzenie przejrzystej i efektywnej organizacji poprzez: ▪ integrację zadań i kompetencji w ramach komórek o podobnym profilu działalności, ▪ uproszczenie struktury zarządczej, ▪ ograniczenie powielających się funkcji i działań. Nowa struktura ma również umożliwić wykorzystanie wiedzy, doświadczenia i kompetencji pracowników.	Zwiększenie efektywności zarządzania, poprawienie współpracy między obszarami biznesowymi oraz lepsze wykorzystanie kompetencji pracowników. Powinno to przełożyć się na szybsze podejmowanie decyzji, niższe koszty funkcjonowania oraz większą zdolność GK PGE do realizacji celów strategicznych i transformacji energetycznej.

5.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	Wydłużenie pracy bloków Elektrowni Rybnik	Zarząd oraz Rada Nadzorcza PGE GIEK S.A. podjęły decyzję o zmianie harmonogramu eksploatacji poszczególnych jednostek wytwórczych w Elektrowni Rybnik względem wcześniej przyjętych założeń. Blok nr 5 został wyłączone z końcem sierpnia 2026 roku, natomiast zgodnie z aktualnym harmonogramem blok nr 8 zakończy pracę w 2027 roku, a bloki nr 6 i 7 będą eksploatowane jeszcze w pierwszej połowie 2028 roku. W okresie od 1 kwietnia 2028 roku do 31 marca 2029 roku dostawy ciepła dla odbiorców zewnętrznych będą realizowane z wykorzystaniem kotłowni rozruchowej. Dłuższa praca bloków Elektrowni Rybnik	Decyzja zapewniła GK PGE stabilizację bilansu energetycznego i płynne przejście na niskoemisyjność w związku trwającą budową bloków gazowych. Zakończenie pracy przez blok 5 i 8 nie będzie miało większego wpływu na ilość energii wytwarzanej przez elektrownię. Oznacza to, że zapotrzebowanie na węgiel zmniejszy się zaledwie o kilka procent, a wynika to głównie ze zmieniającej się roli węgla w miksie energetycznym Polski. Jednocześnie bloki będą mogły uzyskać wsparcie z Rynku Mocy do 2028 roku
	Wynik aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na rok 2027	3 września 2026 roku w aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na rok dostaw 2027, jednostki należące do Grupy PGE uzyskały kontrakty mocowe o łącznym obowiązku mocowym nie mniejszym niż 1 859 MW. Łączna wielkość umów mocowych zawartych na rok dostaw 2027, wliczając umowy z poprzednich aukcji głównych i dodatkowych, wynosi nie mniej niż 11 100 MW. Wynik aukcji uzupełniającej Rynku Mocy na rok 2027	Dodatkowe kontrakty mocowe wspierają wzrost przychodów z Rynku Mocy w 2027 roku dla elektrowni w GK PGE, poprawiając stabilność i przewidywalność wyników.

5.3. Przewidywany rozwój Grupy Kapitałowej PGE

Rozwój Grupy Kapitałowej PGE w kolejnych okresach będzie determinowany przede wszystkim przez realizację założeń strategicznych ukierunkowanych na zapewnienie bezpiecznych i stabilnych dostaw energii, budowę długoterminowej wartości Grupy, wspieranie konkurencyjności polskiej gospodarki poprzez inwestycje w transformację energetyczną oraz rozwój nowoczesnej i efektywnej infrastruktury energetycznej.

Kluczowe znaczenie będą miały inwestycje w OZE, w szczególności rozwój morskiej i lądowej energetyki wiatrowej oraz inwestycje w segmencie Dystrybucja.

W obszarze wytwórczym przewidywany jest dalszy wzrost roli jednostek gazowych jako źródeł przejściowych, wspierających stabilność systemu elektroenergetycznego w warunkach rosnącego udziału mniej stabilnych źródeł odnawialnych. Jednocześnie Grupa będzie kontynuowała działania mające na celu optymalizację funkcjonowania istniejących aktywów oraz dostosowanie ich do zmieniających się uwarunkowań rynkowych i regulacyjnych.

