SPRAWOZDANIE ZARZĄDU

z działalności Grupy Kapitałowej PGE

za okres 3 i 9 miesięcy

zakończony dnia 30 września 2026 roku

Spis treści

KLUCZOWE DANE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE ... 1
1. Grupa Kapitałowa PGE - organizacja ... 2
1.1. Charakterystyka działalności ... 2
1.2. Struktura organizacyjna ... 3
1.3. Istotne zmiany w organizacji Grupy Kapitałowej ... 4
1.4. Skład osobowy organów zarządzających i nadzorujących Spółki ... 7
1.4.1. Zarząd ... 7
1.4.2. Rada Nadzorcza ... 7
1.4.2.1. Komitety Rady Nadzorczej ... 8
1.5. Akcje i akcjonariat ... 9
1.5.1. Kapitał zakładowy PGE S.A. i struktura właścicielska ... 9
1.5.2. Akcje jednostki dominującej oraz akcje/udziały w jednostkach powiązanych z PGE S.A. będące w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących ... 10
1.6. Zatrudnienie w GK PGE ... 11
2. Strategia Grupy GK PGE ... 12
2.1. Misja i wizja Grupy PGE ... 12
2.2. Kluczowe kierunki rozwoju ... 13
2.3. Program inwestycyjny i finansowanie Strategii ... 15
3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe ... 19
3.1. Otoczenie makroekonomiczne ... 19
3.2. Otoczenie rynkowe ... 20
3.2.1. Energia elektryczna ... 20
3.2.1.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym ... 20
3.2.1.2. Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy ... 22
3.2.1.3. Ceny energii elektrycznej - rynek międzynarodowy ... 23
3.2.2. Uprawnienia do emisji CO_2 ... 26
3.2.2.1. Ceny uprawnień do emisji CO_2 ... 26
3.2.2.2. Zakupy uprawnień do emisji CO_2 przez GK PGE ... 27
3.2.2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO_2 ... 27
3.3. Zmiany w otoczeniu regulacyjnym ... 28
3.3.1. Krajowe otoczenie regulacyjne ... 28
3.3.2. Zagraniczne otoczenie regulacyjne ... 34
4. Działalność GK PGE oraz segmentów działalności ... 37
4.1. Podstawowe dane operacyjne GK PGE ... 37
4.2. Kluczowe wyniki finansowe GK PGE ... 40
4.3. Charakterystyka segmentów działalności ... 45
4.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności ... 45
4.3.2. Segment działalności – Energetyka Odnawialna ... 46
4.3.3. Segment działalności – Energetyka Gazowa ... 52
4.3.4. Segment działalności – Energetyka Węglowa ... 57
4.3.5. Segment działalności – Ciepłownictwo ... 62
4.3.6. Segment działalności – Dystrybucja ... 68
4.3.7. Segment działalności – Energetyka Kolejowa ... 72
4.3.8. Segment działalności – Obrót ... 76
4.3.9. Segment działalności – Pozostała Działalność ... 79
5. Pozostałe elementy Sprawozdania ... 82
5.1. Istotne zdarzenia mające wpływ na działalność w okresie trzech kwartałów 2026 roku oraz w kolejnych okresach ... 82
5.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym ... 87
5.3. Przewidywany rozwój Grupy Kapitałowej PGE ... 87
5.4. Informacje o zawartych i wypowiedzianych umowach dotyczących kredytów i pożyczek w okresie trzech kwartałów 2026 roku ... 89
5.5. Informacje o udzielonych poręczeniach i gwarancjach w okresie trzech kwartałów 2026 roku przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną. ... 89
5.6. Pozostałe istotne informacje ... 91
6. Oświadczenie Zarządu w sprawie rzetelności sporządzenia sprawozdań ... 92
7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu ... 93
Metodologia obliczania wskaźników ... 94
Słowniczek pojęć branżowych ... 95

KLUCZOWE DANE FINANSOWE GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE

(w mln PLN)

Kluczowe dane finansowe	III kw. 2026	III kw. 2025[1]	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025[1]	Zmiana	Zmiana %
Przychody ze sprzedaży	15 851	13 785	2 066	15%	48 567	44 756	3 811	9%
EBIT raportowany	3 465	1 378	2 087	151%	9 151	-2 144	11 295	-
EBIT powtarzalny	1 866	1 892	-26	-1%	7 957	7 424	533	7%
EBITDA raportowana	4 613	2 524	2 089	83%	12 808	10 170	2 638	26%
Marża EBITDA raportowana	29%	18%			26%	23%		
EBITDA powtarzalna	2 888	2 837	51	2%	10 988	10 440	548	5%
Marża EBITDA powtarzalna	18%	21%			23%	23%		
Zysk/strata netto	2 989	424	2 565	605%	7 036	-6 699	13 735	-
Nakłady inwestycyjne (memoriałowo)	3 006	2 666	340	13%	7 930	7 580	350	5%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	6 039	1 315	4 724	359%	14 916	13 448	1 468	11%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-2 494	-2 971	477	-16%	-8 672	-7 171	-1 501	21%
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	2 072	1 188	884	74%	2 761	3 022	-261	-9%

Kluczowe dane finansowe	30 września 2026	31 grudnia 2025	Zmiana	Zmiana %
Kapitał obrotowy	3 859	-3 279	7 138	-
Zadłużenie netto[2]	-2 311	4 207	-6 518	-
Zadłużenie netto/LTM EBITDA[3] raportowana	-0,16x	0,37x		
Zadłużenie netto/LTM EBITDA[3] powtarzalna	-0,17x	0,33x		
Zadłużenie netto skorygowane[4]/LTM EBITDA[3] raportowana	-0,45x	0,23x		
Zadłużenie netto skorygowane[4]/LTM EBITDA[3] powtarzalna	-0,47x	0,21x		

Zdarzenia jednorazowe mające wpływ na EBITDA raportowana	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	1 671	0	1 671	-	1 679	-79	1 758	-
Rozliczenie z tytułu zawarcia ugody z wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów	299	0	299	-	434	0	434	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	59	0	59	-	59	-20	79	-
Korekta odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny za poprzednie okresy	9	0	9	-	9	-23	32	-
Odpis zapasów strategicznych	7	-23	30	-	3	-135	138	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy	5	0	5	-	1	65	-64	-98%
Rozwiązanie rezerwy na jednorazowe świadczenie – wydzielenie NABE	0	0	0	-	0	187	-187	-
Rekompensaty KDT	0	5	-5	-	0	30	-30	-
Rezerwa na restrukturyzację	-47	-233	186	-80%	-50	-233	183	-79%
Program Dobrowolnych Odejść	-34	-64	30	-47%	-71	-64	-7	11%
Rezerwa na opłaty za korzystanie z usług wodnych za poprzednie okresy	-245	0	-245	-	-245	0	-245	-
Pozostałe	1	2	-1	-50%	1	2	-1	-50%
Razem	**1 725**	**-313**	**2 038**	**-**	**1 820**	**-270**	**2 090**	**-**

[1] *Wartości EBIT raportowany/powtarzalny i EBITDA raportowana/powtarzalna za III kwartał 2025 roku oraz za I-III kw. 2025 roku zostały doprowadzone do porównywalności.*

[2] *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 43 mln PLN. Szacunkowe ekonomiczne zadłużenie netto (uwzględniające m.in. przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO_2,* odwrócenie efektu księgowej wyceny pożyczek KPO oraz leasing ujmowany zgodnie z MSSF 16*) wynosi 14 156 mln PLN.*

[3] *LTM EBITDA – EBITDA z ostatnich 12 miesięcy od dnia sprawozdawczego.*

[4] *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 CO_2, 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.

1.2. Struktura organizacyjna

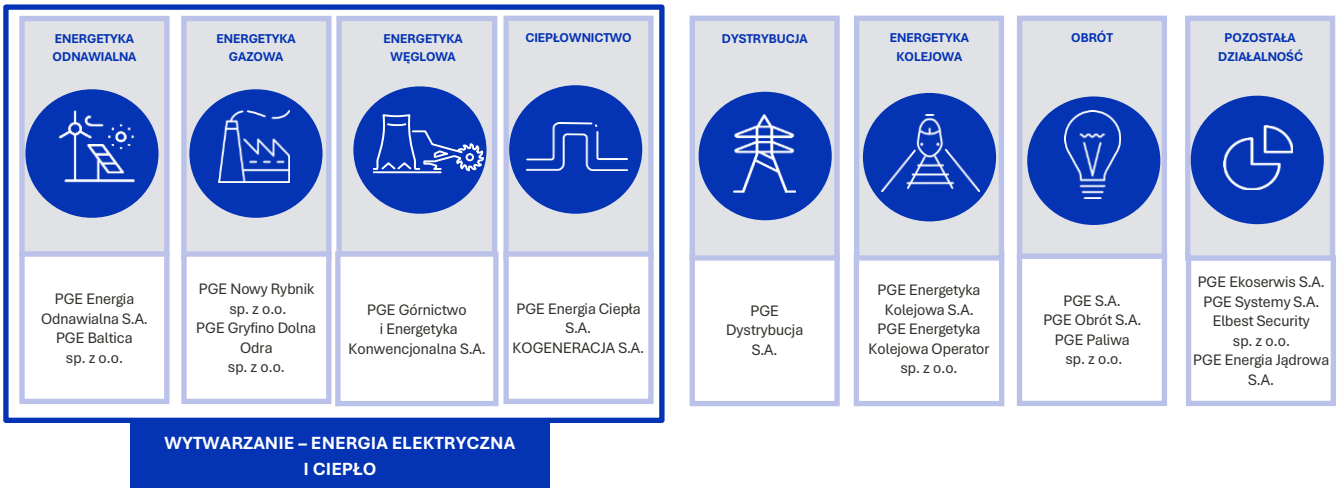
Grupa Kapitałowa PGE na 30 września 2026 roku składała się z:

- 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 PGE[1].



[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	Akcje/udziały spółki	Data transakcji / rejestracji w KRS	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 EW 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 EW 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, EW 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: EW Baltica + sp. z o.o.
Ciepłownictwo	DKRB Gdańsk sp. z o.o. - nabycie przez PGE Energia Ciepła S.A. od spółki Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej 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 Cieplnej 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 umorzenia (umorzenie dobrowolne)	22 czerwca 2026 roku zawarcie umowy sprzedaży akcji własnych / 23 lipca 2026 roku wpis do rejestru KRS	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. 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%.
Energetyka Odnawialna	PGE Inwest 31 sp. z o.o. – nabycie przez PGE Baltica sp. z o.o. od spółki PGE S.A. 100% udziałów spółki	4 września 2026 roku zawarcie umowy sprzedaży udziałów i nabycie udziałów	4 września 2026 roku pomiędzy PGE Baltica sp. z o.o. jako kupującym oraz spółką PGE S.A. jako sprzedającym zawarta została umowa sprzedaży udziałów PGE Inwest 31 sp. z o.o. Przeniesienie prawa własności ww. udziałów na rzecz PGE Baltica sp. z o.o. nastąpiło w dniu zawarcia ww. umowy sprzedaży udziałów.

Segment działalności	Akcje/udziały spółki	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Odnawialna	EW Baltica-1 sp. z o.o., EW Baltica-5 sp. z o.o, EW Baltica-7 sp. z o.o., EW Baltica-8 sp. z o.o., EW Baltica-9 sp. z o.o., PGE Baltica 3 sp. z o.o. (spółki) – przeniesienie na rzecz PGE Baltica sp. z o.o. 100% udziałów w spółkach	4 września 2026 roku zawarcie umowy aportowej i przeniesienie udziałów w spółkach	4 września 2026 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PGE Baltica sp. z o.o. podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki z kwoty 9 250 000 PLN do kwoty 1 546 648 000 PLN, tj. o kwotę 1 537 398 000 PLN, w drodze ustanowienia 1 537 398 nowych udziałów tej spółki. Zgodnie z tą uchwałą, nowe udziały PGE Baltica sp. z o.o. zostały objęte w całości przez PGE S.A. i pokryte przez nią wkładami niepieniężnymi stanowiącymi łącznie 100% udziałów w kapitałach zakładowych wymienionych spółek, w których PGE S.A. była jedynym wspólnikiem. 4 września 2026 roku doszło do pokrycia udziałów w wyniku zawarcia w tym dniu przez PGE S.A. i PGE Baltica sp. z o.o. umowy aportowej przenoszącej ww. udziały w spółkach na rzecz PGE Baltica sp. z o.o.

ŁĄCZENIE SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka przejmująca / spółka przejmowana	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Gazowa	PGE Elektrownia Szczytowa Rybnik sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Inwest 23 sp. z o.o.) – spółka przejmująca PGE Inwest 28 sp. z o.o. – spółka przejmowana	24 sierpnia 2026 roku / 2 października 2026 roku nastąpił wpis do KRS (dzień połączenia)	24 sierpnia 2026 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Elektrownia Szczytowa Rybnik sp. z o.o. podjęło uchwałę o połączeniu spółek, w trybie art. 5151 Kodeksu spółek handlowych, w drodze przejęcia przez spółkę przejmującą spółki przejmowanej, przez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez przyznawania udziałów spółki przejmującej oraz bez wydawania nowych udziałów spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej. W wyniku połączenia nastąpi wykreślenie spółki przejmowanej z rejestru przedsiębiorców. PGE S.A. jest jedynym wspólnikiem spółki przejmującej i była jedynym wspólnikiem spółki przejmowanej.
Energetyka Gazowa	PGE Inwest 27 sp. z o.o. – spółka przejmująca PGE Inwest 29 sp. z o.o. – spółka przejmowana	24 sierpnia 2026 roku / 1 października 2026 roku nastąpił wpis do KRS (dzień połączenia)	24 sierpnia 2026 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PGE Inwest 27 sp. z o.o. podjęło uchwałę o połączeniu spółek, w trybie art. 5151 Kodeksu spółek handlowych, w drodze przejęcia przez spółkę przejmującą spółki przejmowanej, przez przeniesienie całego majątku spółki przejmowanej na spółkę przejmującą bez przyznawania udziałów spółki przejmującej oraz bez wydawania nowych udziałów spółki przejmującej w zamian za udziały spółki przejmowanej. W wyniku połączenia nastąpi wykreślenie spółki przejmowanej z rejestru przedsiębiorców. PGE S.A. jest jedynym wspólnikiem spółki przejmującej i była jedynym wspólnikiem spółki przejmowanej.
Energetyka Odnawialna	PGE Energia Odnawialna S.A. – spółka przejmująca PGE Inwest 24 sp. z o.o., Wind Farm Łada sp. z o.o., – spółki przejmowane	1 września 2026 roku / 2 listopada 2026 roku nastąpił wpis do KRS (dzień połączenia)	1 września 2026 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Energia Odnawialna S.A. oraz Nadzwyczajne Zgromadzenia Wspólników spółek przejmowanych podjęły uchwały o połączeniu spółek przez przejęcie, poprzez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą bez wydawania nowych akcji spółki przejmującej w zamian za udziały spółek przejmowanych oraz rozwiązanie spółek przejmowanych bez przeprowadzania ich likwidacji. PGE Energia Odnawialna S.A. była jedynym wspólnikiem spółek przejmowanych.

PODZIAŁ SPÓŁEK

Segment działalności	Spółka dzielona / spółka przejmująca	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Obrót	Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. - spółka dzielona ELMEN sp. z o.o. - spółka przejmująca	22 października 2025 roku / 28 października 2025 roku wpis do KRS obniżenia kapitału zakładowego Energoserwis Kleszczów sp. z o.o. 2 stycznia 2026 roku wpis do KRS podwyższenia kapitału zakładowego ELMEN sp. z o.o. (dzień wydzielenia)	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. 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.

Segment działalności	Spółka dzielona / spółka przejmująca	Data transakcji / rejestracji w KRS	Komentarz
Energetyka Kolejowa	PGE Energetyka Kolejowa S.A. - spółka dzielona PGE Energetyka Kolejowa Operator sp. z o.o. (poprzednia firma: PGE Energetyka Kolejowa Obsługa sp. z o.o.) - spółka przejmująca	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. (dzień wydzielenia)	3 listopada 2025 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółki PGE Energetyka Kolejowa S.A. i 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. 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. 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 30 września 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 30 września 2026 roku brak wykreślenia spółki z rejestru handlowego	26 stycznia 2023 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Railen GmbH podjęto 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 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.
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 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).
Energetyka Kolejowa	Railen Baltics, UAB w upadłości z siedzibą w Wilnie	23 grudnia 2025 roku / 21 września 2026 roku doszło do wykreślenia spółki z litewskiego Rejestru Spółek	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. 21 września 2026 roku spółka została wykreślona z litewskiego Rejestru Spółek i tym samym likwidacja spółki została zakończona.

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 września 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 30 września 2026 roku i 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 30 września 2026 roku i 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 września 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 ZNACZNE 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 września 2026 roku oraz na dzień podpisania niniejszego sprawozdania[1].

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.*

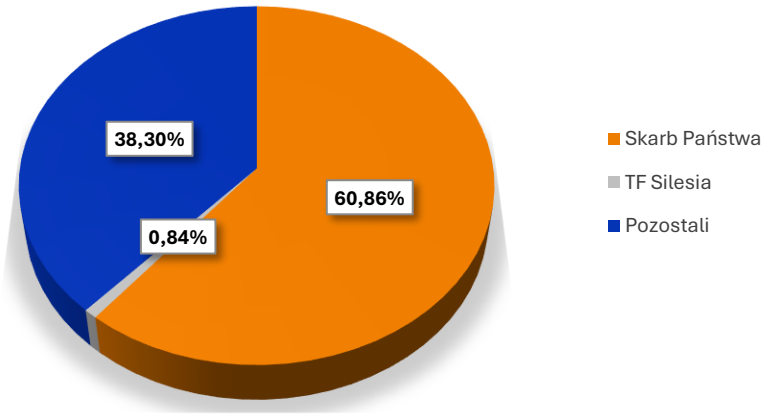
Wszystkie akcje Spółki zostały opłacone.

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 września 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 września 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 września 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 39 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 osłonowych.

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

Wyszczególnienie	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Energetyka Odnawialna	908	824	84	10%
Energetyka Gazowa	150	107	43	40%
Energetyka Węglowa	15 749	17 454	-1 705	-10%
Ciepłownictwo	3 238	3 284	-46	-1%
Dystrybucja	9 768	9 640	128	1%
Energetyka Kolejowa	4 146	4 023	123	3%
Obrót	3 214	3 278	-64	-2%
Pozostała Działalność	2 566	2 539	27	1%
Łącznie w Grupie PGE	**39 739**	**41 149**	**-1 410**	**-3%**

[1] *Bez osób zawieszonych.*

Spadek liczby zatrudnionych w GK PGE na 30 września 2026 roku w porównaniu do 30 września 2025 roku wynika głównie z bieżących odejść, nabywania 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.

Zwiększenie zatrudnienia w segmencie Dystrybucji to głównie wzrost w obszarze inżynieryjno-technicznym zapewniający właściwe wykorzystanie środków inwestycyjnych i terminowe przyłączania odbiorców do sieci dystrybucyjnej oraz utrzymanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa prowadzenia ruchu sieciowego.

Zmiany stanu zatrudnienia w segmencie Energetyka Kolejowa wynikają 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 energetyki morskiej 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 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, jak również zatrudnienia nowych pracowników w obszarach rozwijanych przez PGE Systemy S.A (tj. LTE450, NCB, cyberbezpieczeństwo).

2. Strategia Grupy GK PGE

HORYZONT 2035 | „ENERGIA CYFROWEJ PRZYSZŁOŚCI”

2.1. Misja i wizja Grupy PGE

AKTUALIZACJA STRATEGII GRUPY PGE

19 października 2026 roku Grupa PGE ogłosiła zaktualizowaną Strategię Grupy PGE do 2035 roku pod hasłem „Energia cyfrowej przyszłości”. Dokument określa kierunki rozwoju Grupy w warunkach przyspieszającej elektryfikacji gospodarki, rosnącego znaczenia technologii cyfrowych i sztucznej inteligencji, zmian struktury podaży energii oraz zwiększonej zmienności otoczenia regulacyjnego, surowcowego i geopolitycznego.

Celem Strategii jest budowa nowoczesnego koncernu energetycznego o stabilnej rentowności, wspierającego bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność polskiej gospodarki. Grupa zamierza wykorzystywać wzrost popytu na energię, rozwijać zintegrowany łańcuch wartości oraz tworzyć długoterminową wartość przy zachowaniu dyscypliny kapitałowej. Horyzont 2035 wyznacza ramy programu inwestycyjnego i transformacyjnego, natomiast cel osiągnięcia zerowej emisji netto z wytwarzania energii został utrzymany w perspektywie 2050 roku.

MISJA, WIZJA I AMBICJE STRATEGICZNE

Misją Grupy PGE jest zapewnienie energii dla cyfrowej przyszłości, wspierającej elektryfikację gospodarki oraz rozwój przemysłu, transportu i nowych technologii. Grupa realizuje ją poprzez niezawodne dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz rozwiązania dopasowane do potrzeb klientów.

Wizją Grupy PGE jest budowa nowoczesnego, zintegrowanego koncernu energetycznego o stabilnej rentowności, zapewniającego trwały wzrost wartości dla akcjonariuszy oraz wspierającego bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność polskiej gospodarki. Podstawą modelu biznesowego Grupy są zbilansowany portfel wytwórczy, inteligentne sieci oraz nowoczesne usługi energetyczne.

Ambicje strategiczne Grupy obejmują tworzenie długoterminowej wartości dla akcjonariuszy, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw oraz wsparcie polskiej gospodarki, w tym rozwój krajowego łańcucha dostaw. Ich realizacja opiera się na wykorzystaniu potencjału elektryfikacji, transformacji portfela aktywów oraz poprawie efektywności inwestycyjnej i operacyjnej. Transformacja będzie łączyć stopniowe ograniczanie emisji oraz dbałość o zrównoważoną sytuację finansową z odpowiedzialnym podejściem do pracowników i regionów działalności Grupy.

FUNDAMENTY TWORZENIA WARTOŚCI

Strategia Grupy PGE opiera się na trzech filarach:

- **Wykorzystanie potencjału elektryfikacji** poprzez monetyzację rosnącego popytu na energię i usługi energetyczne, w tym zapotrzebowania generowanego przez przemysł, transport, kolej, ciepłownictwo, centra danych i rozwój sztucznej inteligencji.
- **Transformacja portfela aktywów** poprzez rozwój inteligentnych sieci, OZE, magazynów energii i elastycznych źródeł niskoemisyjnych, przy wykorzystaniu istniejących lokalizacji, infrastruktury oraz kompetencji pracowników.
- **Efektywność inwestycyjna i operacyjna**, obejmująca selektywną alokację kapitału, mierzalne kryteria rentowności, poprawę dostępności i kosztów aktywów oraz wykorzystanie cyfryzacji, danych i AI.

Efektami realizacji Strategii będzie powrót do wypłacania dywidendy oraz silny impuls dla krajowej gospodarki z powodu maksymalizacji udziału krajowego łańcucha dostaw, tak aby osiągać ponad 65% udziału komponentu krajowego w wydatkach ponoszonych w całym cyklu życia inwestycji.

2.2. Kluczowe kierunki rozwoju

Strategia jest realizowana w pięciu komplementarnych obszarach, które łączą segmenty działalności w ramach wspólnego łańcucha tworzenia wartości i stanowią podstawę alokacji kapitału oraz komunikacji z rynkiem.

Tabela: Kluczowe kierunki rozwoju.

	OZE i Magazynowanie energii	Stabilne moce niskoemisyjne	Energetyka Węglowa	Infrastruktura sieciowa	Rozwiązania energetyczne dla klientów
Zakres	OZE *onshore*, OZE *offshore*, fotowoltaika, magazynowanie energii i instalacje hybrydowe	Energetyka Gazowa, Ciepłownictwo, Energetyka Jądrowa	Energetyka Węglowa, wykorzystanie infrastruktury konwencjonalnej	Sieci i dystrybucja, infrastruktura kolejowa	Sprzedaż detaliczna, handel energią, mocą i paliwami, elektryfikacja innowacyjnej gospodarki
Finanse	**80 mld PLN** CAPEX 2025-2035 **10 mld PLN** EBITDA w 2035	**48 mld PLN** CAPEX 2025-2035 **9 mld PLN** EBITDA w 2035	**5 mld PLN** CAPEX 2025-2035 **-1,5 mld PLN** EBITDA w 2035[1]	**70 mld PLN** CAPEX 2025-2035 **11 mld PLN** EBITDA w 2035	**6 mld PLN** CAPEX 2025-2035 **2 mld PLN** EBITDA w 2035
Transformacja	**28 TWh** energii z OZE[2] w 2035 **9 GW** mocy OZE[2] **18 GWh** pojemności magazynowej **>75%** zabezpieczonego wolumenu OZE przez CfD lub cPPA	**9,6 GW** elastycznych mocy gazowych **100%** ciepła ze źródeł zero- i nisko-emisyjnych • Program przyszłego rozwoju SMR i LDR • Partnerstwo programu PPEJ	• Optymalizacja aktywów produkcyjnych • Wykorzystanie infrastruktury i kompetencji do nowych inwestycji i rozwoju regionów	**+11 GW** OZE w sieci do 2035 **+12 GW** przyłączeń odbiorców **2x** wzrost WRA do 2035	**100%** Zdolności do obsługi zdalnej **3** Centra Danych w partnerstwie • Systematyczny wzrost wskaźnika CX Index

[1] *Wartość -1,5 mld PLN uwzględnia poprawę wyniku o 1,7 mld PLN EBITDA w ramach dotychczas oszacowanych efektów programu poprawy efektywności.*

[2] *Energia w ramach projektów zrealizowanych z udziałem PGE, niezależnie od udziału partnerów.*

OZE I MAGAZYNOWANIE ENERGII

Obszar obejmuje rozwój odnawialnych źródeł energii, w tym morskiej i lądowej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki, a także magazynowania energii w technologiach bateryjnych i elektrowniach szczytowo-pompowych. Rozbudowa portfela ma zwiększać udział przewidywalnych przychodów, ograniczać emisyjność wytwarzania i obniżać średnią cenę energii w portfelu Grupy. Rozwój magazynów energii, powiązany ze wzrostem mocy lądowych OZE, będzie wspierać ich efektywną integrację z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym.

W morskiej energetyce wiatrowej Grupa PGE zamierza wykorzystać doświadczenia z pierwszych inwestycji do budowy gotowości do samodzielnej realizacji kolejnych przedsięwzięć. Rozwój skali działalności i kompetencji ma umożliwić przejmowanie coraz większej części wartości w całym cyklu życia projektów oraz osiągnięcie pozycji zintegrowanego inwestora offshore.

Celem finansowym obszaru jest osiągnięcie wyniku EBITDA na poziomie 3,8 mld PLN w 2030 roku oraz 10 mld PLN w 2035 roku.

STABILNE MOCE NISKOEMISYJNE

Obszar obejmuje elastyczne moce gazowe, transformację ciepłownictwa oraz strategiczne opcje jądrowe. Realizacja planowanych inwestycji, obejmujących budowę 9,6 GW elastycznych mocy gazowych, w tym 1,7 GW dla ciepłownictwa, ma przełożyć się na wygenerowanie EBITDA w wysokości 6 mld PLN w 2030 roku oraz około 9 mld PLN w 2035 roku. Zakłada się, że transformacja ciepłownictwa pozwoli na osiągnięcie do 2035 roku w pełni zero- i niskoemisyjnego miksu wytwarzania ciepła. Dalsze projekty inwestycyjne będą realizowane w zależności od dostępności mechanizmów mocowych, dojrzałości technologii oraz możliwości zapewnienia odpowiedniego poziomu zwrotu z inwestycji.

W perspektywie Strategii Grupa PGE będzie rozwijać energetykę jądrową jako opcję strategiczną, wspierając Program Polskiej Energetyki Jądrowej z ambicją pełnienia roli partnera infrastrukturalnego i operacyjnego drugiej elektrowni jądrowej. Równolegle będzie budować partnerstwa na rzecz rozwoju SMR w elektroenergetyce, LDR w ciepłownictwie, analizując technologie, lokalizacje i modele biznesowe. Do 2035 roku planowane nakłady na ten obszar wyniosą około 1,0 mld PLN i będą obejmować działania do etapu podjęcia ostatecznych decyzji inwestycyjnych.

Kolejne decyzje będą podejmowane etapowo, na podstawie wyników badań lokalizacyjnych, analiz technologicznych i oceny opłacalności projektów

ENERGETYKA WĘGLOWA

Działania koncentrują się na dostosowaniu skali i kosztów działalności do zmieniającej się roli jednostek węglowych oraz przygotowaniu lokalizacji do nowych funkcji energetycznych, przemysłowych i cyfrowych. Program poprawy efektywności obejmuje m.in. obniżanie minimów elektrownianych, ograniczanie sprzedaży w nieopłacalnych godzinach oraz przygotowanie bloków do pracy cyklicznej i dłuższych postojów, przy zachowaniu gotowości do realizacji obowiązków mocowych i usług bilansujących. Remonty, nakłady odtworzeniowe i koszty eksploatacji będą dostosowywane do przewidywanego sposobu i okresu pracy aktywów. Ograniczane będą również koszty majątku nieprodukcyjnego i wyłączanego z eksploatacji, z uwzględnieniem możliwości jego ponownego wykorzystania. Skala wydobycia, wykorzystanie parku maszynowego i koszty utrzymania infrastruktury będą dostosowywane do zapotrzebowania na węgiel brunatny.

Równolegle realizowane inwestycje energetyczne mogą być rozszerzane o kolejne przedsięwzięcia wykorzystujące potencjał istniejących lokalizacji i infrastruktury. Kierunki rozwoju obejmują energetykę gazową i ciepłownictwo, OZE i magazyny energii oraz opcje jądrowe, w tym analizy Bełchatowa jako potencjalnej lokalizacji drugiej elektrowni jądrowej w Polsce i wykorzystania SMR w Turowie. Rozważane jest również przygotowanie terenów dla centrów danych i kampusów AI oraz działalności przemysłowej, serwisowej i logistycznej, w tym technologii podwójnego zastosowania.

INFRASTRUKTURA SIECIOWA

Rozwój inteligentnej, odpornej i cyfrowo zarządzanej sieci ma umożliwić przyłączanie nowych źródeł wytwórczych, magazynów energii i odbiorców oraz wspierać elektryfikację gospodarki. Istotnym kierunkiem będzie dostosowanie infrastruktury do rosnącej roli rozproszonych źródeł odnawialnych i magazynowania energii. Cyfrowe zarządzanie siecią oraz zwiększanie jej odporności będą wspierać niezawodność dostaw. Rozbudowa infrastruktury będzie sprzyjać wzrostowi regulacyjnej wartości aktywów oraz wolumenu dystrybuowanej energii.

Energetyka Kolejowa będzie dla PGE obszarem dalszego wzrostu, wpisującym się w trend elektryfikacji transportu, w tym szczególnie rozwoju infrastruktury kolei dużych prędkości. Grupa będzie też selektywnie rozwijać infrastrukturę i usługi dla elektromobilności, co będzie skutkować wzrostem nowych strumieni przychodów przy efektywnym wykorzystaniu nakładów inwestycyjnych.

Zakłada się, że wzrost efektywności inwestycyjnej i kosztowej, postępująca cyfryzacja oraz lepsze wykorzystanie zasobów elastycznych pozwolą osiągnąć EBITDA w wysokości 8,2 mld PLN w 2030 roku i około 11 mld PLN w 2035 roku.

ROZWIĄZANIA ENERGETYCZNE DLA KLIENTÓW

Obszar łączy sprzedaż energii i usług, handel energią, mocą i paliwami, zarządzanie elastycznością oraz rozwój doświadczenia klienta. Grupa zakłada 100% obsługi zdalnej, rozwój kontraktów cPPA, a także oferowanie dedykowanych rozwiązań dla przemysłu, transportu, centrów danych i sektora sztucznej inteligencji.

W nowym podejściu Grupa PGE będzie rozwijać się nie tylko jako producent i dostawca energii oraz operator infrastruktury, ale również jako aktywny uczestnik procesu stopniowej elektryfikacji polskiej gospodarki, wspierając rozwój nowych gałęzi przemysłu, usług cyfrowych, infrastruktury danych oraz elektromobilności. Grupa zamierza wykorzystać postępującą elektryfikację jako jedno z kluczowych źródeł wzrostu wartości.

Do 2035 roku Grupa planuje przeznaczyć ok. 6 mld PLN na rozwój nowych obszarów działalności, obejmujących strefy przemysłowe, centra danych, usługi Energy-as-a-Service oraz nowe technologie energetyczne. PGE będzie wykorzystywać swoje aktywa, infrastrukturę, energię i kompetencje do kompleksowego wspierania klientów w procesie elektryfikacji, oczekując jednocześnie atrakcyjnego zwrotu z zaangażowanego kapitału. Zakładana jest realizacja przedsięwzięć w partnerstwach branżowych i strategicznych, zarówno z podmiotami komercyjnymi, jak i sektorem publicznym.

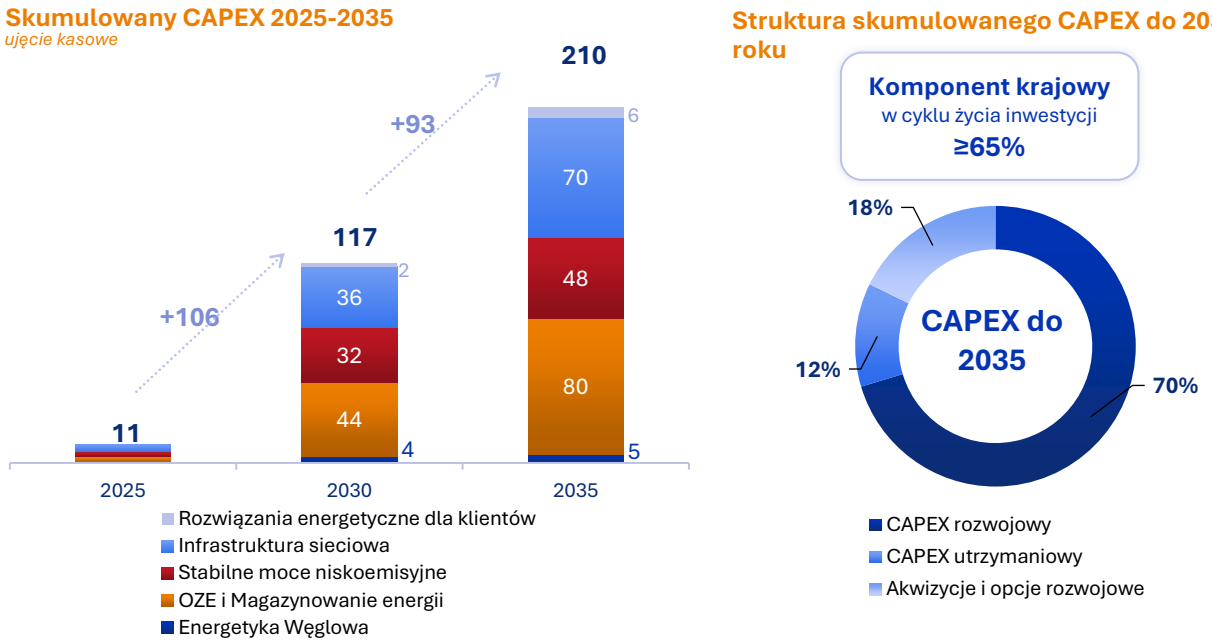
Rozwój nowych usług i produktów energetycznych ma wspierać budowę trwałych relacji z klientami oraz zwiększanie udziału przychodów pochodzących z działalności o wyższej marżowości.

2.3. Program inwestycyjny i finansowanie Strategii

ALOKACJA NAKŁADÓW

Strategia przewiduje około 210 mld PLN nakładów inwestycyjnych w ujęciu kasowym w latach 2025–2035. Nakłady rozwojowe mają stanowić ok. 70% programu, a pozostała część obejmie utrzymanie oraz akwizycje i opcje rozwojowe, z udziałami szacowanymi odpowiednio na 12% i 18%. Największa część kapitału zostanie skierowana do infrastruktury sieciowej oraz OZE i magazynów energii. W ramach programu inwestycyjnego ok. 80 mld PLN zostanie przeznaczonych na rozwój morskiej i lądowej energetyki wiatrowej oraz magazynów energii, 70 mld PLN na rozwój infrastruktury sieciowej i dystrybucyjnej, 48 mld PLN na transformację energetyczną, uwzględniającą rozwój segmentu Energetyka Gazowa, transformację Ciepłownictwa oraz badanie opcji rozwojowych w zakresie SMR, 6 mld PLN na rozwiązania energetyczne dla klientów, w tym na wsparcie elektryfikacji gospodarki i rozwój nowego przemysłu oraz centrów danych, a 5 mld PLN na pokrycie kosztów utrzymaniowych segmentu Energetyka Węglowa.

Wykres: Struktura nakładów inwestycyjnych.

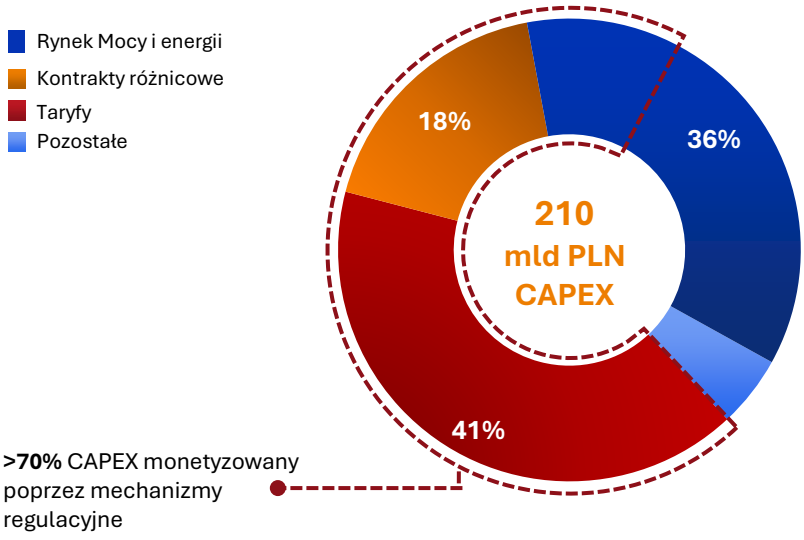


ŹRÓDŁA FINANSOWANIA I DYSCYPLINA KAPITAŁOWA

Finansowanie programu ma opierać się na przepływach operacyjnych, długu korporacyjnym, formule Project Finance, partnerstwach kapitałowych oraz środkach pomocowych i preferencyjnych. Dobór struktury finansowania będzie uwzględniał profil ryzyka projektu, przewidywalność przychodów, wpływ na bilans Grupy i dostępność instrumentów wsparcia.

Ponad 70% planowanych nakładów inwestycyjnych ma być monetyzowane poprzez stabilne mechanizmy regulacyjne i kontraktowe, w tym taryfy, Rynek Mocy i kontrakty różnicowe. Polityka alokacji kapitału zakłada realizację przede wszystkim przedsięwzięć spełniających wymagane stopy zwrotu odpowiednie do profilu ryzyka oraz utrzymanie ratingu inwestycyjnego i bezpiecznego poziomu zadłużenia. Program inwestycyjny został skonstruowany w sposób zapewniający równowagę pomiędzy wzrostem wartości Grupy, bezpieczeństwem dostaw energii oraz utrzymaniem bezpiecznego poziomu zadłużenia.

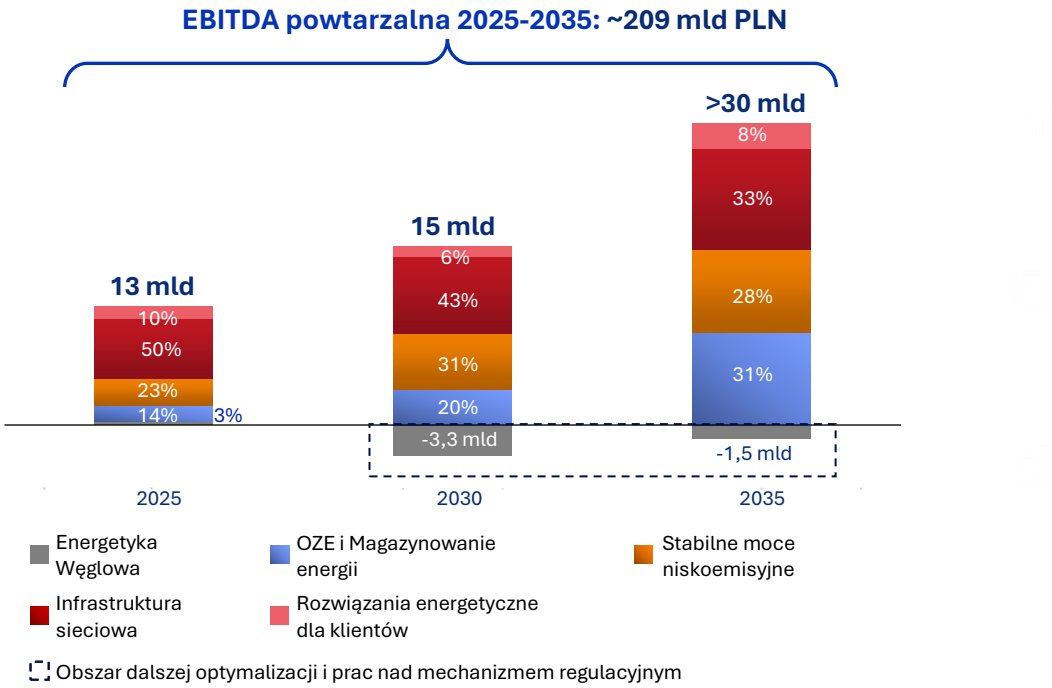
Wykres: CAPEX według źródeł finansowania.



EWOLUCJA WYNIKU EBITDA

Strategia zakłada ponad dwukrotny wzrost wyniku EBITDA do poziomu przekraczającego 30 mld PLN w 2035 roku, Wzrost wyniku ma być osiągnięty przede wszystkim dzięki rozwojowi segmentów regulowanych, OZE i magazynowania energii oraz poprawie efektywności operacyjnej Grupy. Skumulowana EBITDA w latach 2025–2035 ma wynieść około 209 mld PLN. Wzrostowi wyniku będzie towarzyszyć zmiana jego struktury, w tym rosnący udział OZE i magazynów energii. Przychody z kontraktów różnicowych i Rynku Mocy mają zwiększać powtarzalność wyniku oraz ograniczać ekspozycję na ryzyko cenowe. Jednocześnie prognozowana strata w segmencie Energetyka Węglowa pozostaje obszarem dalszej optymalizacji i prac nad mechanizmem regulacyjnym.

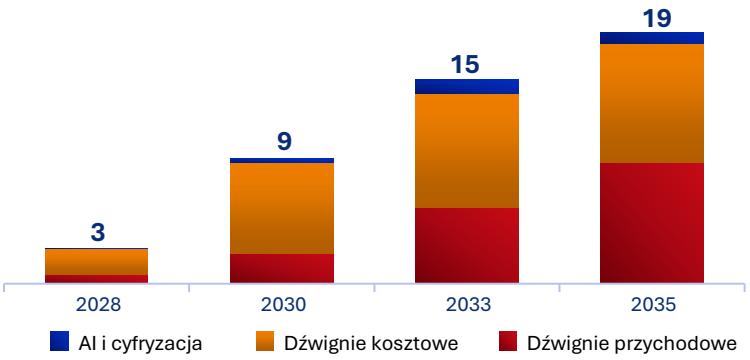
Wykres: Ewolucja wyniku EBITDA powtarzalna.



BUDOWA WARTOŚCI I POPRAWA EFEKTYWNOŚCI

Ewolucja wyniku EBITDA Grupy PGE będzie opierać się zarówno na rozwoju działalności poszczególnych segmentów, jak i na wykorzystaniu przekrojowych dźwigni budowy wartości. Program efektywności obejmie generowanie dodatkowej marży, optymalizację kosztów oraz poprawę parametrów pracy aktywów sieciowych i wytwórczych. Działania te będą wspierane przez standaryzację i usprawnianie procesów, cyfryzację oraz wykorzystanie sztucznej inteligencji. Ich łączny wpływ na skumulowaną EBITDA w latach 2025–2035 szacowany jest na 19 mld PLN.

Wykres: Skumulowany wzrost EBITDA poprzez programy efektywności [mld PLN].



1 **Dźwignie przychodowe**
Generowanie dodatkowych źródeł marży poprzez m.in. optymalizację mechanizmów regulacyjnych i modele zarządzania ryzykiem cenowym

1x2 **AI i cyfryzacja**
Dźwignia operacyjna z przekrojowym wpływem na wynik

2 **Dźwignie kosztowe**
Dalsza optymalizacja kosztów oraz poprawa parametrów pracy aktywów sieciowych i wytwórczych m.in. poprzez standaryzację i efektywność procesów (w tym Program Poprawy Efektywności PGE GiEK S.A.)

Poprawa efektywności, realizacja inwestycji oraz zwiększanie udziału przychodów objętych mechanizmami regulacyjnymi mają wspierać wzrost wartości Grupy przy zachowaniu bezpiecznego poziomu zadłużenia i ratingu inwestycyjnego. Realizację programu inwestycyjnego będą wspomagać zabezpieczone, zdywersyfikowane źródła finansowania. Zakładany maksymalny poziom wskaźnika zadłużenia netto do EBITDA wynosi 2,8x, tj. poniżej obecnego limitu kowenantów wynoszącego 3,5x.

3. Rynek energii i otoczenie regulacyjno-biznesowe

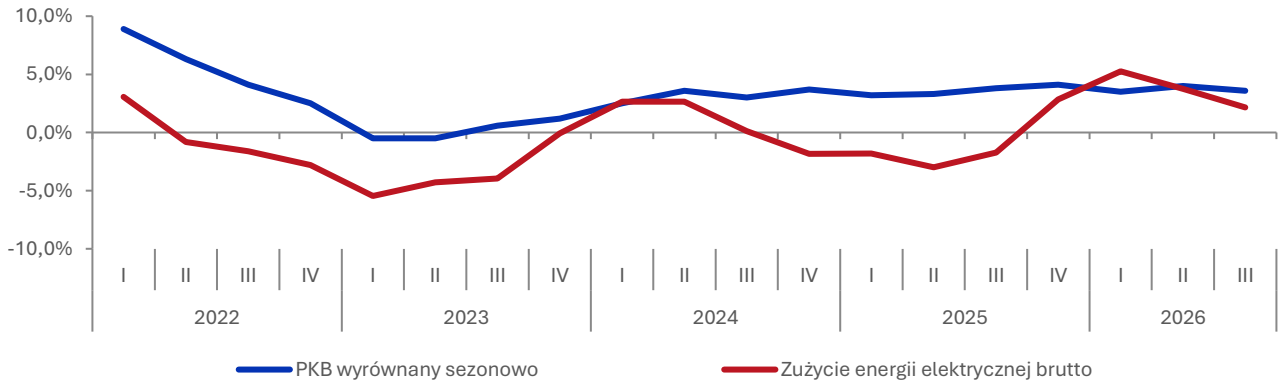
3.1. Otoczenie makroekonomiczne

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.

Historycznie, w Polsce występuje zależność pomiędzy zmianami zapotrzebowania na energię elektryczną a tempem wzrostu gospodarczego. Ze względu na pozycję Grupy PGE na rynku wytwarzania oraz istotny udział w sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej oraz ciepła, zmiany popytu na te nośniki energii mogą znacząco oddziaływać na jej wynik.