Istotnym czynnikiem wpływającym na perspektywy rozwoju Grupy pozostanie otoczenie regulacyjne, w tym polityka klimatyczna Unii Europejskiej, podejście do uprawnień w zakresie emisji CO₂ oraz krajowe mechanizmy wsparcia sektora energetycznego. W szczególności rozwój rynku energii oraz kształt regulacji dotyczących transformacji energetycznej będą wpływać na opłacalność poszczególnych segmentów działalności.

Ponadto rozwój Grupy będzie uzależniony od kształtowania się warunków makroekonomicznych, w tym poziomu cen energii elektrycznej, paliw oraz kosztów finansowania.

W ocenie Zarządu istotne znaczenie będą mieć również działania w zakresie poprawy efektywności operacyjnej, optymalizacji kosztowej oraz rozwoju nowych obszarów działalności, w tym usług energetycznych i rozwiązań wspierających dekarbonizację.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania trwają prace nad aktualizacją Strategii Grupy Kapitałowej PGE.

5.4. Informacje o zawartych i wypowiedzianych umowach dotyczących kredytów i pożyczek w I półroczu 2026 roku

W I półroczu 2026 roku nie zawarto nowych, znaczących umów dotyczących kredytów i pożyczek zewnętrznych. Na 30 czerwca 2026 roku łączna wartość zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek wyniosła 12 355 mln PLN.

Szczegółowe informacje zostały przedstawione również w nocy 21.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

5.5. Informacje o udzieleniu w I półroczu 2026 roku przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji¹

Tabela: Zestawienie głównych pozycji udzielonych w I półroczu 2026 roku poręczeń kredytu lub pożyczki lub gwarancji przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną.

Spółka udzielająca poręczenia/gwarancji	Beneficjent poręczenia/gwarancji	Dłużnik – za zobowiązania którego jest wystawione poręczenie lub gwarancja	Typ zabezpieczenia	Okres obowiązywania poręczenia/gwarancji		Wartość poręczenia/gwarancji (mln)	Waluta
				Początek	Koniec		
PGE S.A.	Polimex Mostostal S.A., Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co.KG	PGE Inwest 27 sp. z o.o.	Poręczenie Korporacyjne	2026-03-27	2030-11-01	1 181	PLN
PGE S.A.	Polimex Mostostal S.A., Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co.KG	PGE Inwest 23 sp. z o.o.	Poręczenie Korporacyjne	2026-03-27	2030-08-21	1 166	PLN
PGE S.A.	Polimex Mostostal S.A., Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co.KG	PGE Inwest 23 sp. z o.o.	Poręczenie Korporacyjne	2026-03-27	2030-08-21	229	EUR
PGE S.A.	Polimex Mostostal S.A., Siemens Energy sp. z o.o., Siemens Energy Global GmbH & Co.KG	PGE Inwest 27 sp. z o.o.	Poręczenie Korporacyjne	2026-03-27	2030-11-01	221	EUR
PGE S.A.	Bank Pekao S.A.	PGE Paliwa sp. z o.o.	Poręczenie Korporacyjne	2026-05-06	2028-05-31	350	PLN
PGE S.A.	Goldman Sachs Paris Inc. et Cie	PGE Paliwa sp. z o.o.	Poręczenie Korporacyjne	2026-03-30	2028-03-25	50	USD

5.6. Informacje dotyczące emisji, wykupu i spłaty nieudziałowych i kapitałowych papierów wartościowych

Tabela: Wyemitowane obligacje zewnętrzne na 30 czerwca 2026 roku.