W trzecim kwartale 2026 roku sytuacja społeczno-gospodarcza w Polsce pozostawała pod wpływem podwyższonej niepewności geopolitycznej oraz utrzymujących się napięć na globalnych rynkach surowców energetycznych związanych z sytuacją w Zatoce Perskiej. Jednocześnie krajowa gospodarka kontynuowała wzrost, wspierany przez relatywnie wysoką aktywność inwestycyjną oraz wykorzystanie środków z Krajowego Planu Odbudowy, które pozostawały jednym z głównych czynników wzrostu popytu krajowego. Prognozy Narodowego Banku Polskiego wskazywały ponadto na utrzymanie relatywnie wysokiej dynamiki inwestycji w 2026 roku. W analizowanym okresie inflacja konsumencka przyspieszyła, osiągając około 4,1% r/r we wrześniu 2026 roku, pozostając powyżej celu inflacyjnego Narodowego Banku Polskiego. W odpowiedzi na utrzymującą się presję inflacyjną Rada Polityki Pieniężnej utrzymywała stopy procentowe bez zmian, a oczekiwania rynkowe dotyczące dalszej ścieżki polityki pieniężnej uległy zaostrzeniu. Jednocześnie w analizowanym okresie obserwowaliśmy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o 3,79 % r/r, w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku

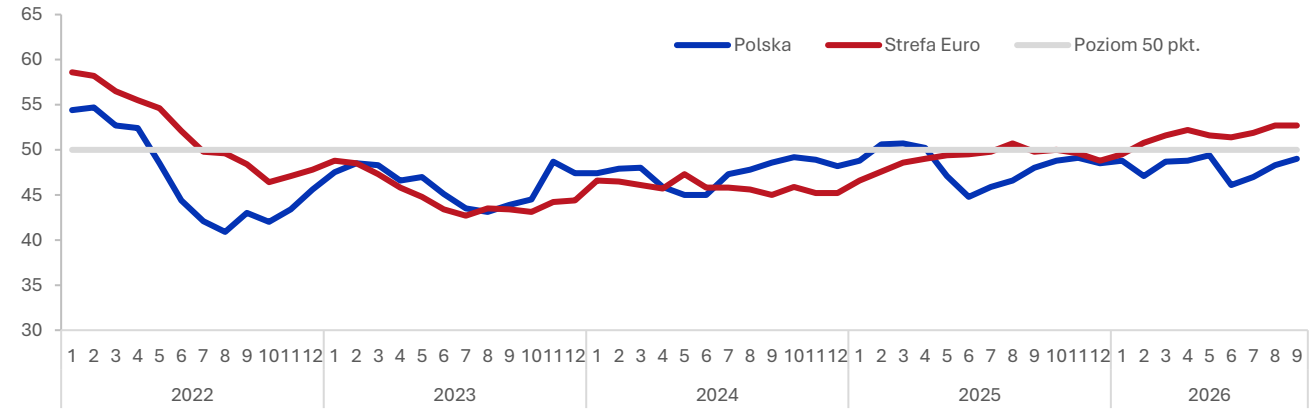
Wykres: Dynamika PKB wyrównanego sezonowo oraz krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.



Źródło: GUS, PSE.

W trzecim kwartale 2026 roku wskaźnik Purchasing Managers' Index (PMI) dla polskiego przemysłu utrzymywał się poniżej neutralnego poziomu 50 pkt, wskazując na dalsze osłabienie aktywności sektora. Wartość wskaźnika pozostaje poniżej 50 pkt nieprzerwanie od maja 2025 roku. Na poziom aktywności przedsiębiorstw wpływały m.in. utrzymujące się zakłócenia w światowych łańcuchach dostaw związane z sytuacją geopolityczną w rejonie Zatoki Perskiej oraz podwyższona zmienność cen energii. Jednocześnie średni poziom PMI w trzecim kwartale 2026 roku był wyższy niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

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



Źródło: S&P Global

Odmienna sytuacja występowała w strefie euro, gdzie PMI dla przemysłu przez cały III kwartał 2026 roku utrzymywał się powyżej neutralnego poziomu 50 pkt i był wyższy niż rok wcześniej. Wzrost aktywności wspierany był przede wszystkim przez poprawę napływu nowych zamówień, w tym zamówień eksportowych, przy stabilnym poziomie zatrudnienia. Jednocześnie przedsiębiorstwa sygnalizowały wzrost kosztów produkcji oraz ostrożniejsze oczekiwania dotyczące perspektyw działalności w kolejnych miesiącach.

3.2. Otoczenie rynkowe

3.2.1. Energia elektryczna

3.2.1.1. Sytuacja w Krajowym Systemie Energetycznym

Tabela: Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh).

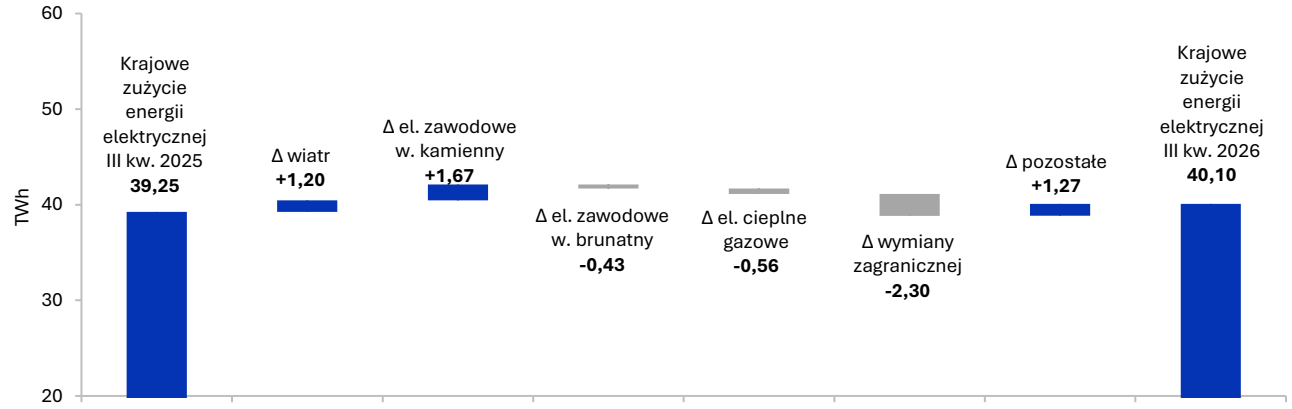
	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Krajowe zużycie energii elektrycznej, w tym:	**40,10**	**39,25**	**0,85**	**2%**	**127,20**	**122,56**	**4,64**	**4%**
Elektrownie wiatrowe	5,77	4,57	1,20	26%	16,31	16,91	-0,60	-4%
Elektrownie zawodowe cieplne na węglu kamiennym	15,60	13,93	1,67	12%	53,51	48,40	5,11	11%
Elektrownie zawodowe cieplne na węglu brunatnym	7,58	8,01	-0,43	-5%	24,69	25,08	-0,39	-2%
Elektrownie zawodowe cieplne gazowe	3,61	4,17	-0,56	-13%	13,51	13,09	0,42	3%
Saldo wymiany zagranicznej	-1,08	1,22	-2,30	-	-3,06	0,11	-3,17	-
Pozostałe (wodne, fotowoltaika, inne odnawialne)	8,62	7,35	1,27	17%	22,24	18,97	3,27	17%

Źródło: Na podstawie danych PSE S.A.

III kw. 2026 roku

W III kwartale 2026 roku krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 0,85 TWh, co było głównie efektem wzrostu produkcji przemysłowej. Na skutek poprawy warunków wietrznych, generacja wiatrowa wzrosła o 1,20 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. W III kwartale 2026 roku Polska była per saldo eksporterem energii. Odnotowano zmianę wartości poziomu salda wymiany zagranicznej (o -2,30 TWh r/r). Odnotowano wzrost produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (+1,67 TWh), spadek produkcji na węglu brunatnym (-0,43 TWh) oraz spadek produkcji na gazie (-0,56 TWh). Dla pozostałych źródeł odnotowano wzrost generacji (+1,27 TWh), w tym przede wszystkim elektrowni PV z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

Wykres: Bilans energii w KSE w III kwartale 2026 roku (TWh).

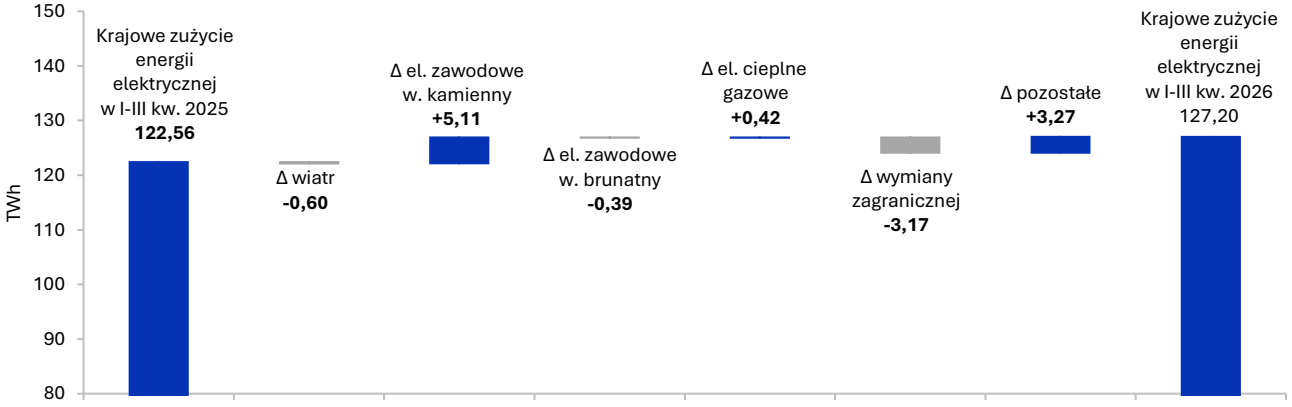


Źródło: Opracowane własne na podstawie danych PSE S.A.

I-III kw. 2026 roku

W ujęciu narastającym krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 4,64 TWh r/r, co było głównie efektem niższych średnich dobowych temperatur, głównie w I kwartale 2026 roku i związanego z tym wyższego zapotrzebowania na energię elektryczną. Na skutek pogorszenia warunków wietrznych, generacja wiatrowa spadła o 0,60 TWh w porównaniu do analogicznego okresu w ubiegłym roku. Przez trzy kwartały 2026 roku, Polska była per saldo eksporterem energii. Odnotowano zmianę wartości poziomu salda wymiany zagranicznej (o -3,17 TWh r/r). Po dziewięciu miesiącach wzrosła produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (+5,11 TWh), wzrost produkcji na gazie (+0,42 TWh), przy jednoczesnym spadku na węglu brunatnym (-0,39 TWh). Dla pozostałych źródeł odnotowano wzrost generacji (+3,27 TWh), w tym przede wszystkim dla elektrowni fotowoltaicznych z uwagi na wzrost mocy zainstalowanej.

Wykres: Bilans energii w KSE w trzech kwartałach 2026 roku (TWh).



Sytuacja w KSE bezpośrednio wpływa na działalność operacyjną GK PGE. W trzech kwartałach 2026 roku Grupa PGE odnotowała wzrost produkcji brutto dla jednostek opartych o węgiel kamienny o 3,00 TWh (+27% r/r), o paliwo gazowe o 0,55 TWh (+8% r/r) oraz opartych o węgiel brunatny o 0,01 TWh (+0,04% r/r).

3.2.1.2. Ceny energii elektrycznej – rynek krajowy

Tabela: Rynek Dnia Następnego (RDN).

Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
RDN – średnia cena	PLN/MWh	580	435	145	33%	519	435	84	19%
RDN – wolumen obrotu	TWh	12,99	11,06	1,93	17%	37,93	34,46	3,47	10%

Źródło: Dane TGE, obejmujące średnioważone miesięczne ceny BASE.

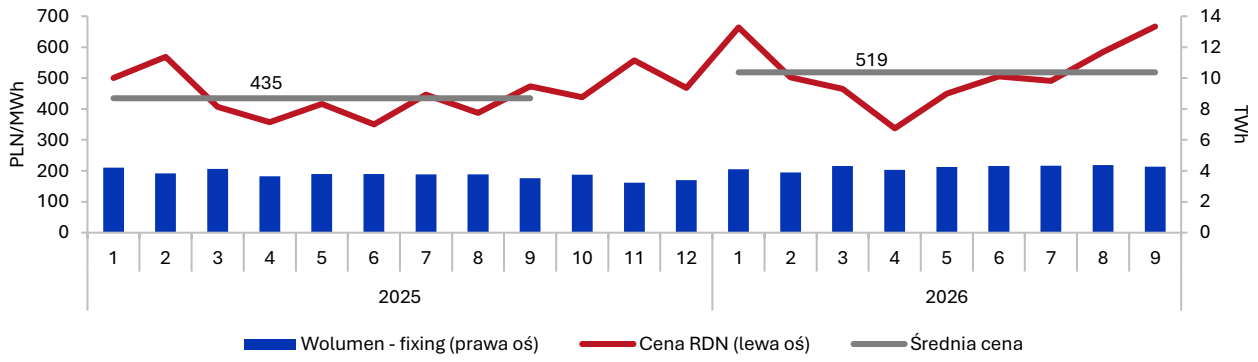
Tabela: Wybrane czynniki cenotwórcze wpływające na notowania RDN.

Czynnik	Jedn.	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Uprawnienia CO_2[2]	EUR/t	83,25	73,28	9,97	14%	78,79	72,58	6,21	9%
Węgiel kamienny PSCMI-1	PLN/GJ	14,47	15,34	-0,87	-6%	14,21	16,06	-1,85	-12%
Generacja wiatrowa KSE	TWh	5,77	4,57	1,20	26%	16,31	16,91	-0,60	-4%
Wskaźnik: generacja wiatrowa/zużycie KSE	%	14%	12%			13%	14%		

W trzech kwartałach 2026 roku średnia cena energii na RDN wyniosła 519 PLN/MWh i była o 19% wyższa od średniej ceny (435 PLN/MWh) notowanej w poprzednim roku. Do wzrostu cen przyczynił się spadek średnich dobowych temperatur oraz niższa generacja wiatrowa.

Średni poziom Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego (PSCMI-1) w trzech kwartałach 2026 roku kształtował się na poziomie 14,21 PLN/GJ, tj. o -12% 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.

Tabela: Rynek Terminowy Towarowy (RTT).

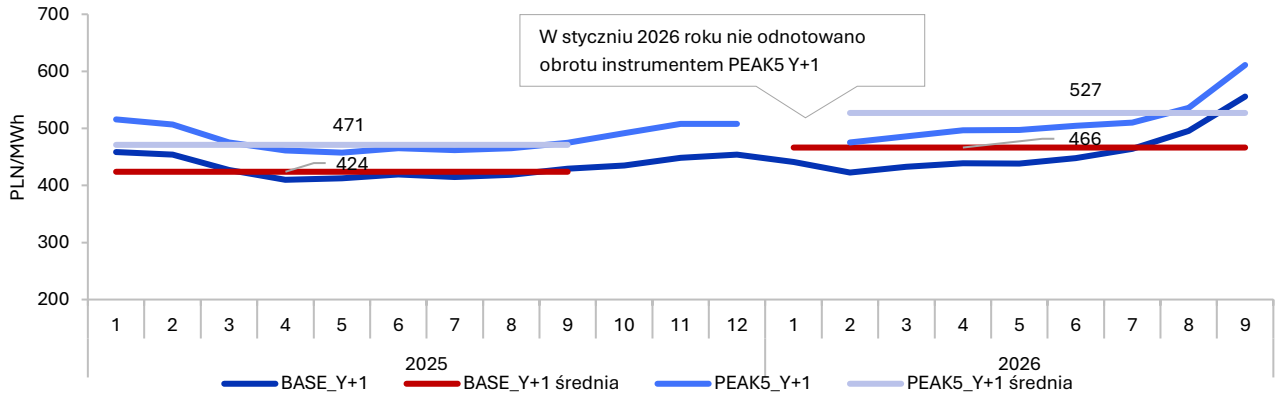
Rynek/miara	Jedn.	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
BASE Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	513	422	91	22%	466	424	42	10%
BASE Y+1 – wolumen obrotu	TWh	8,64	5,88	2,76	47%	21,14	17,78	3,36	19%
PEAK5 Y+1 – średnia cena	PLN/MWh	553	469	84	18%	527	471	56	12%
PEAK5 Y+1 – wolumen obrotu	TWh	1,37	0,92	0,45	49%	2,37	2,73	-0,36	-13%

Ceny energii na RTT w trzech kwartałach 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 CO_2 oraz wzrost cen paliw z uwagi na sytuację w Zatoce Perskiej.

[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.*

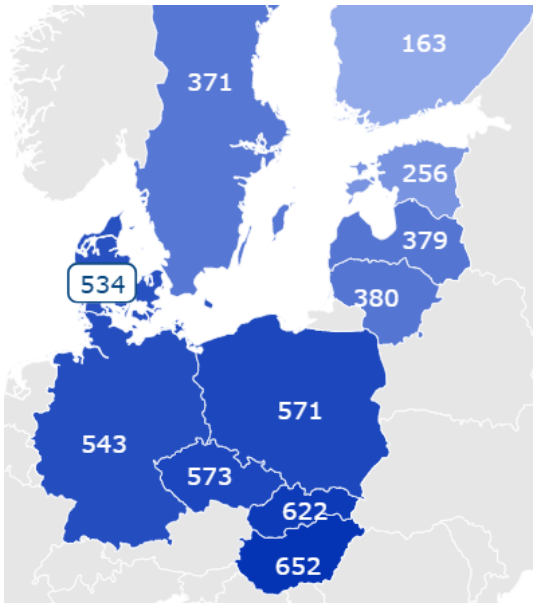
Wykres: Średnie miesięczne notowania na RTT w latach 2025–2026 (TGE). [4]



3.2.1.3. Ceny energii elektrycznej - rynek międzynarodowy

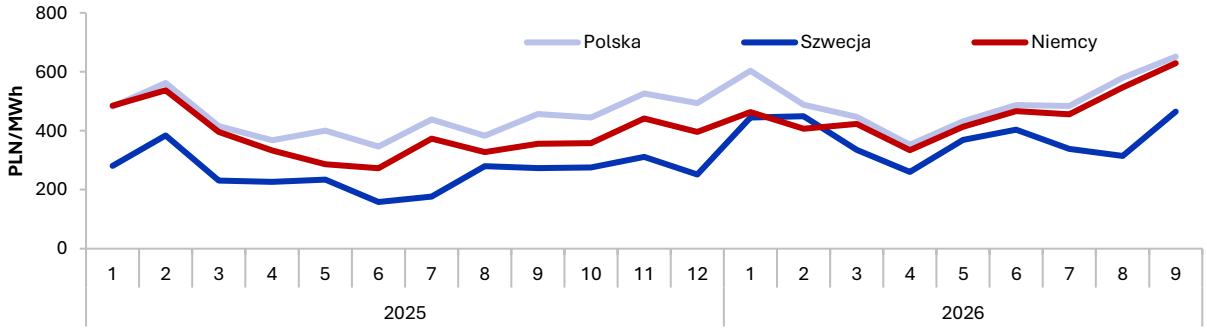
HURTOWE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY (RDN)

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku polskim oraz rynkach ościennych w III kwartale 2026 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,33).



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

Wykres: Ceny energii na RDN.

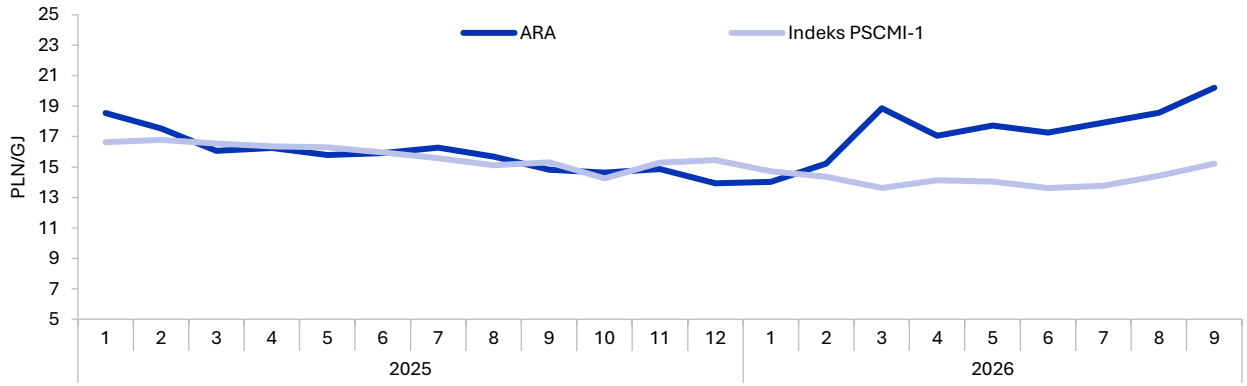


Źródło: TGE, EEX, Nordpool.

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

W III kwartale 2026 roku największy wzrost cen r/r odnotowano w Słowacji (+251 PLN/MWh), na Węgrzech (+248 PLN/MWh), w Danii (+202 PLN/MWh) oraz w Czechach (+202 PLN/MWh), z kolei największe spadki cen odnotowano w Estonii (- 21 PLN/MWh) oraz w Finlandii (- 9 PLN/MWh). Zróżnicowanie cen energii wynika z odmiennego 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.

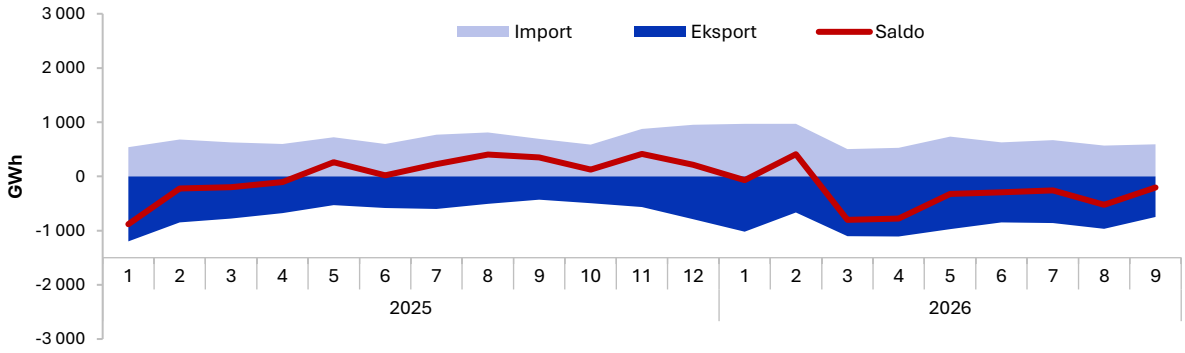
Wykres: Indeksy węglowe ARA vs PSCMI-1[5].



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.

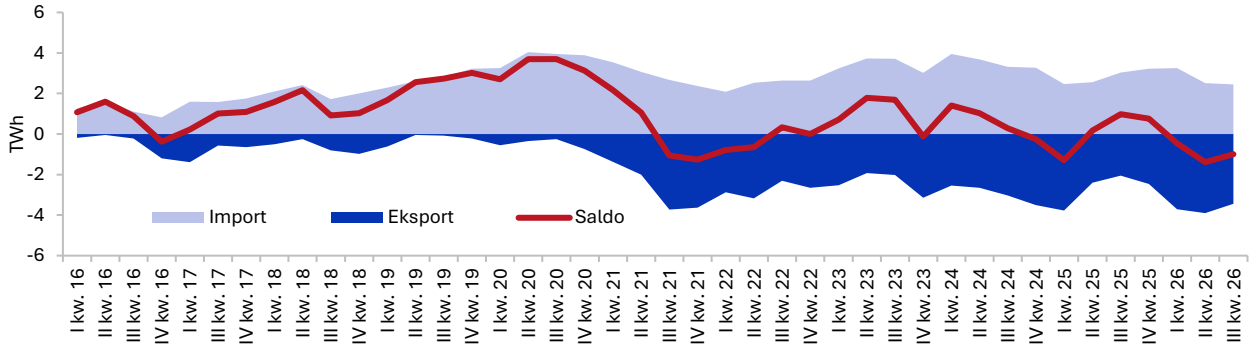


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Zróżnicowanie importu/eksportu wynika z poziomu udziału odnawialnych źródeł energii w miksie technologicznym oraz z sytuacji na rynkach produktów powiązanych. W III kwartale 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. Wzrost eksportu to również efekt wysokich ceny gazu, które przyczyniły się do wzrostu cen hurtowych w sąsiadujących gospodarkach.

[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.*

Wykres: Kwartalne handlowe wolumeny importu, eksportu oraz saldo wymiany handlowej w latach 2016-2026.



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

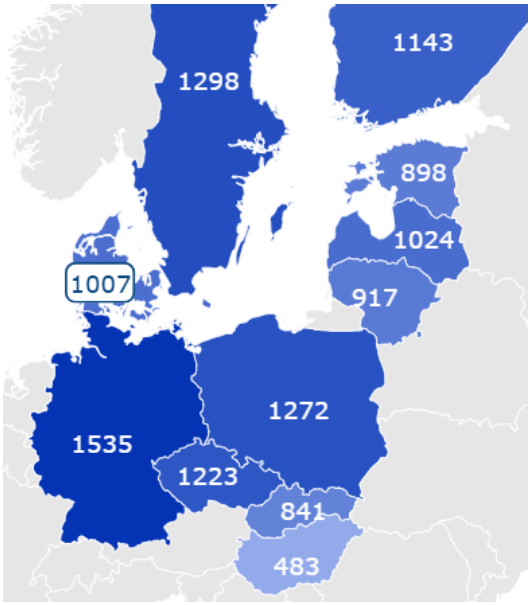
W III kwartale 2026 roku Polska była eksportem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło - 1,0 TWh (import 2,4 TWh, eksport 3,4 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (1,1 TWh), Szewcji (0,5 TWh) oraz Czech (0,4 TWh). Jednocześnie najwięcej eksportowaliśmy energii elektrycznej do Słowacji (1,5 TWh), Niemiec (1,0 TWh) oraz Czech (0,7 TWh).

W trzech kwartałach 2026 roku Polska była eksporterem netto energii elektrycznej, a saldo wymiany handlowej wyniosło - 2,8 TWh (import 8,2 TWh, eksport 11,0 TWh). Największy wpływ na saldo wymiany handlowej miał import z Niemiec (3,9 TWh), Szwecji (1,4 TWh) oraz Czech (1,3 TWh). Jednocześnie najwięcej energii elektrycznej eksportowano do Słowacji (4,2 TWh), Niemiec (3,3 TWh) oraz Czech (2,1 TWh).

CENY DETALICZNE ENERGII ELEKTRYCZNEJ – RYNEK MIĘDZYNARODOWY

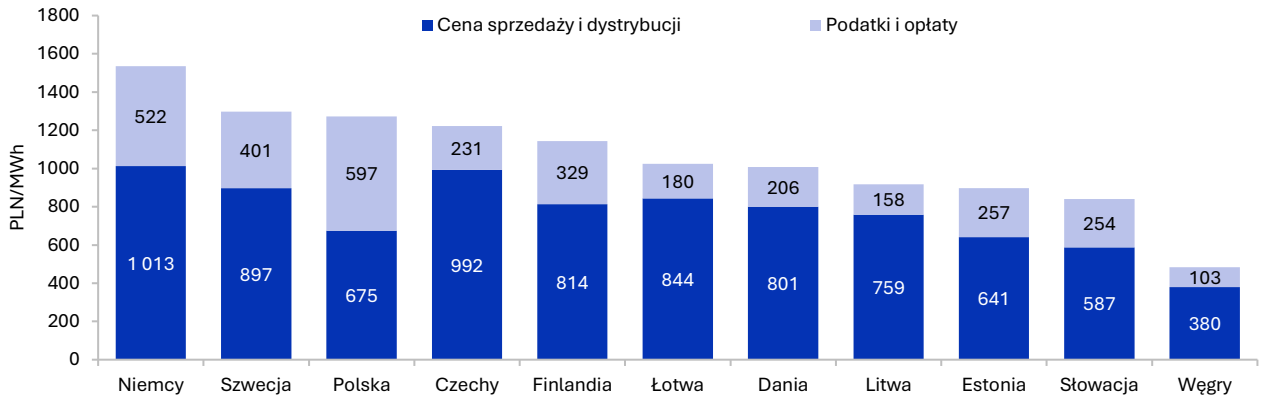
Zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych w UE zależy głównie od poziomu cen hurtowych energii elektrycznej, systemu fiskalnego (podatki i opłaty), mechanizmów regulacji oraz systemów wsparcia w poszczególnych państwach. W I półroczu 2026 roku dodatkowe obciążenia (ponad cenę sprzedaży i koszt dystrybucji energii elektrycznej) dla odbiorcy indywidualnego w Polsce stanowiły 47% ceny energii elektrycznej. Najwięcej za energię elektryczną płacili Niemcy, dla których dodatkowe obciążenia stanowiły 34% ceny końcowej.

Wykres: Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2026 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,24 PLN).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres: Udział narzutów w cenach energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych w wybranych krajach UE w I półroczu 2026 roku (ceny w PLN/MWh, średni kurs EUR 4,24 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 energii w trzech kwartałach 2026 roku wyniosła 522 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 CO_2 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.

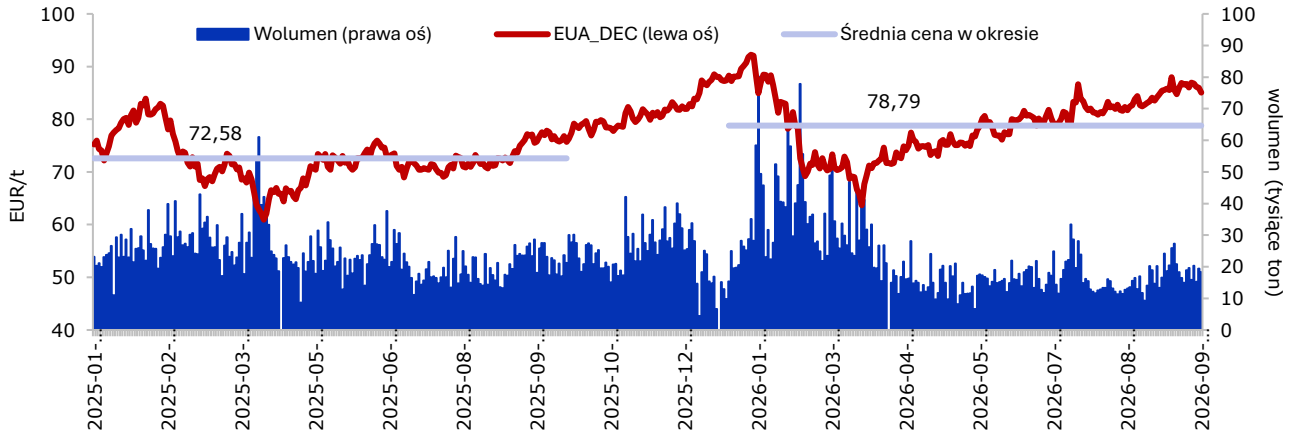
3.2.2. Uprawnienia do emisji CO_2

3.2.2.1. Ceny uprawnień do emisji CO_2

Notowania uprawnień EUA są jednym z kluczowych czynników determinujących wyniki finansowe Grupy PGE. Instalacje emitujące CO_2 w procesie produkcji energii elektrycznej lub ciepła ponoszą koszty związane z zakupem uprawnień EUA na pokrycie deficytu (czyli różnicy między emisją CO_2 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 z wpływem przydziałów za 2019 rok.

W trzech kwartałach 2026 roku średnia ważona notowań instrumentu wyniosła 78,79 EUR/t i była wyższa (o ok. 9%) od średniej ceny 72,58 EUR/t obserwowanej w analogicznym okresie poprzedniego roku.

Wykres: Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla CO_2.



Źródło: Opracowanie własne w oparciu o notowania ICE.

3.2.2.2. Zakupy uprawnień do emisji CO_2 przez GK PGE

GK PGE realizuje zakupy uprawnień do emisji CO_2 poprzez zewnętrzne instytucje uprawnione do obrotu instrumentami finansowymi. Częściowo zakup uprawnień do emisji CO_2 jest realizowany na regulowanych europejskich rynkach uprawnień EUA. Wartość kosztów związanych z obowiązkiem umorzenia uprawnień do emisji CO_2 jest istotnym elementem wpływającym na kształt wyników finansowych GK PGE. Sposób realizacji zakupu EUA ma również zasadnicze znaczenie dla struktury finansowania GK PGE. W trzech kwartałach 2026 roku koszt opłat za emisje CO_2 wyniósł 13,3 mld PLN.

3.2.2.3. Przydział darmowych uprawnień do emisji CO_2

Od 2020 roku instalacjom należącym do GK PGE nie przysługuje przydział darmowych uprawnień do emisji CO_2 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 CO_2 (tony).

	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Energia elektryczna i cieplna	12 209 362	11 528 556	680 806	6%	40 463 959	37 443 224	3 020 735	8%

Tabela: Przydział uprawnień do emisji CO_2 (tony).

	2026	2025	Zmiana	Zmiana %
Energia cieplna	466 098	553 629	-87 531	-16%

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
	Ustawa z 13 marca 2026 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa, stanowiąca część pakietu antyblackoutowego, zmienia zasady przyłączania instalacji do sieci elektroenergetycznej. Wdraża ponadto przepisy UE wzmacniające ochronę i aktywność odbiorców energii, w tym obowiązki informacyjne sprzedawców oraz wymóg posiadania strategii zabezpieczających przed ryzykiem zmian cen hurtowych. Dostosowuje również prawo krajowe do zmienionego rozporządzenia REMIT[6].	Ustawa weszła w życie **30 kwietnia 2026 roku**.	Ustawa może mieć wpływ na wzrost w GK PGE kosztów przygotowania inwestycji w związku z wyższymi zaliczkami na poczet opłat przyłączeniowych. W segmencie Obrót może zwiększyć koszty realizacji obowiązków regulacyjnych oraz ryzyko kar za naruszenia rozporządzenia REMIT, natomiast w segmencie Dystrybucja może prowadzić do wzrostu przychodów z tytułu przyłączania instalacji do sieci.
	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.
	Ustawa z 11 czerwca 2026 roku o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki.	Ustawa upraszcza rachunki za energię elektryczną, wprowadza nowe rozwiązania w zakresie ciepła dostarczanego do przemysłu oraz regulacje dotyczące zwrotu z kapitału w ciepłownictwie. Określa zasady kwalifikowania ciepła z kotłów elektrycznych na potrzeby obowiązku zakupu i statusu efektywnego systemu ciepłowniczego oraz usprawnia stosowanie przepisów ustawy CHP.	Ustawa weszła w życie **21 lipca 2026 roku**.	Ustawa 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.

[6] *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 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 z 4 września 2026 roku o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.	Ustawa wprowadza zmiany dotyczące biometanu, biogazu i biomasy, obejmujące modyfikację systemów wsparcia. Ułatwia łączenie mikroinstalacji z magazynami energii, jeżeli moc oddawana do sieci pozostaje odpowiednio ograniczona, oraz zwiększa spójność i przejrzystość informacji prezentowanych na fakturach prosumenckich.	Ustawa wejdzie w życie **1 grudnia 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.
	Ustawa z 18 września 2026 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.	Celem ustawy 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. Ustawa 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 zakłóceń w rozliczeniach i wymianie danych na rynku energii.	Ustawa weszła w życie **17 października 2026 roku**.	Ustawa ma wpływ na następujące Segmenty: Dystrybucja i Obrót (ciągłość procesów rynku energii na wypadek niedostępności CSIRE) 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 (współpraca z operatorem i przekazywanie danych).
	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 wprowadza 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.
	Ustawa 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.	Ustawa 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.	Ustawa została przekazana do podpisu Prezydenta **6 listopada 2026 roku.**	Wejście w życie przepisów w brzmieniu proponowanym w ustawie spowoduje wzrost obciążenia podatkiem CIT w Grupie Kapitałowej PGE.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Ustawa z 22 października 2026 roku o wsparciu przedsiębiorców sektorów energochłonnych z tytułu ponoszenia kosztów energii elektrycznej.	Ustawa 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. Przepisy obejmą podatników CIT o przychodach powyżej 50 mln EUR, zajmujących się: wydobyciem 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.	Ustawa została przekazana do podpisu Prezydenta **6 listopada 2026 roku.**	Wejście w życie przepisów w brzmieniu proponowanym w ustawie będzie miało wpływ na wzrost obciążenia podatkiem CIT w Grupie Kapitałowej PGE w latach 2027-2029.
	Rozporządzenie Ministra Energii z 28 października 2026 roku w sprawie wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji w 2027 roku.	Rozporządzenie określa obowiązujące wartości referencyjne dla nowych oraz znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji.	Rozporządzenie wejdzie w życie **1 stycznia 2027 roku.**	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2027 roku.
	Rozporządzenie Ministra Energii z 28 października 2026 roku w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w 2027 roku.	Rozporządzenie wskazuje maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowe wysokości premii gwarantowanej w 2027 roku.	Rozporządzenie wejdzie w życie **1 stycznia 2027 roku.**	Rozporządzenie wpływa na poziom przychodów z systemu wsparcia dla segmentu Ciepłownictwo w 2027 roku.

PROJEKTY USTAW I ROZPORZĄDZEŃ

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o efektywności energetycznej i innych ustaw.	Kluczowe propozycje obejmują zaostrzenie warunków korzystania z opłaty zastępczej i wprowadzenie sankcji finansowych dla podmiotów nieaktywnych na rynku świadectw, ustanowienie mechanizmu indeksacji opłaty zastępczej oraz elastycznego ustalania jej stawek w latach 2027–2030, doprecyzowanie katalogu paliw objętych obowiązkiem i wyłączeń dla określonych źródeł, a także wdrożenie zasady efektywności energetycznej, w tym w zamówieniach publicznych.	**27 października 2026 roku** projekt został skierowany do rozpatrzenia przez Komitet do Spraw Europejskich	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.	Konsultacje publiczne projektu ustawy zakończyły się **3 grudnia 2025 roku**. Ministerstwo Energii opublikowało uwagi zgłoszone do projektu ustawy wraz z odniesieniem projektodawcy.	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 przełoży się na wyższe koszty operacyjne prowadzenia działalności handlowej oraz brak synergii i wykorzystania efektów skali. W przypadku obszaru 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.	**6 i 11 listopada 2026 roku** opublikowano uwagi zgłoszone do projektu wraz z odniesieniem projektodawcy.	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 dotyczącej emisji przemysłowych. Projekt wprowadza obowiązek przeprowadzania analiz pozwalających określić najostrzejsze możliwe do osiągnięcia graniczne wielkości emisyjne oraz doprecyzowuje zasady udzielania odstępstw. Regulacja przewiduje również ocenę wpływu udzielonych odstępstw na środowisko, ujednolicenie zasad ustalania dopuszczalnych poziomów emisji oraz wprowadzenie wiążących poziomów efektywności środowiskowej. Dodatkowo projekt wprowadza obowiązek stosowania systemu zarządzania środowiskowego, co ma przyczynić się do poprawy standardów ochrony środowiska oraz zwiększenia skuteczności kontroli oddziaływania instalacji przemysłowych na otoczenie.	**5 października 2026 roku** MKiŚ opublikował stanowiska otrzymane w trakcie uzgodnień międzyresortowych, konsultacji publicznych oraz opiniowania.	Projektowane przepisy będą miały istotny wpływ na segmenty: Energetyka Gazowa, Energetyka Węglowa oraz Ciepłownictwo. Wprowadzenie obowiązku określania najostrzejszych możliwych do osiągnięcia granicznych wielkości emisyjnych wiążących poziomów efektywności środowiskowej oraz obowiązkowego systemu zarządzania środowiskowego może skutkować koniecznością dostosowania eksploatowanych instalacji, zwiększeniem zakresu monitorowania parametrów środowiskowych oraz wzrostem kosztów operacyjnych i nakładów 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.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.	Projekt dostosowuje przepisy Prawa energetycznego do wymogów dyrektywy EED, wprowadzając nowe kryteria uznawania systemów ciepłowniczych i chłodniczych za efektywne oraz nową definicję znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji, porządkując prawa odbiorców w zakresie ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej. 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.	**9 października 2026 roku** Ministerstwo Energii opublikowało uwagi zgłoszone do 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.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	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 ciepłowniczych a podmiotami dysponującymi ciepłem odpadowym oraz doprecyzowanie zasad kaskadowego wykorzystania biomasy.	**13 listopada 2026 roku** projektodawca opublikował odniesienie się do stanowisk zgłoszonych w trakcie uzgodnień.	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 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.	Do najważniejszych obszarów Strategii należy zaliczyć rozwój odnawialnych źródeł energii, modernizację i cyfryzację sieci ciepłowniczych oraz budowę magazynów ciepła oraz 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.	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.	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.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.	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**. Ministerstwo Energii opublikowało uwagi zgłoszone do projektu.	Projekt ma wpływ na segment Ciepłownictwo, ponieważ umożliwi uwzględnienie w taryfach dla ciepła planowanego przychodu związanego z dodatkowym przydziałem 30% bezpłatnych uprawnień do emisji.
	Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne.	Projekt przewiduje zmiany dotyczące opłat koncesyjnych w sektorze energetycznym, obejmujące m.in. modyfikację zasad ich naliczania, aktualizację wysokości wybranych stawek oraz rozszerzenie zakresu podmiotów objętych obowiązkiem ich ponoszenia.	Konsultacje publiczne zakończyły się **29 września 2026 roku**.	Wejście w życie przepisów w brzmieniu proponowanym w ustawie będzie miało wpływ 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 trwały 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.	**15 września 2026 roku** Parlament Europejski zdecydował o zastosowaniu trybu pilnego i następnie **22 października 2026 roku** przyjął stanowisko. **16 września 2026 roku** Rada uzgodniła mandat negocjacyjny. **12 listopada 2026 roku** podczas pierwszego trilogu osiągnięto wstępne porozumienie polityczne - można oczekiwać, że procedura przyjęcia aktu zostanie zakończona w **IV kwartale 2026 roku** albo na początku **2027 roku.**	Korekta benchmarku ciepła częściowo złagodzi jego wcześniejszą redukcję wprowadzoną rozporządzeniem benchmarkowym z czerwca 2026 roku, prowadząc do zwiększenia bezpłatnego przydziału dla segmentu Ciepłownictwo w latach 2026–2030 i ograniczenia 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.	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.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	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.	**15 września 2026 roku** PE przyjął swoje stanowisko na sesji plenarnej, a **23 września 2026 roku** Rada przyjęła podejście ogólne. **20 października 2026 roku** Rada oraz PE osiągnęły wstępne porozumienie w sprawie zmian. Formalne ich przyjęcie powinno nastąpić **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 rozporządzenia przyspieszającego oceny oddziaływania na środowisko.	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 i ocen oddziaływania na środowisko, wspierając sprawniejszą realizację inwestycji przy zachowaniu standardów ochrony środowiska.	Mandat negocjacyjny Rady UE został 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 o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogą przyśpieszyć proces inwestycyjny.
	Wieloletnie Ramy Finansowe (WRF) na lata 2028-2034.	Ustanowienie nowych unijnych Wieloletnich Ram Finansowych na lata 2028- 2034.	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 mogą umożliwić szybsze i bardziej elastyczne wdrażanie projektów inwestycyjnych, szczególnie w obszarach transformacji segmentu Ciepłownictwo. Rewizja może ponadto umożliwić sprawniejsze pozyskiwanie wsparcia publicznego dla projektów związanych m.in. z OZE, ciepłownictwem czy innowacjami.

Segmenty	Regulacja	Cele regulacji	Etap	Wpływ na GK PGE
	Projekt rozporządzenia ws. zamówień publicznych i koncesji.	Ujednolicenie zasad udzielania zamówień publicznych i zastosowanie ich jako instrumentu wzmacniania konkurencyjności gospodarki UE poprzez zmianę podejścia w zakresie udzielania zamówień publicznych z koncepcji najkorzystniejszej ekonomicznie oferty (MEAT) na zasadę „best price quality ratio", czyli najlepszej jakości w stosunku do wydatkowanych środków; wzmocnienie kryteriów jakościowych i wprowadzenie preferencji europejskiej.	Komisja Europejska przedstawiła wniosek legislacyjny **9 września 2026 roku**, w postaci projektu rozporządzenia, konsolidujący wszystkie dyrektywy w zakresie udzielania zamówień publicznych w UE, w tym dyrektywę 2014/25/UE. Konsultacje publiczne KE dot. projektu rozporządzenia trwają do **24 grudnia 2026 roku**. Osiągnięcie porozumienia wstępnie planowane jest na **IV kwartał 2027 roku.**	Wzmocnienie pozycji europejskich producentów/dostawców, w tym MŚP, w postępowaniach o udzielenie zamówień publicznych przyczyni się do poszerzenia bazy zweryfikowanych dostawców, zwiększając konkurencję, bezpieczeństwo dostaw wysokiej jakości technologii i produktów przy wzmacnianiu odporności europejskiego łańcucha dostaw.
	Europejski Pakiet Sieciowy (European Grids Package) – projekt Dyrektywy 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.	**18 listopada 2026 roku** Rada i PE osiągnęły wstępne porozumienie w ramach trilogów – obie instytucje powinny przyjąć porozumienie.	Wprowadzenie korzystnych zasad przyspieszających proces wydawania pozwoleń dla infrastruktury sieciowej oraz dla projektów OZE i magazynów.
	Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady, zmieniającego rozporządzenie (UE) 2019/943 w odniesieniu do dostosowania rachunków za energię elektryczną w Unii do przyszłych rozwiązań przez obniżenie kosztów systemowych oraz wspieranie 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. W Radzie i Parlamencie Europejskim trwają prace nad przygotowaniem stanowisk.	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 70 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 1 ciepłownia	307,2 tys. km linii dystrybucyjnych	18,7 tys. km linii dystrybucyjnych	-
Moc zainstalowana energia elektryczna/ energia cieplna	2 785 MWe/-	1 366 MWe/-	11 254 MWe/868 MWt	2 756 MWe/7 397 MWt[3]	-	-	-
Wolumeny energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto 0,90 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,11 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 10,55 TWh	Produkcja energii elektrycznej netto 1,02 TWh	Dystrybuowana energia elektryczna 8,79 TWh[1]	Dystrybuowana energia elektryczna 1,11 TWh; Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 0,80 TWh	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców finalnych 6,38 TWh[2]
Wolumeny energii cieplnej	-	-	Produkcja ciepła netto 0,37 PJ	Produkcja ciepła netto 3,02 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.	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Produkcja energii elektrycznej netto	TWh	13,58	12,58	1,00	8%	43,53	40,09	3,44	9%
w tym produkcja OZE	TWh	0,52	0,50	0,02	4%	1,68	1,79	-0,11	-6%
Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE	TWh	16,61	15,05	1,56	10%	50,37	47,65	2,72	6%
Sprzedaż energii do odbiorców finalnych[1]	TWh	7,18	7,73	-0,55	-7%	22,63	24,02	-1,39	-6%
Produkcja ciepła	PJ	3,39	3,70	-0,31	-8%	35,25	32,70	2,55	8%
Sprzedaż ciepła	PJ	3,20	3,51	-0,31	-9%	34,47	31,82	2,65	8%
Dystrybucja energii elektrycznej	TWh	9,90	9,73	0,17	2%	31,21	29,89	1,32	4%

[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	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
A. Sprzedaż energii elektrycznej poza GK PGE, w tym:	16,61	15,05	1,56	10%	50,37	47,65	2,72	6%
sprzedaż do odbiorców finalnych[1]	7,18	7,73	-0,55	-7%	22,63	24,02	-1,39	-6%
sprzedaż na rynku hurtowym i bilansującym	9,43	7,32	2,11	29%	27,74	23,63	4,11	17%
B. Zakup energii spoza Grupy PGE (rynek hurtowy i bilansujący)	4,43	3,40	1,03	30%	10,24	10,60	-0,36	-3%
C. Produkcja energii netto w jednostkach GK PGE	13,58	12,58	1,00	8%	43,53	40,09	3,44	9%
D. Zużycie własne OSD, KWB, ESP (D=C+B-A)	1,40	0,93	0,47	51%	3,40	3,04	0,36	12%

[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 w trzech kwartałach 2026 roku to efekt wyższej produkcji z jednostek na węgiel kamienny i gaz w GK PGE, co było spowodowane wyższym zapotrzebowaniem na energię w efekcie mroźnej zimy, ciepłego lata, 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	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
PRODUKCJA ENERGII W TWh, z czego:	**13,58**	**12,58**	**1,00**	**8%**	**43,53**	**40,09**	**3,44**	**9%**
Elektrownie opalane węglem brunatnym	6,73	6,95	-0,22	-3%	21,48	21,47	0,01	0%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,82	2,61	1,21	46%	10,40	7,65	2,75	36%
w tym współspalanie biomasy	*0,00*	0,00	0,00	-	*0,00*	*0,01*	-0,01	-100%
Elektrownia gazowa	1,11	1,27	-0,16	-13%	3,58	3,40	0,18	5%
Elektrociepłownie węglowe	0,27	0,26	0,01	4%	2,11	2,15	-0,04	-2%
Elektrociepłownie gazowe	0,74	0,72	0,02	3%	3,30	2,96	0,34	11%
Elektrociepłownie biomasowe	0,00	0,08	-0,08	-100%	0,14	0,24	-0,10	-42%
Elektrociepłownia opalana odpadami komunalnymi	0,02	0,01	0,01	100%	0,05	0,03	0,02	67%
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,39	0,27	0,12	44%	0,98	0,68	0,30	44%
Elektrownie wodne	0,03	0,05	-0,02	-40%	0,19	0,24	-0,05	-21%
Elektrownie wiatrowe	0,40	0,30	0,10	33%	1,12	1,12	0,00	0%
Elektrownie fotowoltaiczne	0,07	0,06	0,01	17%	0,18	0,15	0,03	20%
w tym produkcja OZE	0,52	0,50	0,02	4%	1,68	1,79	-0,11	-6%

Produkcja energii elektrycznej w trzech kwartałach 2026 roku ukształtowała się na poziomie wyższym o 9% w porównaniu do trzech kwartałów 2025 roku. Wyższa produkcja jest głównie wynikiem większego zapotrzebowania na energię elektryczną w efekcie mroźnej zimy, ciepłego lata, wyższego eksportu oraz niższej wietrzności.