Spółka (Emitent)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia umowy programu	Data zapadalności programu	Maksymalna kwota programu (mln)	Wykorzystanie (mln)	Waluta
PGE S.A.	Pekao S.A. oraz ING Bank Śląski S.A.	Obligacje krajowe	2011-08-29	-	5 000	1 000 ¹	PLN
PGE Sweden AB	BNP Paribas, CITIGROUP Global Markets Ltd., ING Bank N.V., London Branch, Nordea Bank Danmark A/S, PKO BP S.A. oraz Societe Generale	Euroobligacje	2014-05-22	-	2 000	138 ²	EUR

¹ Obligacje zostały wyemitowane w dwóch seriach: 1 mld PLN z 10-letnim terminem zapadalności tj. 21 maja 2029 roku i 400 mln PLN z 7-letnim terminem zapadalności tj. 21 maja 2026 roku (spłacona w terminie).

² Emisja 15-letnich obligacji typu private placement z 1 sierpnia 2014 roku, termin zapadalności 1 sierpnia 2029 roku.

¹ Łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń lub gwarancji jest znacząca.

5.7. Pozostałe istotne informacje

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

Istotne postępowania toczące się przed sądami, organami właściwymi do prowadzenia postępowań arbitrażowych oraz organami administracji publicznej zostały omówione w nocie 23.2 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. W nocy tej przedstawiono między innymi kwestie dotyczące odszkodowania z tytułu konwersji akcji, wniosku konsorcjum Polimex Mostostal S.A. oraz Polimex Energetyka sp. z o.o. o podwyższenie wynagrodzenia za budowę Elektrociepłowni Siechnice, decyzji środowiskowej dotyczącej Kopalni Turów, pozwolenia zintegrowanego dla PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o., odpisu na Fundusz WRC oraz odstąpienia od umowy z konsorcjum GE Hydro France S.A.S. i Mostostal Warszawa S.A.

TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Informacje dotyczące transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zamieszczone w nocy 26 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ponadto w nocy 6 skonsolidowanego sprawozdania finansowego wskazano, że GK PGE rozlicza transakcje między segmentami w taki sposób, jakby dotyczyły one podmiotów niepowiązanych – na warunkach rynkowych.

CZYNNIKI, KTÓRE W OCENIE EMITENTA BĘDĄ MIAŁY WPŁYW NA OSIĄGNIĘTE PRZEZ NIEGO WYNIKI W PERSPEKTYWIE CO NAJMNIEJ KOLEJNEGO KWARTAŁU

Istotne czynniki oraz zdarzenia, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału, zostały opisane w pozostałych punktach niniejszego sprawozdania.

ISTOTNE POZYCJE POZABILANSOWE

Opis istotnych pozycji pozabilansowych został przedstawiony w notach 23.1 oraz 11 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

UMOWY ORAZ INFORMACJE ISTOTNE DLA OCENY SYTUACJI KADROWEJ, MAJĄTKOWEJ, FINANSOWEJ, WYNIKU FINANSOWEGO GK PGE I ICH ZMIAN ORAZ INFORMACJE ISTOTNE DLA OCENY MOŻLIWOŚCI REALIZACJI ZOBOWIĄZAŃ PRZEZ GK PGE

Istotne umowy oraz zdarzenia zostały w przedstawione w pkt. [5.1 Istotne zdarzenia mające wpływ na działalność w I półroczu 2026 roku oraz w kolejnych okresach](#) oraz [5.2 Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym niniejszego sprawozdania](#).

W I półroczu 2026 roku poza zdarzeniami wskazanymi w pozostałych punktach niniejszego sprawozdania, nie wystąpiły inne zdarzenia, które są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego GK PGE i ich zmian oraz oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Grupę Kapitałową PGE.

RYZYKA W DZIAŁALNOŚCI GK PGE

Czynniki ryzyka związane z działalnością Grupy Kapitałowej PGE zostały szczegółowo opisane w pkt [2. Ryzyka w działalności GK PGE](#)

PUBLIKACJA PROGNOZ WYNIKÓW FINANSOWYCH

PGE S.A. nie publikowała prognoz wyników finansowych.