Wyższa produkcja w elektrowniach opalanych węglem kamiennym (wzrost o 2,75 TWh), w tym: Elektrownia Opole (wzrost o 2,40 TWh), Elektrownia Rybnik (wzrost o 0,34 TWh), Elektrownia Dolna Odra (wzrost o 0,01 TWh). Łącznie bloki elektrowni węglowych pozostawały krócej w rezerwie o 9 393 h oraz w remontach krócej o 12 489 h.

Wyższa produkcja w elektrowni gazowej (Elektrownia Gryfino Dolna Odra - wzrost o 0,18 TWh) – chłodniejszy styczeń i luty bieżącego roku oraz ciepły czerwiec wpłynęły na większe wykorzystanie bloków tej elektrowni.

Wyższa produkcja w elektrociepłowniach gazowych (wzrost o 0,34 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 elektrociepłowniach opalanych odpadami komunalnymi (wzrost o 0,02 TWh) na skutek oddania drugiej linii technologicznej ITPOE w Elektrociepłowni Rzeszów we wrześniu 2026 roku.

Wyższa produkcja w elektrowniach szczytowo-pompowych (wzrost o 0,30 TWh) wynika z charakteru pracy tych jednostek wytwórczych i większego ich wykorzystania przez PSE S.A.

Wyższa produkcja w elektrowniach fotowoltaicznych (wzrost o 0,03 TWh) głównie na skutek oddania nowych instalacji w trakcie 2026 roku.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach węglowych (spadek o 0,04 TWh) głównie w związku z remontem kapitalnym urządzeń na bloku nr 1 w Elektrociepłowni Gdynia w I kwartale 2026 roku.

Niższa produkcja w elektrociepłowniach biomasowych (spadek o 0,10 TWh) w związku z remontem Elektrociepłowni Szczecin w III kwartale 2026 roku.

Niższa produkcja w elektrowniach wodnych (spadek o 0,05 TWh) na skutek gorszych warunków hydrologicznych w trzech kwartałach 2026 roku.

Produkcja w elektrowniach na węgiel brunatny i elektrowniach wiatrowych utrzymała się na poziomie zbliżonym do okresu porównywalnego.

PRODUKCJA CIEPŁA

Tabela: Zestawienie produkcji ciepła netto (PJ).

Wolumen produkcji	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Produkcja ciepła netto w PJ	**3,39**	**3,70**	**-0,31**	**-8%**	**35,25**	**32,70**	**2,55**	**8%**
Elektrownie opalane węglem brunatnym	0,31	0,32	-0,01	-3%	1,71	1,66	0,05	3%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	0,06	0,08	-0,02	-25%	0,42	0,44	-0,02	-5%
Elektrociepłownie węglowe	1,49	2,00	-0,51	-26%	20,76	21,56	-0,80	-4%
Elektrociepłownie gazowe	1,34	1,02	0,32	31%	8,64	7,19	1,45	20%
Elektrociepłownie biomasowe	0,00	0,21	-0,21	-100%	2,65	1,27	1,38	109%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,06	0,05	0,01	20%	0,24	0,19	0,05	26%
Elektrociepłownie pozostałe	0,13	0,02	0,11	550%	0,83	0,39	0,44	113%

Główny wpływ na niższy poziom produkcji ciepła netto w III kwartale 2026 roku r/r miała temperatura zewnętrzna. Średnie temperatury w III kwartale 2026 roku były wyższe o 0,1°C r/r.

SPRZEDAŻ CIEPŁA

W III kwartale 2026 roku wolumen sprzedanego ciepła wyniósł w Grupie PGE 3,20 PJ i był niższy o 0,31 PJ r/r.

Na powyższy wynik wpływ miało głównie niższe zapotrzebowanie na ciepło spowodowane wyższymi 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.

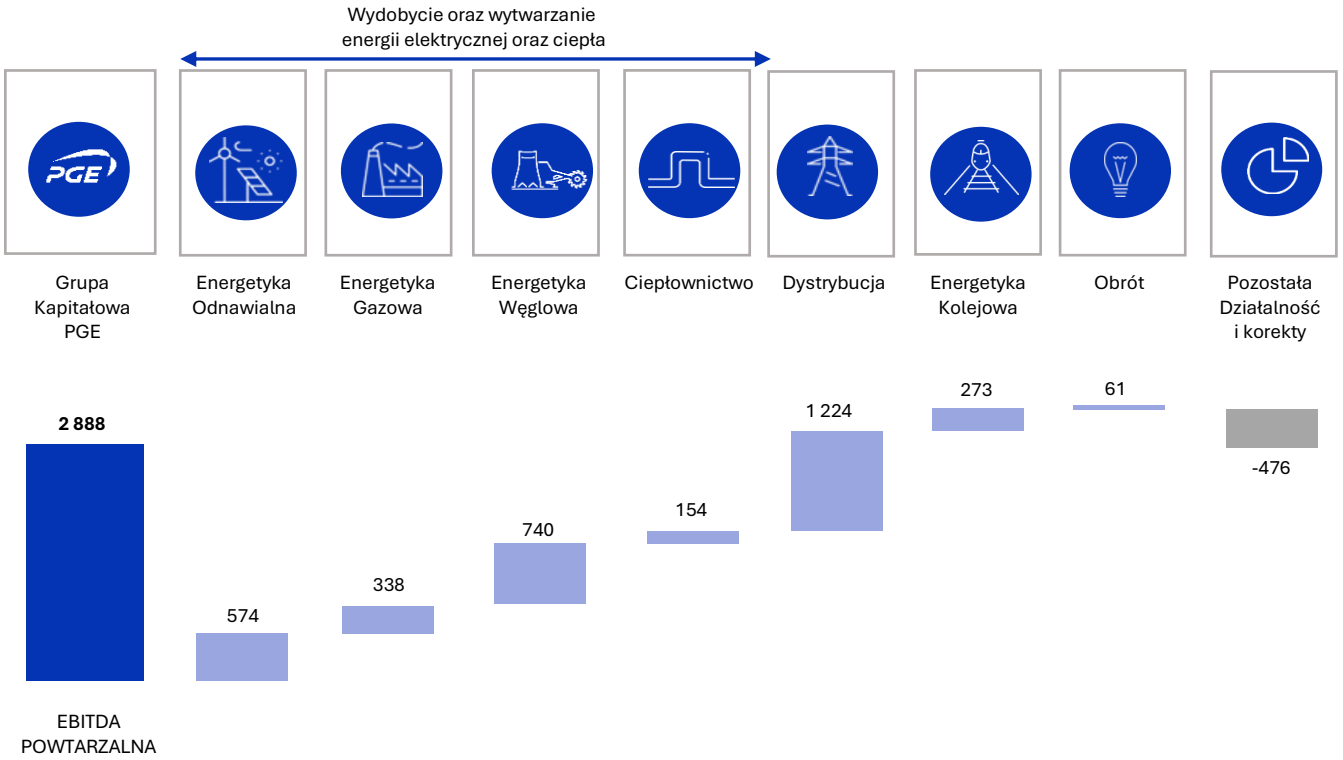
Jako zdarzenia jednorazowe traktuje się pozycje wyniku finansowego, które:

- 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.

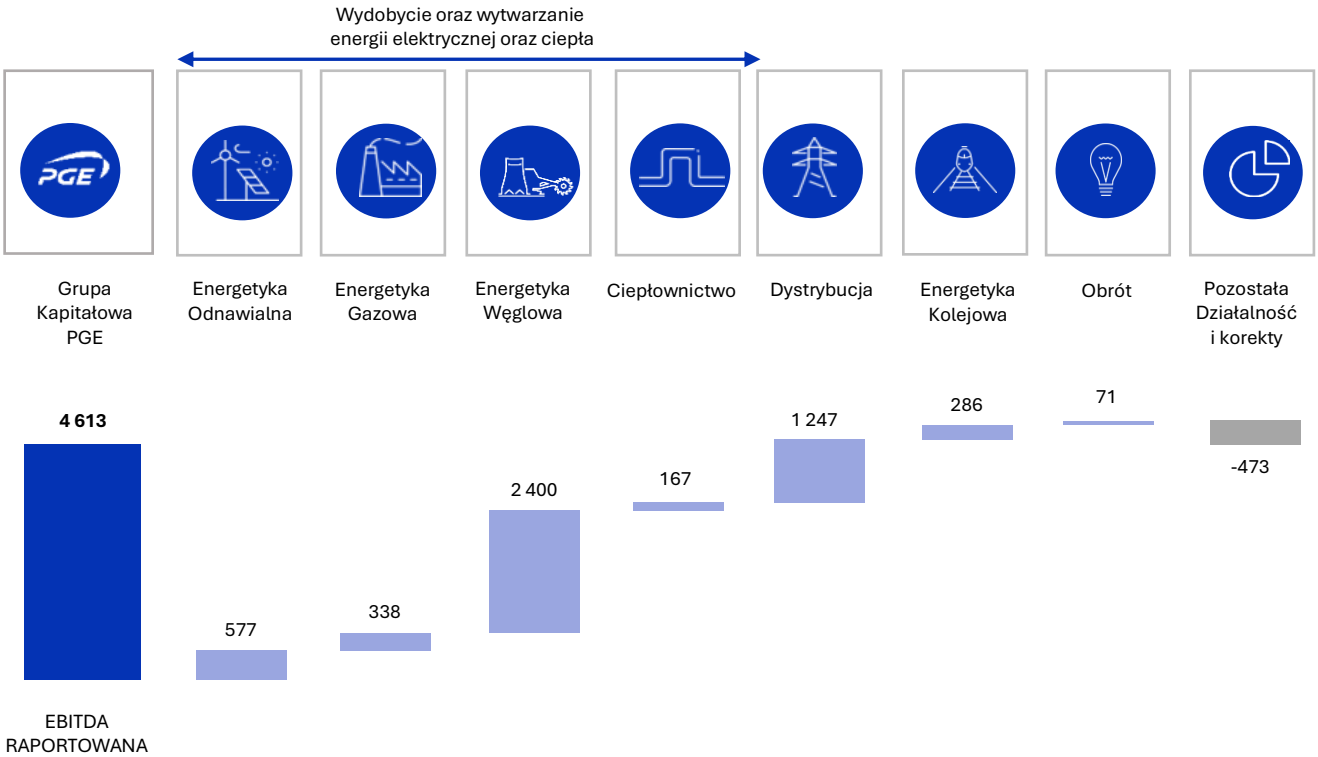
Dzięki zastosowaniu tych miar wynik lepiej odzwierciedla realny, powtarzalny potencjał gotówkowy Grupy, co ułatwia analizę trendów rentowności oraz ocenę zdolności do obsługi długu i finansowania przyszłych inwestycji rozwojowych.

Na skonsolidowany wynik EBITDA Grupy PGE składają się wyniki finansowe poszczególnych segmentów działalności oraz korekty konsolidacyjne. Największy udział w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy za III kwartał 2026 roku mają segmenty: Dystrybucja (42%), Energetyka Węglowa (26%), Energetyka Odnawialna (20%). Pozostałe segmenty mają udział poniżej 20% w wyniku EBITDA powtarzalna Grupy PGE.

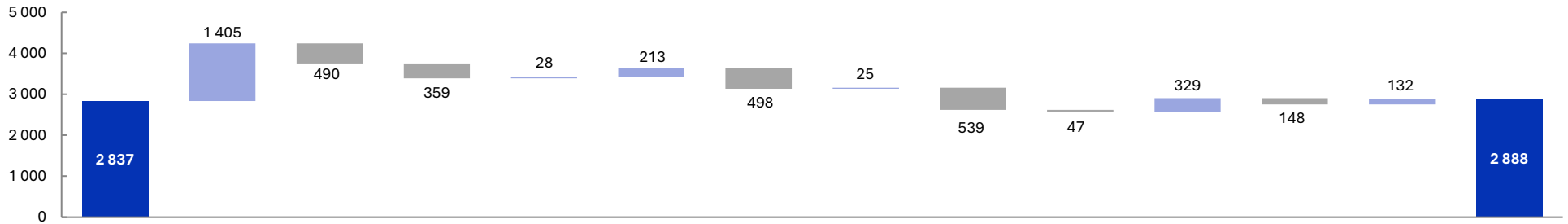
Wykres: EBITDA powtarzalna GK PGE w III kwartale 2026 roku (mln PLN).



Wykres: EBITDA raportowana GK PGE w III kwartale 2026 roku (mln PLN).



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



	EBITDA III kw. 2025[1]	Wynik na sprzedaży energii elektrycznej u wytwórców[2]	Uprawnienia do emisji CO_2	Koszty paliw produk.	Przychody RUS i Rynek Mocy[3]	Wynik na sprzedaży gazu	Wynik na sprzedaży e.e. do OF[4]	Marża na usłudze dystrybuc.[5]	Księgowa wycena kontraktów dot. energii elektrycznej	Koszty osobowe[6]	Rezerwy na umowy rodzące obciążenia	Koszty aktywow.	Pozostałe[7]	EBITDA III kw. 2026
Odchylenie		**1 405**	**-490**	**-359**	**28**	**213**	**-498**	**25**	**-539**	**-47**	**329**	**-148**	**132**	
EBITDA raportowana III kw. 2025	**2 524**													
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025	**-313**													
EBITDA powtarzalna III kw. 2025	**2 837**	6 092	3 604	1 394	1 429	2	379	2 050	0	2 032	-86	324	323	
EBITDA powtarzalna III kw. 2026		7 497	4 094	1 753	1 457	215	-119	2 075	539	2 079	243	176	191	**2 888**
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2026														**1 725**
EBITDA raportowana III kw. 2026														**4 613**

1 Wartości EBITDA raportowana i EBITDA powtarzalna za III kwartał 2025 roku zostały doprowadzone do porównywalności

[2] Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszone o koszty zakupu energii elektrycznej oraz koszty związane bezpośrednio z wytwarzaniem energii elektrycznej.

3 Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług bilansujących.

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

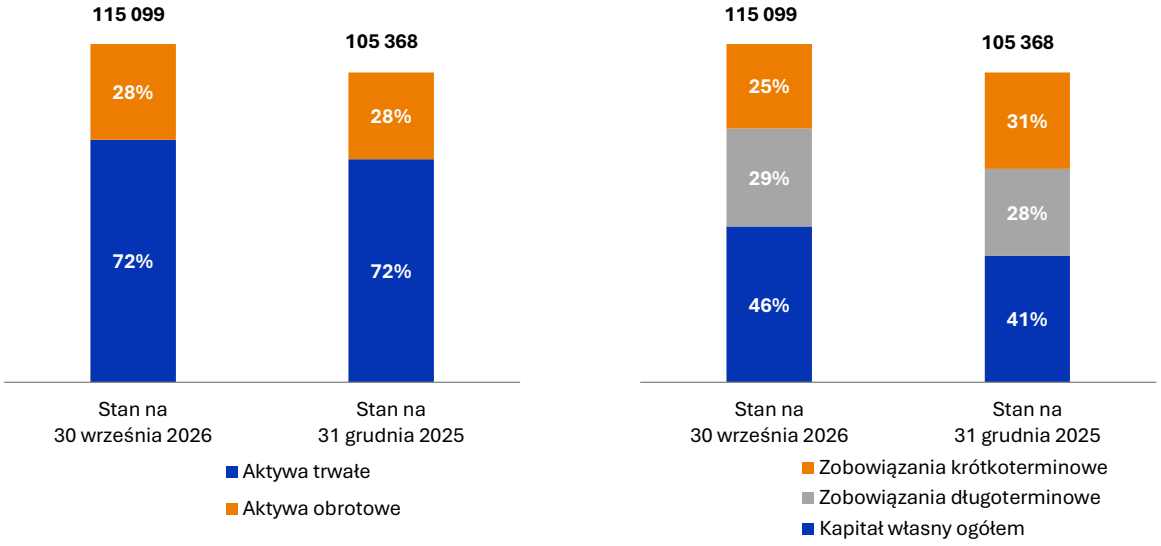
5 Z uwzględnieniem przychodów z tytułu usług dystrybucyjnych, kosztów usług przesyłowych PSE S.A., salda opłat przenoszonych oraz tranzytowych, kosztów zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej; bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej.

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, rozliczenia z tytułu zawarcia ugody z wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów, rezerwy na opłaty za korzystanie z usług wodnych za poprzednie okresy, odpisu aktualizującego należności Porąbka Żar oraz umorzenia wierzytelności (zdarzenia jednorazowe).

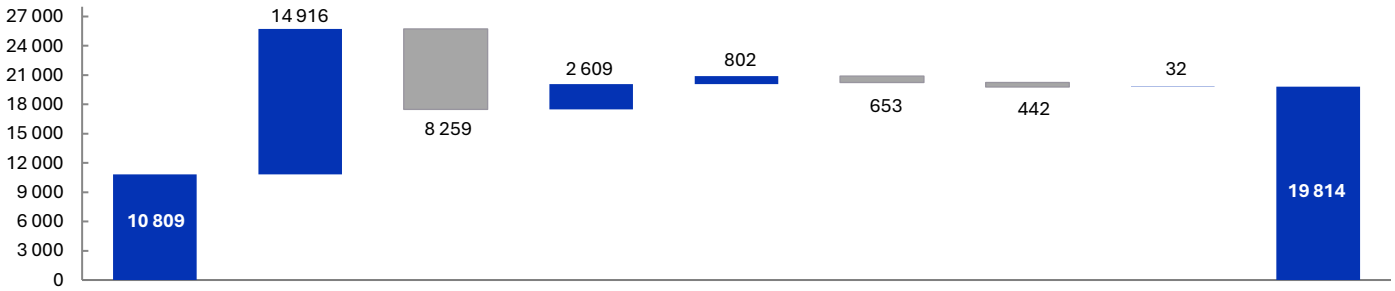
Szczegółowy opis do przychodów i kosztów znajduje się w nocie 7 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

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



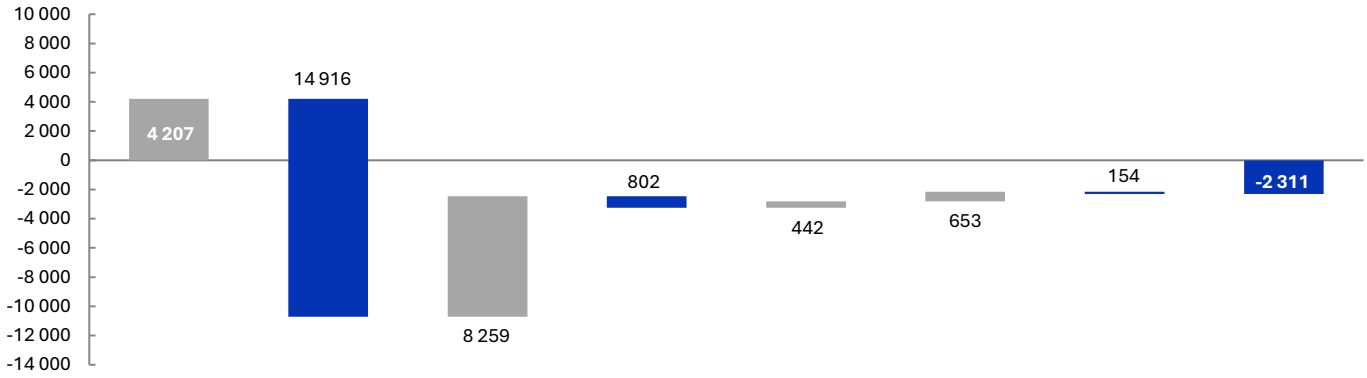
Szczegółowy opis do sprawozdania z sytuacji finansowej znajduje się w notach 10-22 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Wykres: Zmiana stanu środków pieniężnych (mln PLN).



	Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na 1 stycznia 2026	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Nabycie/ Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerial.	Saldo spłat /wpływów z tyt. pożyczek, kredytów, obligacji i leasingu finansowego	Otrzymane dotacje do aktywów trwałych	Odsetki zapłacone	Nabycie nowych spółek GK PGE rozliczanych jako nabycie aktywów	Pozostałe	Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na 30 września 2026
Wpływ na poziom środków pieniężnych		14 916	-8 259	2 609	802	-653	-442	32	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	**10 809**								**19 814**

Wykres: Zadłużenie finansowe netto (mln PLN).



	Zadłużenie finansowe netto 31 grudnia 2025	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	Nabycie/Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	Otrzymane dotacje do aktywów trwałych	Nabycie nowych spółek GK PGE rozliczanych jako nabycie aktywów	Obsługa zadłużenia - odsetki	Pozostałe	Zadłużenie finansowe netto 30 września 2026[1]
Wpływ na poziom zadłużenia netto		-14 916	8 259	-802	442	653	-154	
Zadłużenie finansowe netto	**4 207**							**-2 311**

[1] *W zadłużeniu netto uwzględnione zostały środki pieniężne spółek Offshore (964 mln PLN) oraz zobowiązania finansowe z tytułu Project Finance (4 932 mln PLN); szacunkowy poziom ekonomicznego zadłużenia netto (uwzględniający m.in. przyszłe płatności za uprawnienia do emisji CO_2) wynosi 14 156 mln PLN.*

4.3. Charakterystyka segmentów działalności

4.3.1. Kluczowe wyniki finansowe w segmentach działalności



[1] *Wartości EBIT raportowany i EBITDA raportowana za III kwartał 2025 roku zostały doprowadzone do porównywalności.*

4.3.2. Segment działalności – Energetyka Odnawialna

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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2026 roku.



Energetyka Odnawialna

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej	709
Regulacyjne Usługi Systemowe	155
Rynek Mocy	105
Sprzedaż praw majątkowych	7

Produkcja energii elektrycznej	**0,90 TWh**

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Zużycie energii	115
w tym energia na potrzeby pompowania	114
Amortyzacja	97
Usługi obce	87
Koszty osobowe[1]	75
Podatki i opłaty	24
w tym podatek od nieruchomości	22

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	476
EBIT raportowany	480
EBITDA powtarzalna	574
EBITDA raportowana	577

[1] *Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.*

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

Istotną pozycję w przychodach segmentu od 2021 roku stanowią przychody z Rynku Mocy, mechanizmu wprowadzonego w celu zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w KSE. Wybrane elektrownie segmentu 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 wchodzą 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,
- 70 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.

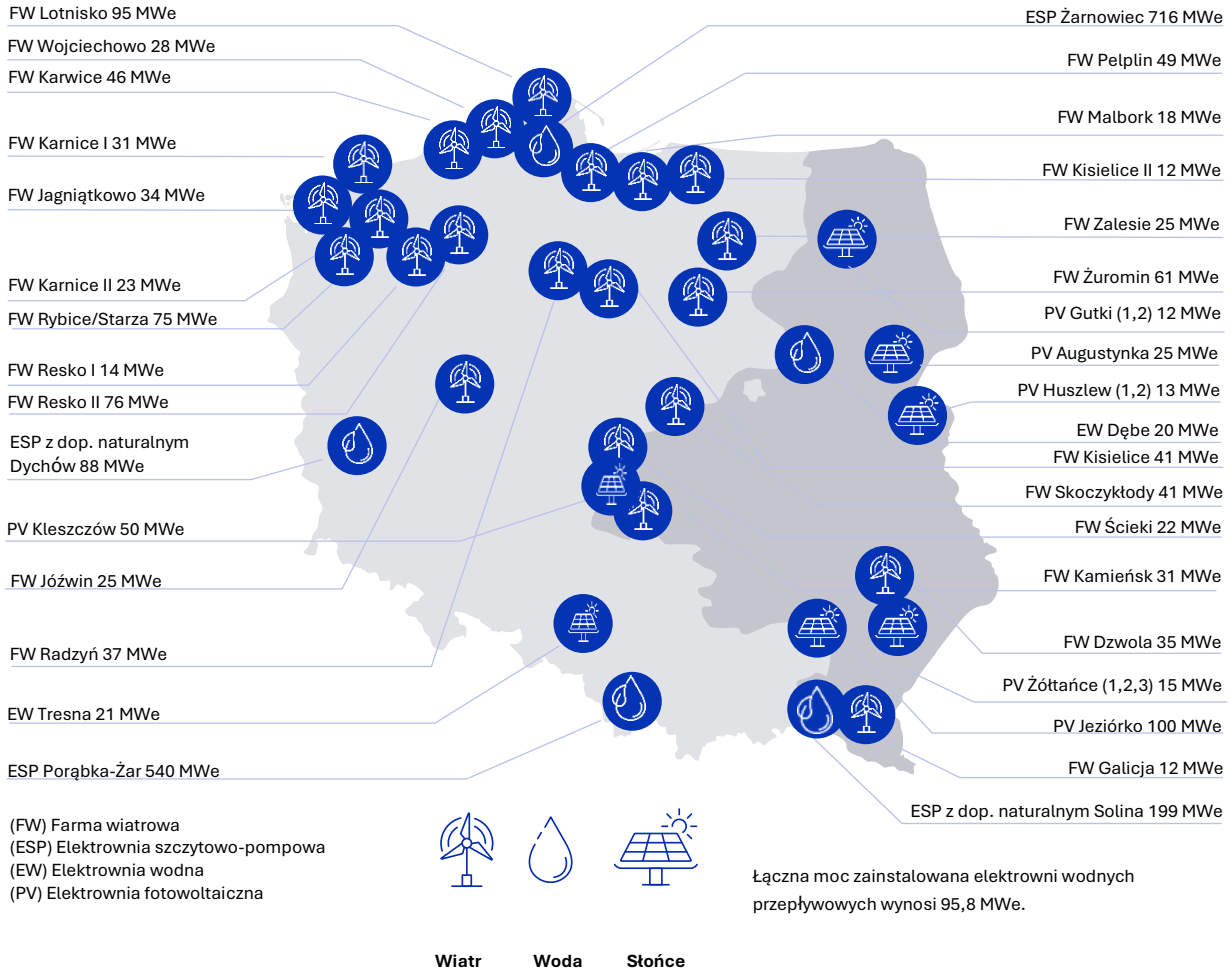
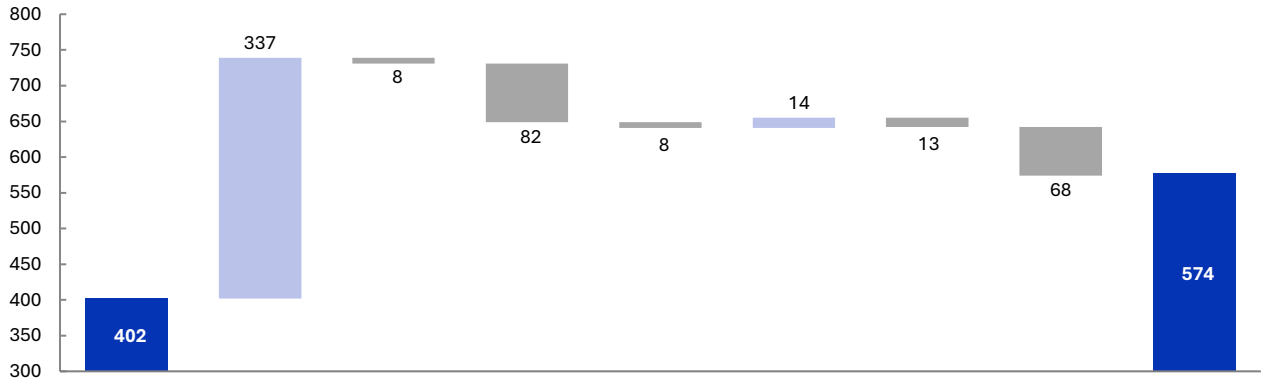


Tabela: Produkcja energii (GWh).

Rodzaje Elektrowni	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	394	268	126	47%
Elektrownie wodne przepływowe	37	50	-13	-26%
Elektrownie wiatrowe	397	298	99	33%
Elektrownie fotowoltaiczne	71	60	11	18%
Razem	**899**	**676**	**223**	**33%**

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



Odchylenie		**337**	**-8**	**-82**	**-8**	**14**	**-13**	**-68**	
EBITDA raportowana III kw. 2025	**402**								
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025	**0**								
EBITDA powtarzalna III kw. 2025	**402**	372	15	95	163	91	62	82	
EBITDA powtarzalna III kw. 2026		709	7	177	155	105	75	150	**574**
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2026									**3**
EBITDA raportowana III kw. 2026									**577**

[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).*

[4] *Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu odpisów aktualizujących należności Porąbka Żar (zdarzenie jednorazowe).*

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	2	0	2	-
Odpisy aktualizujące należności Porąbka Żar	1	0	1	-
Razem	**3**	**0**	**3**	**-**

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

- **Wyższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej** wynikają z: wyższego wolumenu sprzedaży o 484 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 216 mln PLN oraz wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 92 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o 121 mln PLN.
- **Niższe przychody ze sprzedaży praw majątkowych** wynikają z niższej średniej ceny sprzedaży praw majątkowych o 58 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o 13 mln PLN, wyższego wolumenu sprzedaży o 56 GWh, co wpłynęło na wzrost przychodów o 5 mln PLN.
- **Wyższe koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompowania** w elektrowniach szczytowo-pompowych w wyniku wyższego wolumenu zakupu o 199 GWh, wpływającego na wzrost kosztów o 71 mln PLN oraz wyższej średniej ceny zakupu energii elektrycznej o 23 PLN/MWh r/r, co skutkowało wzrostem kosztów o 11 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.
- **Wyższe przychody z Rynku Mocy** wynikają z wyższej dyspozycyjności jednostek wytwórczych PGE EO.
- **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. Na wzrost tej pozycji wpływają głównie wyższe koszty związane z rozwojem obszarów Energetyki Morskiej i Energetyki Odnawialnej.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 191	986	205	21%
▪ Rozwojowe	1 152	913	239	26%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	39	73	-34	-47%
Razem	**1 191**	**986**	**205**	**21%**

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

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENCIE 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 kolejnej aukcji planowanej na 2027 rok.

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

Projekt Baltica 2, realizowany 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 zakończono prace montażowe i rozpoczęto testy integracyjne kluczowych urządzeń, tj. rozdzielnic GIS, filtrów harmonicznych, transformatorów STATCOM. W części morskiej w I kwartale 2026 roku zakończono wykonywanie przewiertów kierowanych morze-ląd 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 III kwartale 2026 roku zakończono instalację wszystkich 111 monopali (obejmujących fundamenty pod 107 turbin wiatrowych oraz 4 morskie stacje transformatorowe) i prefabrykację wszystkich 4 morskich stacji transformatorowych. Kontynuowano produkcję kabli wewnętrznych i eksportowych wraz z przygotowaniem ich do transportu.

- **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. 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. W III kwartale 2026 roku otrzymano także zaktualizowaną decyzję PSzW wraz z zaświadczeniem o jej ostateczności. We wrześniu 2026 roku nastąpiło otwarcie dziennika budowy w ramach prowadzenia prac przygotowawczych dla linii zasilania rezerwowego i przewiertu kierowanego morze-ląd. W ramach umowy na badania archeologiczne wykonano badania pod kątem zagrożenia niewybuchami, zrealizowano wycinkę drzew i rozpoczęto badania archeologiczne dla obszaru ławy kablowej. Zawarto również aneks do umowy, wznawiający prace związane z uzyskaniem pozwoleń na budowę dla MFW Baltica 3 oraz na aktualizację dokumentacji projektowej.

- **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 III kwartale 2026 roku prowadzono prace związane z przygotowaniem postępowania na przeprowadzenie szczegółowej kampanii geofizycznej i geotechnicznej. Równolegle zrealizowano postępowania przetargowe dotyczące opracowania studium meteorologiczno-oceanograficznego, wykonania i zatwierdzenia Projektu Robót Geologicznych. Powyższe prace są niezbędne do przygotowania szczegółowych kampanii morskich oraz 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. Na początku lipca 2026 roku osiągnięto stan surowy otwarty budynku biurowo-magazynowego. 6 sierpnia 2026 roku zakres dotyczący parkingu i drogi dojazdowej oraz zaplecza budowy zostały przekazane do Użytkownika Końcowego. W 2026 roku realizowano prace dekarskie oraz elewacyjne. W ramach prac hydrotechnicznych zrealizowano roboty wykończeniowe nabrzeża oraz kontynuowano prace czerpalne i umacnianie dna. Do realizacji pozostało wykonanie instalacji 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. 320 MW, uwzględniając również projekty po energetyzacji, a przed odbiorem końcowym. W III kwartale 2026 roku produkcję energii rozpoczęła PV Dzierzązna. Równolegle kontynuowano realizację projektów farm fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 112 MW.

Program Kompleksowej Modernizacji ESP Porąbka-Żar

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 Bateryjnego 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. W marcu 2026 roku rozpoczęto realizację dostaw i montaży 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. W III kwartale 2026 roku kontynuowano prace na budowie magazynu. Zakończyła się budowa zakresu wyprowadzenia mocy. We wrześniu 2026 roku rozpoczęły się dostawy kolejnych elementów wysokonapięciowych oraz systemu bateryjnego.

Projekt budowy magazynu energii elektrycznej w Gryfinie

Projekt w fazie realizacji. W III kwartale 2026 roku rozpoczęto prace przygotowawcze na terenie budowy. Równolegle prowadzone są działania projektowe, kontraktowe i administracyjne niezbędne do realizacji przedsięwzięcia. 20 października 2026 roku uzyskano ostateczną decyzję o pozwoleniu na budowę magazynu energii elektrycznej oraz wyprowadzenia mocy.

Integracja magazynów energii z OZE (ok. 190 MW)

Projekt znajduje się w fazie realizacji i obejmuje budowę magazynów energii przy farmach wiatrowych należących do PGE Energia Odnawialna (Lotnisko, Ścieki, Wojciechowo oraz Pelplin). W III kwartale 2026 roku kontynuowano dwa postępowania przetargowe dotyczące dostawy jednostek magazynujących i stacji transformatorowych SN/nN oraz zaprojektowania i wykonania robót budowlanych. Umowy z Elektrotim S.A., która złożyła najkorzystniejsze oferty w obu postępowaniach, podpisano 6 listopada 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. W ramach postępowania środowiskowego uzyskano pozytywną opinię sanitarną. Ponadto,

w odpowiedzi na wezwania organów administracji, złożono wymagane uzupełnienia raportu zarówno do Wód Polskich, jak i do RDOŚ we Wrocławiu. Obecnie trwa analiza przekazanych materiałów przez właściwe organy. 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 SEGMENCIE ENERGETYKA ODNAWIALNA

Cel projektu	Budżet[1]	Nakłady łącznie [1]	Nakłady w I-III kw. 2026roku [1]	Sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa MFW Baltica 2 [udział GK PGE 50%][2]	~15,0 mld PLN	6,23 mld PLN	2,03 mld PLN	42%	Multi-contracting	IV kwartał 2027 roku
Budowa BMEE w Żarnowcu	~1,3 mld PLN	1,07 mld PLN	1,04 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.*

4.3.3. Segment działalności – Energetyka Gazowa

Przedmiotem działalności segmentu jest wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach gazowych.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2026 roku.



Energetyka Gazowa

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej[1]	866
Odsprzedaż gazu[2]	196
Rynek Mocy	95
Regulacyjne Usługi Systemowe	52

Produkcja energii elektrycznej	**1,11 TWh**

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty zużycia gazu ziemnego	647
Koszty CO_2	142
Amortyzacja, likwidacja, odpisy	65
Usługi obce	56
Koszty osobowe	11

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT	273
EBITDA	338

[1] *Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).*
[2] *Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup gazu).*

Podstawowym źródłem przychodów segmentu Energetyka Gazowa 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 zużycia gazu ziemnego** oraz **koszty opłat za emisję CO_2**.

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**.

AKTYWA

W skład segmentu Energetyka Gazowa wchodzą:

- 2 bloki CCGT należące do PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. (oddane do eksploatacji w 2024 roku), każdy o mocy zainstalowanej 683 MW,
- 1 blok CCGT 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.

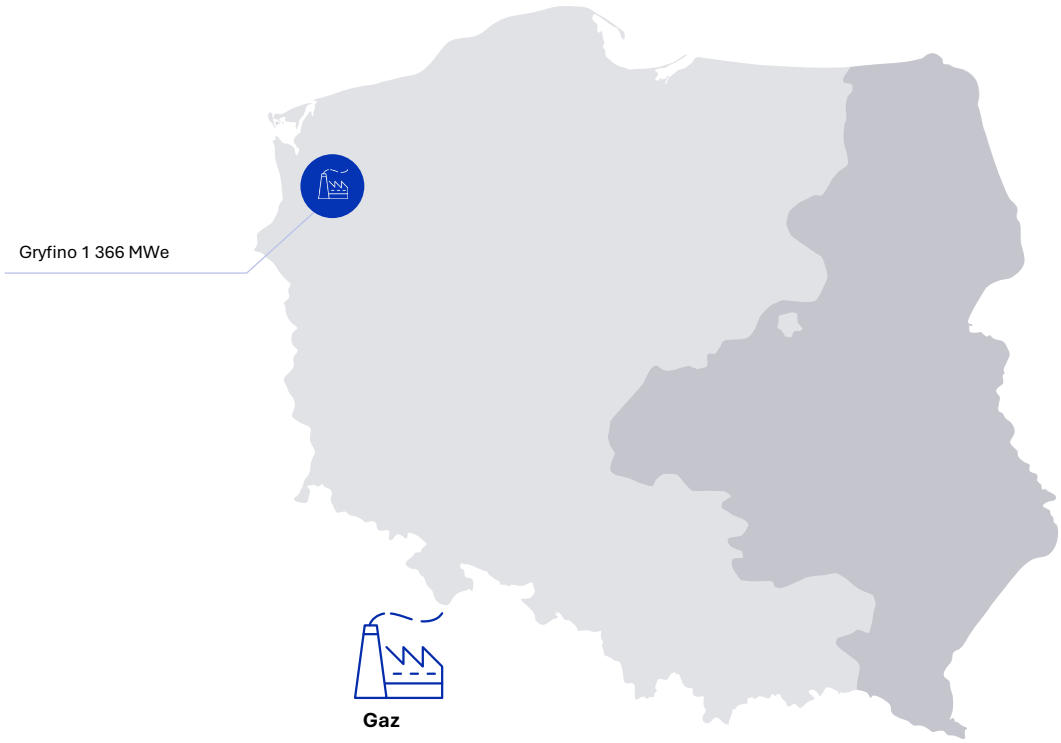
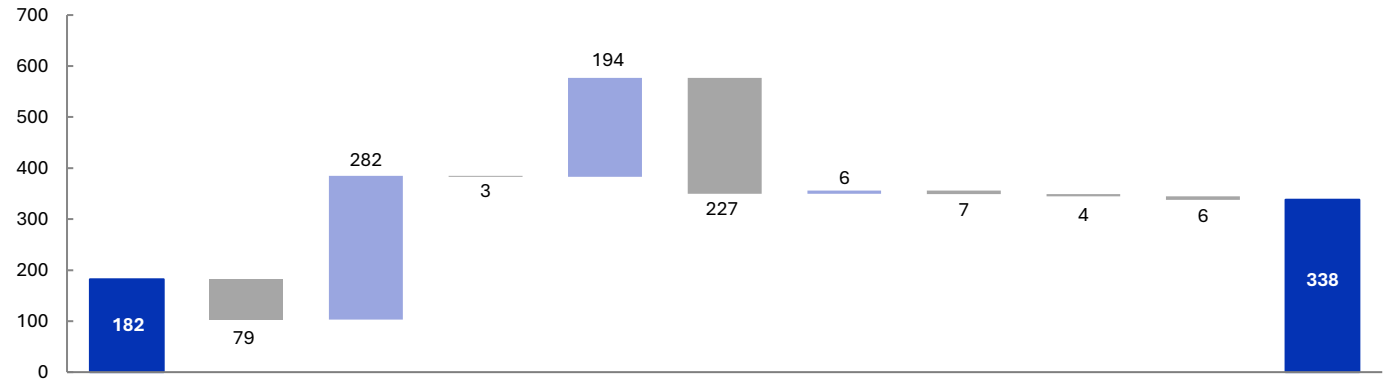


Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Gaz	1,11	1,27	-0,16	-13%
Razem	**1,11**	**1,27**	**-0,16**	**-13%**

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



	EBITDA III kw. 2025	Produkcja e.e. – ilość[1]	Produkcja e.e. – cena[1]	Przychody z Rynku Mocy i RUS	Obrót gazem[2]	Koszty gazu ziemnego	Koszty CO_2	Koszty ZHZW	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA III kw. 2026
Odchylenie		**-79**	**282**	**-3**	**194**	**-227**	**6**	**-7**	**-4**	**-6**	
EBITDA III kw. 2025	**182**	663		150	2	420	148	30	7	28	
EBITDA III kw. 2026		866		147	196	647	142	37	11	34	**338**

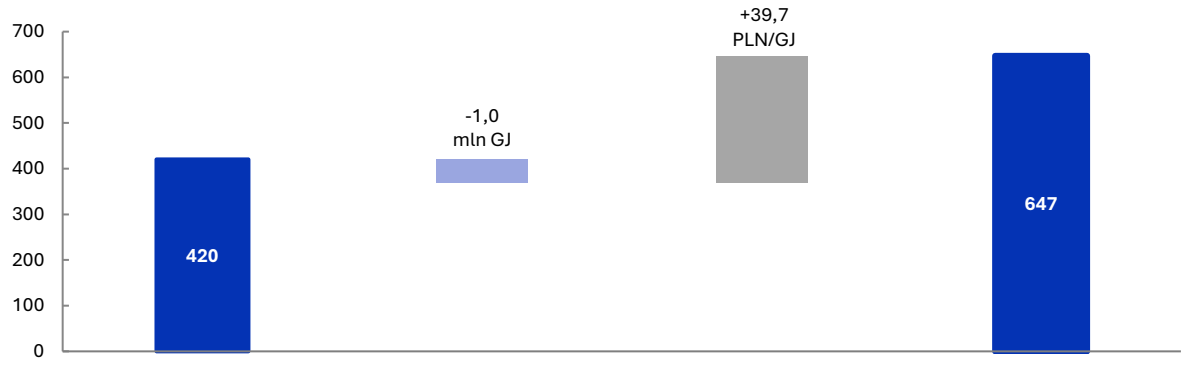
[1] *Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).*

[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: wyższą średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej o 253,3 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 282 mln PLN, przy niższym wolumenie sprzedaży o 0,2 TWh, co wpłynęło na spadek przychodów o ok. 79 mln PLN.
- **Niższe przychody z Rynku Mocy**, ze względu na niższy udział Elektrowni Gryfino Dolna Odra w sumie mocy dyspozycyjnych Grupy. Jednocześnie **wyższe przychody z RUS** ze względu na wyższe ceny usług bilansujących.
- **Wyższy wynik uzyskany na obrocie gazem** w efekcie sprzyjających warunków rynkowych.
- **Wyższe koszty zużycia gazu ziemnego** na skutek wyższej ceny o 39,7 PLN/GJ, przy niższym zużyciu tego paliwa o 1,0 PJ z powodu niższej produkcji energii elektrycznej o 0,2 TWh.
- **Niższe koszty CO_2** na skutek niższej emisji o 0,1 mln ton CO_2 w efekcie niższej produkcji energii elektrycznej, przy wyższym średnim jednostkowym koszcie CO_2 o 34,5 PLN/t. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty ZHZW** ze względu na wyższą cenę sprzedaży energii elektrycznej.
- **Wyższe koszty osobowe** w związku ze wzrostem zatrudnienia na skutek uzupełniania kompetencji.

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

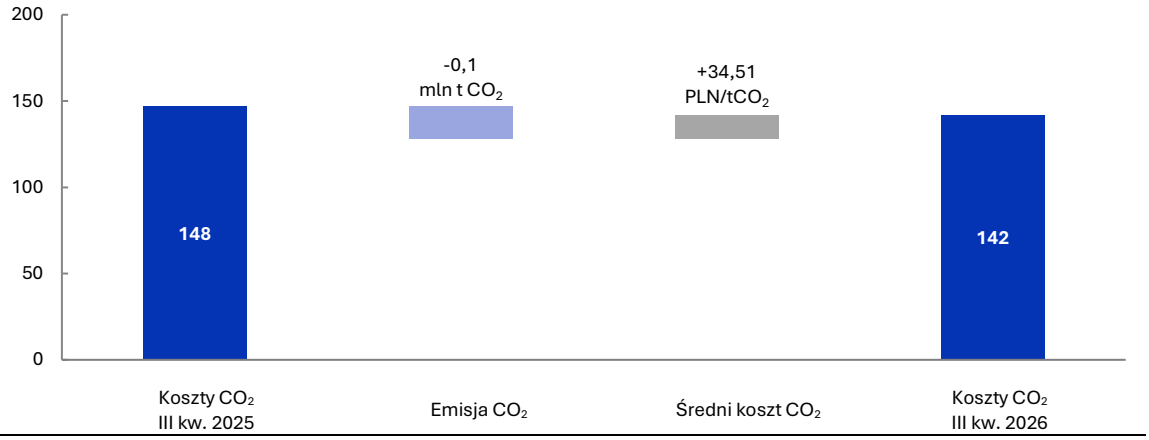


		-51	**278**	
Koszty paliw III kw. 2025	**420**			
Koszty paliw III kw. 2026				**647**

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

Rodzaj paliwa	III kw. 2026		III kw. 2025		Zmiana %	
	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt	Ilość	Koszt
	(tys. m^3)	(mln PLN)	(tys. m^3)	(mln PLN)	(tys. m^3)	(mln PLN)
Gaz	185 741	647	209 722	420	-11%	54%
Razem	**185 741**	**647**	**209 722**	**420**	**-11%**	**54%**

Wykres: Koszty CO_2 w segmencie Energetyka Gazowa (mln PLN).



Odchylenie		**-19**	**13**	
Koszty CO_2 III kw. 2025	**148**			
Koszty CO_2 III kw. 2026				**142**

Tabela: Dane dotyczące CO_2 w segmencie Energetyka Gazowa.

Dane dot. CO_2	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Emisja CO_2 (tony)	393 467	451 065	-57 598	-13%
Średni koszt CO_2 (PLN/t)	360,89	326,38	34,51	11%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	178	60	118	197%
▪ Rozwojowe	177	59	118	200%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	1	1	-	-%
Razem	**178**	**60**	**118**	**197%**

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENCIE 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. W sierpniu 2026 roku podano napięcie 110kV od strony stacji energetycznej Wielopole, zagazowano rurociągi zasilające stację przygotowania gazu i kocioł rozruchowy. Rozpoczęto prace rozruchowe w rejonie kotła odzysknicowego oraz rozpoczęto montaż rurociągów do czyszczenia chemicznego i trawienia kotła. Złożono również wniosek do PSE S.A. na podanie napięcia 400kV na transformatory blokowe. Projekt znajduje się na końcu zasadniczej fazy budowy i wchodzi w okres rozruchów.