ODDZIAŁY POSIADANE PRZEZ SPÓŁKĘ

Spółka posiada Oddział Centrum Wiedzy i Rozwoju Grupy PGE z siedzibą w Lublinie.

6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdań

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 S.A. 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, w tym opis podstawowych zagrożeń i ryzyka.

7. Oświadczenie w sprawie podmiotu uprawnionego do przeglądu sprawozdania finansowego

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

8. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

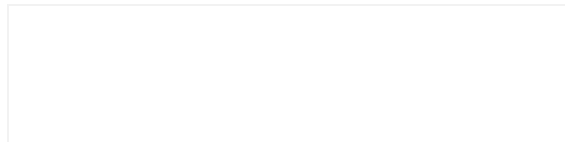
Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zostało zatwierdzone przez Zarząd Jednostki Dominującej 15 września 2026 roku.

Warszawa, 15 września 2026 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

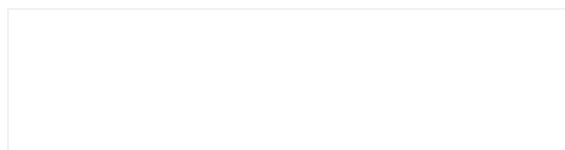
Prezes Zarządu

Dariusz Lubera



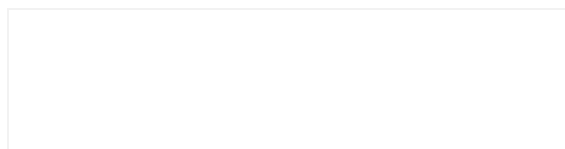
Wiceprezeska Zarządu

Katarzyna Rozenfeld



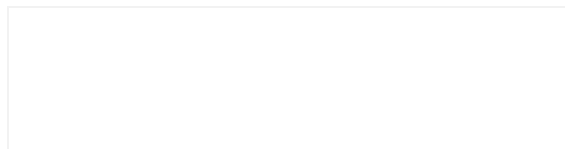
Wiceprezes Zarządu

Piotr Dziubaltowski



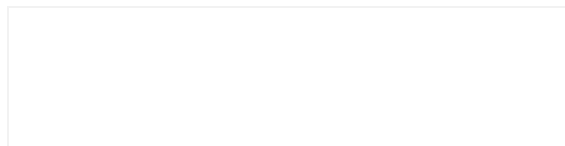
Wiceprezes Zarządu

Przemysław Jastrzębski



Wiceprezes Zarządu

Marcin Laskowski



Metodologia obliczania wskaźników

Wskaźnik	Sposób liczenia
EBIT raportowany	Wynik na działalności operacyjnej
EBIT powtarzalny	EBIT raportowany skorygowany o zdarzenia jednorazowe
EBITDA raportowana	Wynik na działalności operacyjnej + Amortyzacja
EBITDA powtarzalna	EBITDA raportowana skorygowana o zdarzenia jednorazowe
Kapitał obrotowy	Aktywa obrotowe - Zobowiązania krótkoterminowe
LTM EBITDA raportowana	EBITDA raportowana z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego
LTM EBITDA powtarzalna	EBITDA powtarzalna z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego
Marża EBITDA raportowana (%)	$\text{EBITDA raportowana} \times 100 / \text{Przychody ze sprzedaży}$
Marża EBITDA powtarzalna (%)	$\text{EBITDA powtarzalna} \times 100 / \text{Przychody ze sprzedaży}$
Rentowność sprzedaży netto ROS (%)	$\text{Wynik finansowy netto raportowany} \times 100 / \text{Przychody ze sprzedaży}$
Rentowność majątku ogółem ROA (%)	$\text{Wynik finansowy netto raportowany} \times 100 / \text{Aktywa ogółem}$
Rentowność kapitałów własnych ROE (%)	$\text{Wynik finansowy netto raportowany} \times 100 / (\text{Kapitał własny} - \text{Wynik finansowy netto})$
Szybkość obrotu należnościami (w dniach)	$\text{Średni stan należności z tytułu dostaw i usług brutto} \times 365 \text{ dni} / \text{Przychody netto}$
Szybkość obrotu zobowiązaniami (w dniach)	$\text{Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług krótkoterminowych} \times 365 \text{ dni} / \text{Przychody netto}$
Wskaźnik płynności bieżącej	$\text{Aktywa obrotowe} / \text{Zobowiązania krótkoterminowe}$
Wskaźnik płynności szybkiej	$(\text{Aktywa obrotowe} - \text{Zapasy}) / \text{Zobowiązania krótkoterminowe}$

Słowniczek pojęć branżowych

Pojęcie branżowe	Definicja
ARA	Dolarowy indeks cen węgla w EU. Loco w portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia
BAT	Best Available Technology – Najlepsze dostępne technologie
Biomasa	Stale 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
B2B	Umowa B2B (skrót z j. ang. business-to-business) to umowa cywilnoprawna zawarta między dwoma firmami.
Contract for difference (Cfd)	Kontrakt różnicowy, określający model wsparcia, w którym strona wspierająca i strona wspierana uzgadniają pewną cenę referencyjną. W przypadku, gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana stronie wspieranej. W przeciwnym razie, gdy ceny energii są wyższe niż cena referencyjna, strona wspierająca otrzymuje tę różnicę
CSDDD	Dyrektywa (UE) ws. należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju
CHP	Aukcje CHP (skrót z j. ang. Combined Heat and Power) to mechanizm wsparcia, w którym wytwórcy energii z wysokosprawnej kogeneracji (jednoczesnej produkcji prądu i ciepła) rywalizują o premię kogeneracyjną. Wygraną gwarantuje zaoferowanie najniższej ceny dopłaty do sprzedawanego prądu z nowych lub zmodernizowanych jednostek.
Customer Satisfaction Index (CSI)	Wskaźnik satysfakcji konsumenta
CSRD	Dyrektywa (UE) ws. sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine - układ gazowo-parowy z turbiną gazową
CSIRE	Centralny System Informacji Rynku Energii
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
Demand Side Response (DSR)	Usługa polegająca na dobrowolnym, czasowym ograniczeniu zużycia energii elektrycznej przez odbiorców w zamian za wynagrodzenie
DRU	Departament Ryzyka i Ubezpieczeń w PGE S.A.
Dystrybucja	Transport energii sieciami dystrybucyjnymi wysokiego (110 kV), średniego (15 kV) i niskiego (400V) napięcia w celu dostarczenia jej odbiorcom
EBI	Europejski Bank Inwestycyjny
Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	Specjalny typ elektrowni wodnych pozwalający na magazynowanie energii elektrycznej. Wykorzystywany jest do tego górny zbiornik wodny, do którego pompowana jest woda ze zbiornika dolnego, przy wykorzystaniu energii elektrycznej (zwykle nadmiarowej w systemie). Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną woda ze zbiornika górnego jest spuszczana przez turbinę. W ten sposób produkowana jest energia elektryczna
Elektrownie zawodowe ciepłne	Kategoria stosowana przez PSE 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
EUA	European Union Allowances - zbywalne prawa do emisji CO ₂ , 1 EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂
EU ETS	European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme, wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63—87)
EW	Elektrownia Wodna
FSRU	Floating Storage Regasification Unit – pływająca jednostka przystosowana do odbioru skroplonego gazu ziemnego z metanowca, jego przechowywania i regazyfikacji (zmiany stanu skupienia z cieczy na gaz)
FW	Farma Wiatrowa
Fundusz WRC	Fundusz Wyrównania Różnicy Ceny
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
Gospodarka o obiegu zamkniętym	System, w którym minimalizuje się zużycie surowców i wielkość odpadów oraz emisję i utratę energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość końcowych odpadów produkcyjnych
Grupa taryfowa	Grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
GW	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10 ⁹ W
GWe	Gigawat mocy elektrycznej
GWt	Gigawat mocy cieplnej
HCl	Chlorowodór
Hg	Rtęć
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