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 sierpniu 2026 roku odebrano raport z wykonania inwentaryzacji przyrodniczej. Trwają prace projektowe po stronie Wykonawcy EPC bloków gazowych. Kontynuowane są prace związane z przygotowaniem terenu. Zakończono postępowania na wybór Wykonawcy wyprowadzenia mocy. W wyniku przeprowadzonego postępowania mającego na celu wybór wykonawcy wyprowadzenia mocy wyłoniono SPIE Energy Poland S.A., z którą w listopadzie 2026 roku zawarto stosowną umowę.
- 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 sierpniu 2026 roku odebrano raport z wykonania inwentaryzacji przyrodniczej. Trwają prace projektowe po stronie wykonawcy bloków gazowych. Kontynuowane są prace związane z przygotowaniem terenu. Zakończono postępowania na wybór wykonawcy wyprowadzenia mocy. W wyniku przeprowadzonego postępowania na wybór wykonawcy wyprowadzenia mocy wyłoniono ENPROM sp. z o.o., z którą w listopadzie 2026 roku zawarto stosowną umowę.

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENCIE ENERGETYKA GAZOWA

Cel projektu	Budżet	Nakłady łącznie[1]	Nakłady I-III kw. 2026 roku[1]	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Budowa bloku gazowo-parowego w PGE Nowy Rybnik sp. z o.o.	3,7 mld PLN	3,0 mld PLN	0,2 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] *Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają kosztów finansowania oraz wydatków w postaci wypłaconych zaliczek dla Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) oraz pozostałych wykonawców.*

4.3.4. Segment działalności – Energetyka Węglowa

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2026 roku.



Energetyka Węglowa

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej[1]	5 667
Rynek Mocy	697
Regulacyjne Usługi Systemowe	254
Sprzedaż ciepła	29
w tym dystrybucja ciepła	1

Produkcja energii elektrycznej	**10,55 TWh**
Produkcja ciepła	**0,37 PJ**

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty CO_2	3 753
Koszty osobowe[2]	829
Koszty zużycia paliw produkcyjnych	716
Usługi obce	409
Amortyzacja, likwidacja, odpisy	164

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	680
EBIT raportowany	2 236
EBITDA powtarzalna	740
EBITDA raportowana	2 400

[1] *Ujęcie zarządcze (sprzedaż pomniejszona o zakup energii elektrycznej).*
[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 CO_2** oraz **koszty zużycia paliw produkcyjnych**, przede wszystkim węgla kamiennego. Kluczowa dla Grupy produkcja z węgla brunatnego oparta jest o własne wydobycie, stąd też jego koszt, relatywnie stabilny, odzwierciedlony jest głównie w pozycjach kosztów o charakterze stałym, tj. kosztach osobowych, 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 wchodzą: 2 kopalnie węgla brunatnego i 5 elektrowni konwencjonalnych (ostatnie bloki węglowe w elektrowni Dolna Odra zakończyły pracę z końcem sierpnia 2026 roku).

Segment Energetyka Węglowa jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego (jego udział w rynku wydobywczym tego surowca stanowi 97%[7] krajowego wydobycia), a także największym wytwórcą energii elektrycznej – wytwarza ok. 27%[8] krajowej produkcji energii elektrycznej brutto. Produkcja oparta jest na węglu brunatnym, wydobywanym z własnych kopalni oraz węglu kamiennym.

[7] *Wyliczenia własne w oparciu o dane GUS.*
[8] *Wyliczenia własne w oparciu o dane PSE S.A.*

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

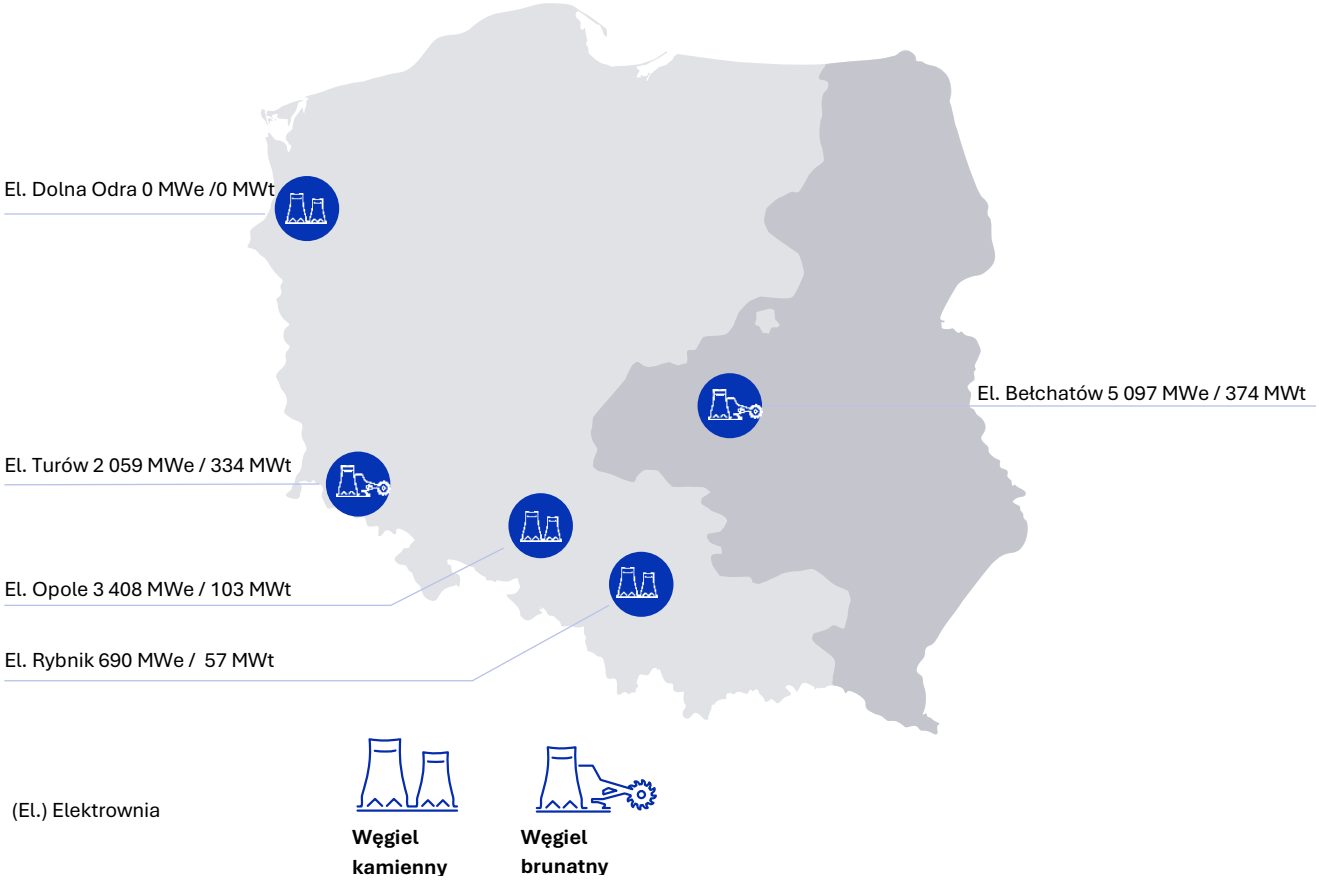


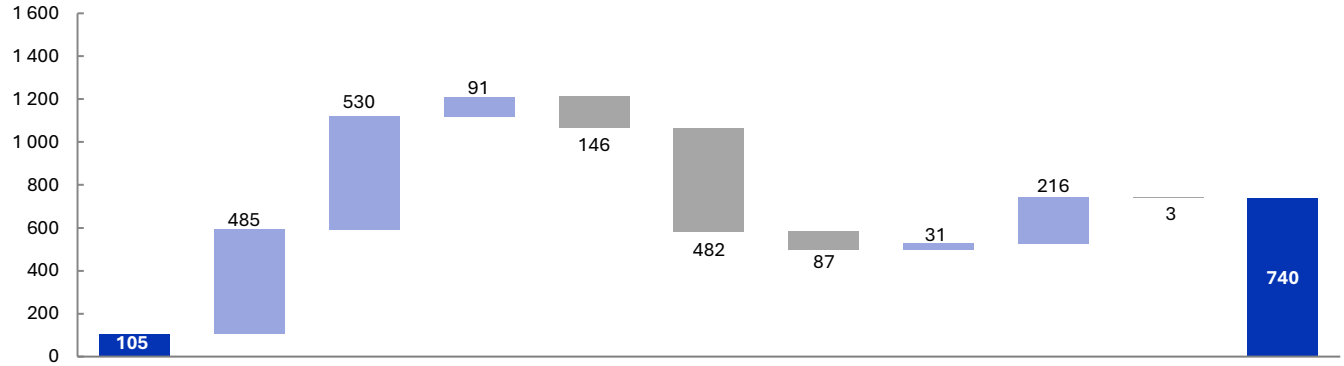
Tabela: Produkcja energii (TWh).

Główne typy paliwa	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	3,82	2,61	1,21	46%
Węgiel brunatny	6,73	6,95	-0,22	-3%
Razem	**10,55**	**9,56**	**0,99**	**10%**

Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

Główne typy paliwa	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,06	0,08	-0,02	-25%
Węgiel brunatny	0,31	0,32	-0,01	-3%
Razem	**0,37**	**0,40**	**-0,03**	**-8%**

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



	EBITDA III kw. 2025[1]	Produkcja e.e. ilość[2]	Produkcja e.e. cena[2]	Przychody RUS i Rynek Mocy[3]	Koszty paliw	Koszty CO_2	Koszty ZHZW	Koszty osobowe[4]	Zmiany na rezerwach na umowy rodzące obciążenia	Pozostałe[5]	EBITDA III kw. 2026
Odchylenie		**485**	**530**	**91**	**-146**	**-482**	**-87**	**31**	**216**	**-3**	
EBITDA raportowana III kw. 2025	**-215**										
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025	**-320**										
EBITDA powtarzalna III kw. 2025	**105**	4 652		860	570	3 271	114	860	-107	485	
EBITDA powtarzalna III kw. 2026		5 667		951	716	3 753	201	829	109	488	**740**
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2026											**1 660**
EBITDA raportowana III kw. 2026											**2 400**

[1] *Dane za III kw. 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, rezerwy na restrukturyzację oraz zmiany rezerwy aktuarialnej (zdarzenia jednorazowe).*

[5] *Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej, rozliczenia z tytułu zawarcia ugody z wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów, odpisu zapasów strategicznych oraz rezerwy na opłaty za korzystanie z usług wodnych za poprzednie okresy (zdarzenia jednorazowe)*

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

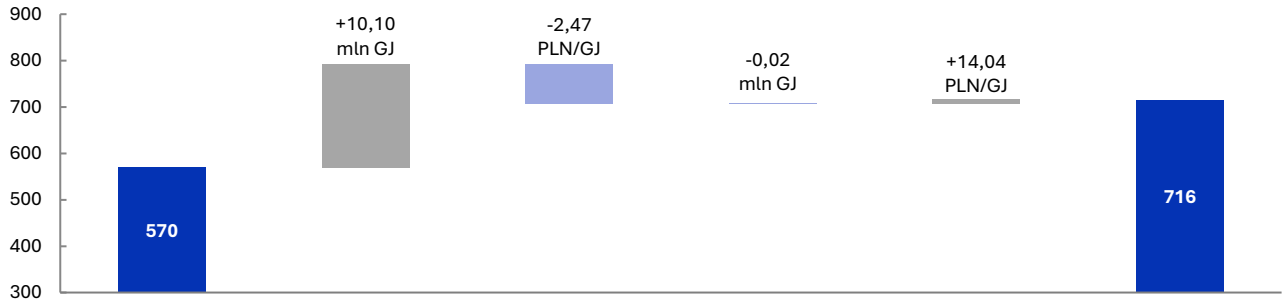
Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	1 657	0	1 657	-
Rezerwa na restrukturyzację	-47	-233	186	-80%
Rozliczenie z tyt. zawarcia ugody z wykonawcą bloku nr 7 w Elektrowni Turów	299	0	299	-
Rezerwa na opłaty za korzystanie z usług wodnych za poprzednie okresy	-245	0	-245	-
Odpis zapasów strategicznych	7	-23	30	-
Program Dobrowolnych Odejść	-34	-64	30	-47%
Zmiana rezerwy aktuarialnej	23	0	23	-
Razem	**1 660**	**-320**	**1 980**	**-**

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

- **Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej**, który wynika z wyższego wolumenu sprzedaży o 1,0 TWh, co wpłynęło na zwiększenie przychodów o ok. 485 mln PLN oraz z wyższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 51,3 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na wzrost przychodów o ok. 530 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. Dodatkowo **wyższe przychody z RUS** ze względu na wyższe ceny.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, przede wszystkim węgla kamiennego na skutek wyższego zużycia tego paliwa o 10,1 PJ, przy niższej cenie o 2,5 PLN/GJ. Główne odchylenia na poszczególnych rodzajach paliw zostały przedstawione na wykresie poniżej.

- **Wyższe koszty CO_2** w efekcie wyższego średniego kosztu CO_2 o 22,6 PLN/t oraz wyższego poziomu emisji CO_2 o 0,7 mln ton na skutek wyższej produkcji energii elektrycznej. Główne odchylenia zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty ZHZW** z uwagi na wyższą cenę sprzedaży energii oraz wyższy wolumen energii objęty umową.
- **Niższe koszty osobowe** głównie w związku ze spadkiem średniego poziomu zatrudnienia.
- **Pozytywna zmiana na rezerwach na umowy rodzące obciążenia** m.in. z uwagi na warunki rynkowe wpływające na rozwiązywanie rezerw w trakcie III kwartału 2026 roku oraz zawiązania rezerw w III kwartale 2025 roku.

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

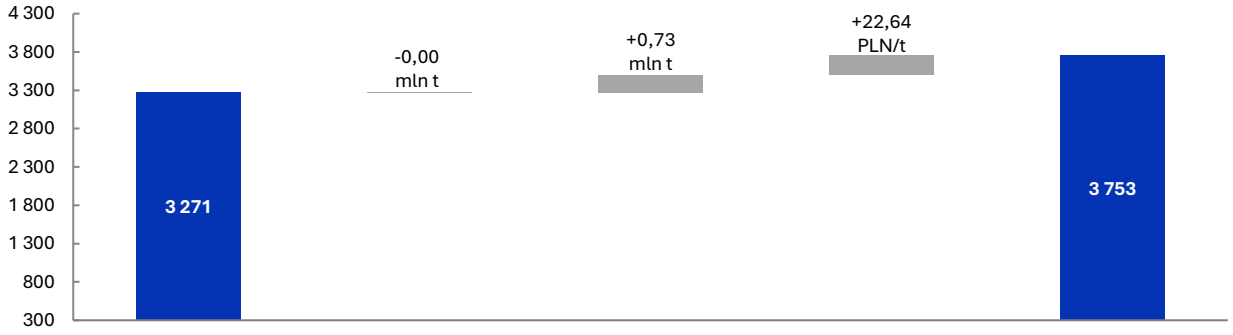


	Koszty paliw III kw. 2025	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Olej opałowy lekki i ciężki ilość	Olej opałowy lekki i ciężki cena	Koszty paliw III kw. 2026
		223	**-85**	**-1**	**9**	
Koszty paliw III kw. 2025	**570**	533		37		
Koszty paliw III kw. 2026		671		45		**716**

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

Rodzaj paliwa	III kw. 2026		III kw. 2025		Zmiana %	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	1 536	671	1 077	533	43%	26%
Olej opałowy lekki i ciężki	15	45	16	37	-6%	22%
Razem		**716**		**570**		**26%**

Wykres: Koszty CO_2 w segmencie Energetyka Węglowa (mln PLN).



	Koszty CO_2 III kw. 2025	Przydział darmowych uprawnień do emisji CO_2	Emisja CO_2	Średni koszt CO_2	Koszty CO_2 III kw. 2026
Odchylenie		**1**	**231**	**250**	
Koszty CO_2 III kw. 2025	**3 271**				
Koszty CO_2 III kw. 2026					**3 753**

Tabela: Dane dotyczące CO_2 w segmencie Energetyka Węglowa.

Dane dot. CO_2	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO_2 (tony)	8 002	10 492	-2 490	-24%
Emisja CO_2 (tony)	11 045 483	10 316 638	728 845	7%
Średni koszt CO_2 (PLN/t)	340,02	317,38	22,64	7%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	150	186	-36	-19%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	150	186	-36	-19%
Pozostałe	1	0	1	-
Razem	**151**	**186**	**-35**	**-19%**

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENCIE ENERGETYKA WĘGLOWA

17 czerwca 2026 roku, w Prokuratorii Generalnej RP, podpisano Ugodę przed mediatorem, kończąc trwający od 2023 roku proces mediacji związanych z wykonaniem **budowy bloku nr 7 w Elektrowni Turów**. Ugoda została w pełni zrealizowana. Szczegółowe informacje zostały przedstawione również w nocie 23.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

4.3.5. Segment działalności – Ciepłownictwo

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2026 roku.

Ciepłownictwo

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż ciepła[1] w tym sprzedaż mocy zamówionej i dystrybucja ciepła	555
Sprzedaż energii elektrycznej[2]	498
Rynek Mocy	85
Przychody z tyt. wsparcia wysokosprawnej kogeneracji	37

Produkcja ciepła	**3,02 PJ**
Produkcja energii elektrycznej	**1,02 TWh**

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty zużycia paliw produkcyjnych	447
Amortyzacja, likwidacja, odpisy	256
Koszty CO_2	254
Koszty osobowe[3]	174
Usługi obce	157

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	-79
EBIT raportowany	-89
EBITDA powtarzalna	154
EBITDA raportowana	167

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

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

[3] *Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.*

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 CO_2**.

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 **świadectw 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.

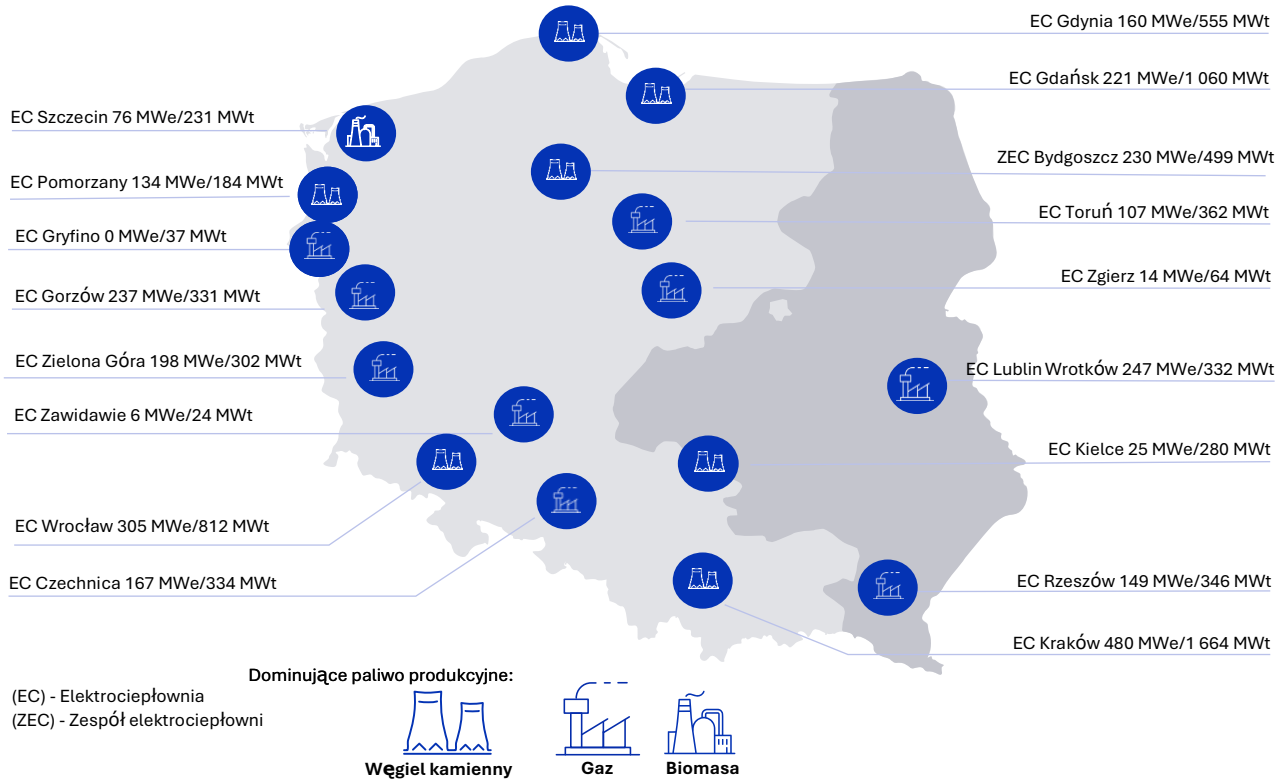
AKTYWA

W skład segmentu wchodzą 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.

W skład segmentu wchodzi obecnie 16 elektrociepłowni.

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

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	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	0,26	0,26	0,00	0%
Gaz ziemny	0,74	0,72	0,02	3%
Biomasa	-	0,08	-0,08	-
Inne	0,02	0,01	0,01	100%
Razem	**1,02**	**1,07**	**-0,05**	**-5%**

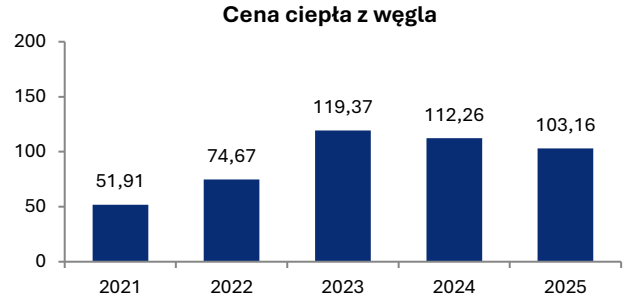
Tabela: Produkcja ciepła (PJ).

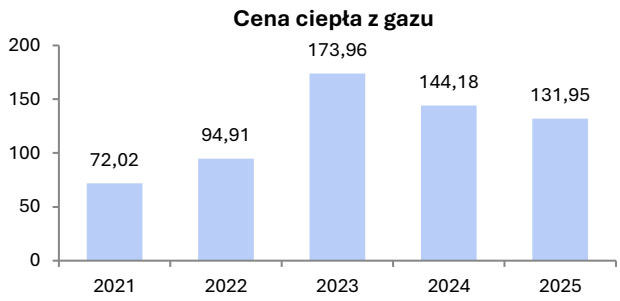
Główne typy paliwa	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Węgiel kamienny	1,49	2,00	-0,51	-26%
Gaz ziemny	1,34	1,02	0,32	31%
Biomasa	0,00	0,21	-0,21	-
Inne	0,19	0,07	0,12	171%
Razem	**3,02**	**3,30**	**-0,28**	**-8%**

TARYFY W SEGMENCIE 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.

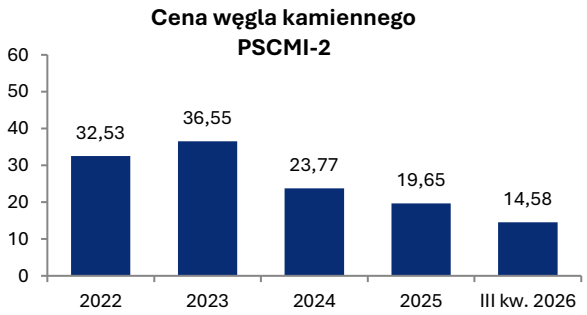
Wykresy: Zmiany referencyjnej ceny ciepła dla węgla kamiennego oraz gazu ziemnego (PLN/GJ).

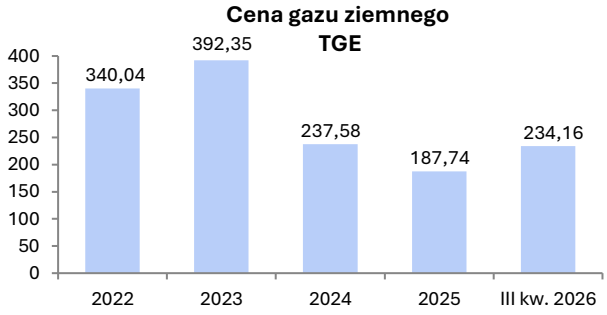




Źródło: URE.

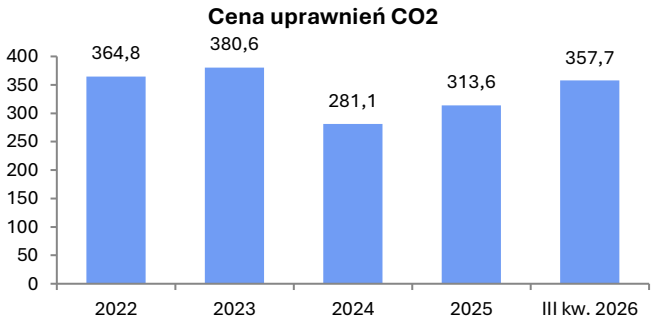
Wykresy: Zmiany kosztów paliw – węgla kamiennego (PLN/GJ) – PSCMI-2[9] i gazu (PLN/MWh) - TGE.





Źródło: ARP, TGE.

Wykres: Zmiana kosztów uprawnień do emisji CO_2[10] (PLN/t).



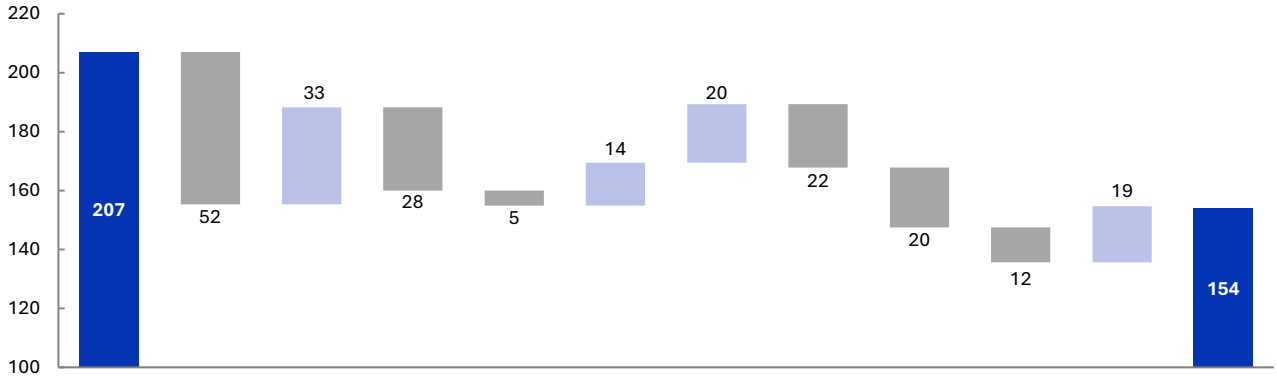
Źródło: ICE.

Referencyjna cena ciepła z węgla spadła w 2025 roku o 8%, co odzwierciedla wcześniejszy spadek kosztów. Wartość ta stanowiła bazę do wyliczeń taryf dla jednostek kogeneracyjnych w 2026 roku. Z kolei w samym III kwartale 2026 roku odnotowano średni rynkowy spadek cen węgla o 26%, przy jednoczesnym wzroście średniej ceny uprawnień do emisji CO_2 o 14% r/r.

Taryfy dla produkcji ciepła z gazu w 2025 roku ustalane są na bazie zmiany ceny referencyjnej, przy czym w III kwartale 2026 roku obserwowane były wyższe ceny gazu niż we wcześniejszych okresach. Ceny gazu w kontraktach terminowych na TGE kształtowały się na poziomie ok. 234 PLN/MWh (tj. wzrost o 25%).

[9] *PSCMI-2 Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miałów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku ciepła.*
[10] *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 III kw. 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 III kw. 2026
Odchylenie		**-52**	**33**	**-28**	**-5**	**14**	**20**	**-22**	**-20**	**-12**	**19**	
EBITDA raportowana III kw. 2025	**212**											
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025	**5**											
EBITDA powtarzalna III kw. 2025	**207**	574		531		71	17	425	234	162	165	
EBITDA powtarzalna III kw. 2026		555		498		85	37	447	254	174	146	**154**
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2026												**13**
EBITDA raportowana III kw. 2026												**167**

[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 (zdarzenie jednorazowe).*

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

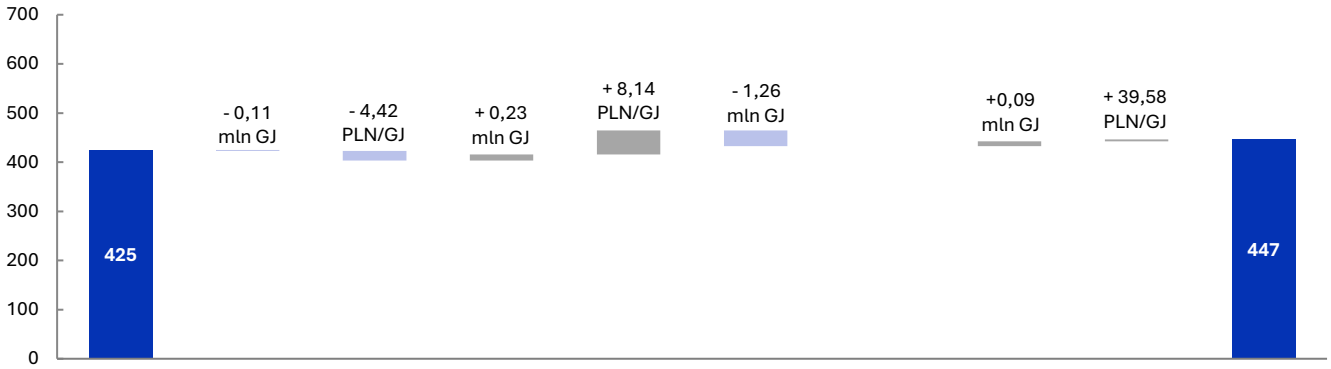
Tabela: Dane dotyczące zdarzeń jednorazowych w segmencie Ciepłownictwo (mln PLN).

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	11	0	11	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	2	0	2	-
Rekompensaty KDT	0	5	-5	-
Razem	**13**	**5**	**8**	**160%**

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

- **Niższy wolumen produkcji ciepła** netto jest efektem wyższych temperatur zewnętrznych w porównaniu do analogicznego okresu 2025 roku. Średnie temperatury w III kwartale 2026 roku były wyższe o ok. 0,1°C r/r, co przełożyło się na niższą o 0,3 PJ produkcję ciepła.
- **Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej** wynika z: niższego wolumenu sprzedaży o 0,1 TWh, co wpłynęło na spadek przychodów o ok. 28 mln PLN; niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 5 PLN/MWh r/r, co przełożyło się na spadek przychodów o ok. 5 mln PLN.
- **Wyższe przychody z tytułu Rynku Mocy** spowodowane głównie wyższą średnią ceną obowiązków mocowych.
- **Wyższe przychody z tytułu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji** ze względu na oddanie do użytku silników gazowych w EC Gdynia w trakcie 2026 roku.
- **Wyższe koszty zużycia paliw**, które spowodowane są głównie wyższą ceną zużytego gazu ziemnego. Szczegóły zostały przedstawione na wykresie poniżej.
- **Wyższe koszty CO_2**, które są głównie skutkiem wyższej średniej ceny emisji CO_2. 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).

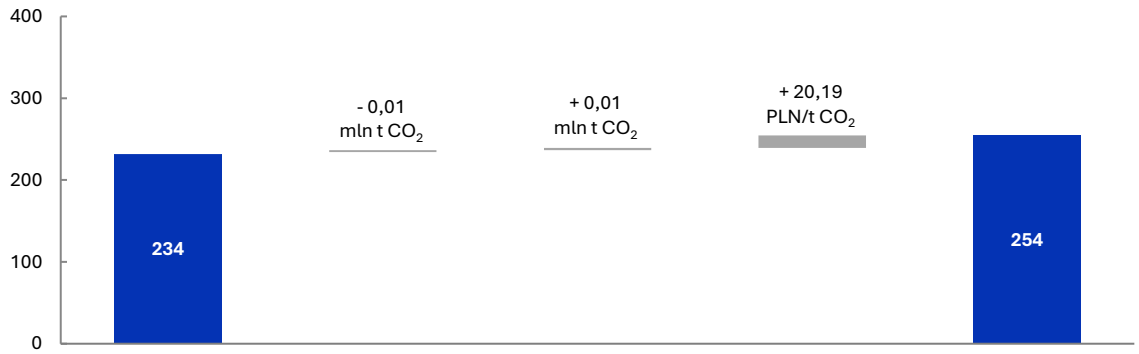


	Koszty III kw. 2025	Węgiel kamienny ilość	Węgiel kamienny cena	Gaz ilość	Gaz cena	Biomasa ilość	Biomasa cena	Olej opałowy oraz pozostałe surowce ilość	Olej opałowy oraz pozostałe surowce cena	Koszty III kw. 2026
Odchylenie		**-2**	**-19**	**12**	**49**	**-32**	**0**	**10**	**4**	
Koszty paliw III kw. 2025	**425**	83		302		32		8		
Koszty paliw III kw. 2026		62		363		0		22		**447**

Tabela: Dane dotyczące zużycia paliw produkcyjnych w segmencie Ciepłownictwo.

Rodzaj paliwa	III kw. 2026		III kw. 2025		Zmiana %	
	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)	Ilość (tys. ton)	Koszt (mln PLN)
Węgiel kamienny	208	62	208	83	0%	-25%
Gaz (tys. m^3)	198 791	363	197 388	302	1%	20%
Biomasa	0	0	130	32	-	-
Olej opałowy oraz pozostałe surowce	-	22	-	8	-	175%
Razem		**447**		**425**		**5%**

Wykres: Koszty CO_2 wsegmencie Ciepłownictwo (mln PLN).



	Koszty CO_2 III kw. 2025	Przydział darmowych uprawnień do emisji CO_2	Emisja CO_2	Średni koszt CO_2	Koszty CO_2 III kw. 2026
Odchylenie		**2**	**2**	**16**	
Koszty CO_2 III kw. 2025	**234**				
Koszty CO_2 III kw. 2026					**254**

Tabela: Dane dotyczące CO_2 w segmencie Ciepłownictwo.

Dane dot. CO_2	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO_2 (tony)	31 717	38 549	-6 832	-18%
Emisja CO_2 (tony)	770 412	760 853	9 559	1%
Średni koszt CO_2 (PLN/t)	344,50	324,31	20,19	6%

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	282	355	-73	-21%
▪ Rozwojowe	123	185	-62	-34%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	159	170	-11	-6%
Pozostałe	2	3	-1	-33%
Razem	**284**	**358**	**-74**	**-21%**

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENCIE CIEPŁOWNICTWO

- **Budowa nowego źródła ciepła w Gryfinie -** w sierpniu 2026 roku miało miejsce przekazanie instalacji do eksploatacji.
- 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 dwóch kotłów biomasowych o mocy sumarycznej 30 MWt. W III kwartale 2026 roku na terenie inwestycji prowadzono prace konstrukcyjno-budowlane i montażowe, m.in. w obrębie kotłów, rurociągów technologicznych i konstrukcji stalowych.
- **Projekt Przemysłowy dla Elektrociepłowni w Krakowie** – w III kwartale 2026 roku kontynuowane były prace fundamentowe pod budowę planowanych obiektów w ramach kontraktu obejmującego budowę silników gazowych o łącznej mocy do 100 MWe. Dla części z tych budynków trwa wznoszenie konstrukcji ścian. W trakcie są prace związane z prefabrykacją rurociągów ciepłowniczych i palowaniem pod estakady. We wrześniu 2026 roku zawarty został aneks nr 1 do umowy z Generalnym Wykonawcą, w ramach którego możliwa będzie realizacja prac dodatkowych związanych z zabudową wyższych (niż pierwotnie planowano) kominów oraz z usunięciem zanieczyszczeń substancjami ropopochodnymi, znajdującymi się w glebie na części terenu budowy. W zakresie gazociągu trwają przygotowania do rozpoczęcia prac w terenie.
- **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). W III kwartale 2026 roku kontynuowano prace projektowe oraz prowadzono prace przygotowawcze terenu pod budowę (zrealizowano wycinkę drzew i krzewów, odhumusowanie i prace saperskie, ogrodzono teren budowy). We wrześniu 2026 roku Wykonawca przekazał gotowy projekt podstawowy i projekt budowlany. W październiku 2026 roku przekazano teren budowy Wykonawcy.
- **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. W III kwartale 2026 roku kontynuowane były prace nad projektami podstawowymi oraz wykonawczymi. W listopadzie 2026 roku uzyskano pozwolenie na budowę dla tego zakresu inwestycji. W trakcie realizacji są również prace związane z uwolnieniem terenu pod planowane budynki (wyburzenia, przekładki). W sierpniu 2026 roku ogłoszone zostało postępowanie przetargowe na wybór wykonawcy dla zadania związanego z budową elektrodowych kotłów wodnych o mocy 300 MWt oraz akumulatora ciepła o pojemności 52 tys. m^3 netto. Termin składania ofert przypada na 30 listopada 2026 roku.

KLUCZOWY PROJEKT W SEGMENCIE CIEPŁOWNICTWO

Cel projektu	Budżet[1]	Nakłady łącznie [1]	Nakłady w I-III kw. 2026roku [1]	Paliwo/ sprawność netto	Wykonawca	Termin zakończenia inwestycji
Projekt Przemysłowy dla EC Kraków (silniki gazowe 100 MWe oraz gazociąg przyłączeniowy)	0,8 mld PLN	0,062 mld PLN	0,041 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.*

4.3.6. Segment działalności – Dystrybucja

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

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2026 roku.

Dystrybucja

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż usług dystrybucyjnych	2 522
Opłaty przyłączeniowe	54

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej	**8,79 TWh**
Liczba klientów	**5,90 mln**

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Usługi przesyłowe	627
Koszty osobowe[1]	468
Amortyzacja, likwidacja, odpisy	434
w tym amortyzacja aktywowana	10
Podatki i opłaty	182
w tym podatek od nieruchomości	162
Różnica bilansowa[2]	174

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	800
EBIT raportowany	823
EBITDA powtarzalna	1 224
EBITDA raportowana	1 247

1 Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.

2 W ujęciu zarządczym (koszty zakupu energii elektrycznej w ramach kontraktu z PGE S.A., rozliczenia kompensacyjnego i doszacowania, pomniejszone o przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach Rynku Bilansującego).

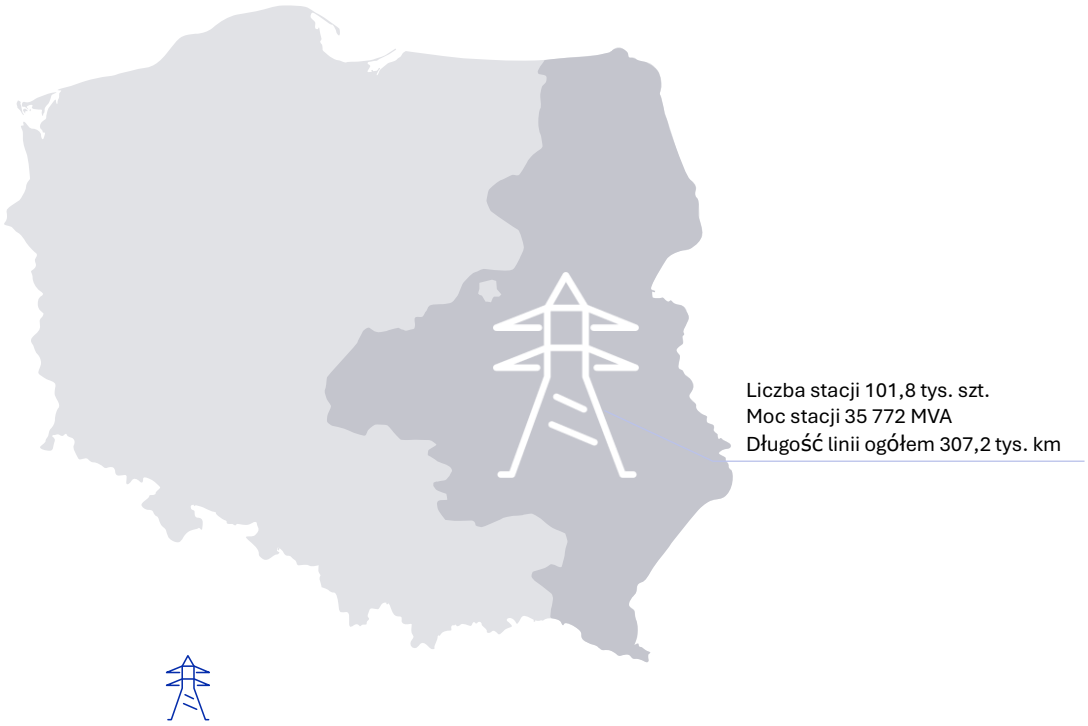
Przychody segmentu oparte są przede wszystkim o taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzaną co roku przez Prezesa URE na wniosek spółki, co oznacza, iż mają charakter regulowany. W taryfie uwzględnione są uzasadnione koszty operacyjne związane z działalnością operatora systemu dystrybucyjnego, 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 wraz z aktualizacją dla roku 2026 dla wskaźników efektywności obejmujących: czas trwania przerw, częstość przerw oraz czas realizacji przyłączeń.

OBSZAR, WOLUMENY, KLIENCI

PGE Dystrybucja S.A. działa na obszarze[11] 129 938 km^2 i dostarcza energię elektryczną do ok. 5,90 mln odbiorców.

Wykres: Główne aktywa segmentu Dystrybucja i ich parametry



Obszar sieci dystrybucyjnej segmentu Dystrybucja

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).[1]

Taryfy	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	1,29	1,25	0,04	3%
Grupa taryfowa B	3,73	3,63	0,10	3%
Grupa taryfowa C+R	1,41	1,44	-0,03	-2%
Grupa taryfowa G	2,36	2,34	0,02	1%
Razem	**8,79**	**8,66**	**0,13**	**2%**

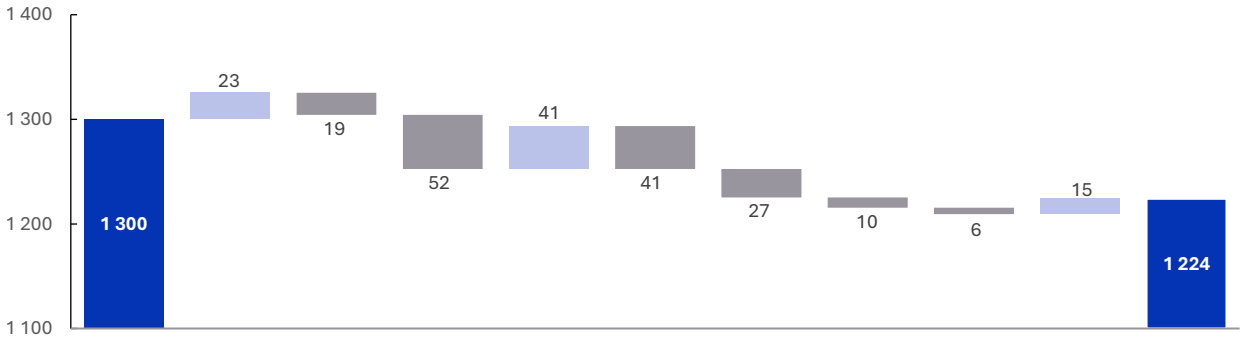
Tabela: Liczba klientów wg punktów poboru energii (szt.).[1]

Taryfy	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	230	197	33	17%
Grupa taryfowa B	15 748	14 986	762	5%
Grupa taryfowa C+R	490 749	481 116	9 633	2%
Grupa taryfowa G	5 396 085	5 340 871	55 214	1%
Razem	**5 902 812**	**5 837 170**	**65 642**	**1%**

[11] *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).



	EBITDA III kw. 2025	Zmiana wolumenu sprzedaży dystryb. e.e.	Zmiana stawek dystryb.[1]	Pozostałe przychody z usług. dystryb.	Koszt różnicy bilansowej[2]	Doszacow. kosztów różnicy bilansowej	Przychody z opłaty przył.	Podatek od nieruchom.	Koszty osobowe[3]	Pozostałe	EBITDA III kw. 2026
Odchylenie		**23**	**-19**	**-52**	**41**	**-41**	**-27**	**-10**	**-6**	**15**	
EBITDA raportowana III kw. 2025	**1 300**										
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025	**0**										
EBITDA powtarzalna III kw. 2025	**1 300**	1 739		203	173	1	81	152	462	65	
EBITDA powtarzalna III kw. 2026		1 743		151	132	42	54	162	468	80	**1 224**
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2026											**23**
EBITDA raportowana III kw. 2026											**1 247**

[1] *Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.*

[2] *Pozycja skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.*

[3] *Koszty osobowe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy aktuarialnej w 2026 roku (zdarzenie jednorazowe).*

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy aktuarialnej	23	-	23	-
Razem	**23**	**-**	**23**	-

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 0,13 TWh, głównie zapotrzebowania na energię elektryczną w taryfie odbiorców przemysłowych oraz dużych przedsiębiorstw.
- **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.
- **Niższe koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej** spowodowane spadkiem wolumenu elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej.
- **Negatywny wpływ pozycji doszacowanie kosztów różnicy bilansowej** głównie w wyniku wyższego wolumenu energii elektrycznej w ramach doszacowania.
- **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).

	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1 081	938	143	15%
▪ Rozwojowe	392	357	35	10%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	689	581	108	19%
Pozostałe	14	0	14	-
Razem	**1 095**	**938**	**157**	**17%**

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENCIE DYSTRYBUCJA

Przyłączanie nowych odbiorców

Realizowano Program przyłączania nowych odbiorców (PNO) do sieci dystrybucyjnej, w ramach którego w III kwartale 2026 roku poniesione zostały nakłady w wysokości 346 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 III kwartale 2026 roku na Program wyniosły 233 mln PLN.

Projekt instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO)

Realizacja Projektu ma charakter obligatoryjny i wynika z wymagań stawianych OSD przez Ustawodawcę w ustawie Prawo energetyczne. W III kwartale 2026 roku poniesiono nakłady w wysokości 32 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 2027 roku do 2028 roku. Zakończenie postępowania powinno nastąpić do końca 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 września 2026 roku wynosi ok. 54% (tj. ponad 3 mln sztuk LZO zainstalowanych u odbiorców końcowych).

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 dla tych dwóch podmiotów oraz systemu CRM dla PGE Obrót S.A. W III kwartale 2026 roku przeprowadzono migrację kolejnych dwóch lokalnych systemów bilingowych do wdrażanego systemu centralnego. Tym samym nowy system obsługuje już ponad 60% PPE przewidzianych do migracji. Aktualnie trwają przygotowania do migracji kolejnych systemów. W ramach Programu kontynuowane są również prace finalizujące dostosowanie środowiska IT GK PGE do wymogów Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z aktualnym harmonogramem zakończenie Programu NCB planowane jest na I półrocze 2028 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. W III kwartale 2026 roku sukcesywnie zwiększano zasięg sieci poprzez odbiory kolejnych komponentów infrastruktury radiowej LTE450 na modernizowanych obiektach własnych oraz dzierżawionych. Prace prowadzone były zgodnie z zatwierdzonym harmonogramem, tym samym na koniec III kwartału 2026 roku osiągnięto zakładany poziom realizacji zakresu Programu. Zakończenie Fazy Inwestycyjnej Programu LTE450 planowane jest do końca 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.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2026 roku.

Energetyka Kolejowa

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż usług dystrybucyjnych	607
Sprzedaż energii elektrycznej	519
w tym na pokrycie różnicy bilansowej	15
Sprzedaż usług	175
Sprzedaż paliw	76

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej	**1,11 TWh**
Liczba klientów - dystrybucja energii elektrycznej	**59,5 tys.**