Pojęcie branżowe	Definicja
IOS	Instalacja Odsiarczania Spalin
IRGiT	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.
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
Kogeneracja	Równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
KOGENERACJA S.A.	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A.
KPI	Kluczowe wskaźniki efektywności
KPO	Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
KSP	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
kV	kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
kWh	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$
kWp	Jednostka mocy dedykowana dla określania mocy paneli fotowoltaicznych; oznacza ilość energii elektrycznej w peak'u, czyli w szczycie produkcji.
LNG	Skroplony gaz ziemny (liquefied natural gas)
LZO	Licznik Zdalnego Odczytu
ME	Magazyn Energii
MEW	Mate Elektrownie Wodne
MFW	Morska Farma Wiatrowa
MIE	Minimalna Ilość Energii
MKiŚ	Ministerstwo Klimatu i Środowiska
Moc osiągalna	Największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSR	Rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO ₂)
MW	Jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MWe	Megawat mocy elektrycznej
MWt	Megawat mocy cieplnej
NABE	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego
NH ₃	Amoniak
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
Nm ³	Normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1m ³ przy ciśnieniu 1013 hPa oraz temperaturze 0°C
NO _x	Tlenki azotu
Odnawialne źródło energii (OZE)	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych
Operacyjna rezerwa mocy (ORM)	Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA) będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla PSE S.A. ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii (USE) oraz na Rynku Bilansującym (RB) w ramach generacji swobodnej
Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A.

Pojęcie branżowe	Definicja
Opłata kogeneracyjna	Element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata mocowa	Element rachunku za energię elektryczną, pobierany w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (stałych dostaw prądu).
Opłata OZE	Opłata OZE służy zapewnieniu dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tytułu 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
OT	Operational Technology; systemy informatyczne i sterowania, które bezpośrednio zarządzają procesami technologicznymi oraz urządzeniami fizycznymi
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
PDO	Program Dobrowolnych Odejsć
PJ	Petadžul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 PJ = ok. 278 GWh
PPA	Zakup energii elektrycznej bezpośrednio od producentów energii ze źródeł odnawialnych
PPE	Punkt poboru energii
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 miatów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miatów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
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	Fotowoltaika; 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.
REPowerEU	Plan KE w zakresie oszczędzania energii, produkcji ekologicznej oraz dywersyfikacji dostaw energii w związku z zakłóceniami na światowym rynku energii spowodowanymi inwazją Rosji na Ukrainę
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	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, 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
SAIFI	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
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

Pojęcie branżowe	Definicja
Sieć wysokiego napięcia (WN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SKRM	Stały Komitet Rady Ministrów
SOKiK	Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
SO ₂	Dwutlenek siarki
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)
Taksonomia środowiskowa UE	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające Rozporządzenie (UE) 2019/2088
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
TTF	Title Transfer Facility – indeks kontraktów terminowych na gaz z holenderskiej giełdy ICE Endex Dutch
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI - 1 TWh to 10 ⁹ kWh
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa KDT	Ustawa z 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej
UTK	Urząd Transportu Kolejowego
Wskaźnik dyspozycyjności	(czas pracy + czas postoju w rezerwie) x 100 / czas okresu
Wskaźnik wykorzystana mocy zainstalowanej	Wyprodukowana energia elektryczna x 100 / (czas okresu x moc zainstalowana)
V (wolt)	Jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V= 1J/1C = (1 kg x m ²) / (A x s ³)
W (wat)	Jednostka mocy w układzie SI, 1 w = 1J/1s = 1 kg x m ² x s ⁻³
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Wskaźnik N:W	Stosunek objętości zdejmowanego nadkładu w m ³ do masy wydobytego węgla brunatnego w tonach
Współspalanie	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
ZDEE	Umowa o Zabezpieczenie Dostaw Energii Elektrycznej
ZHZW	Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi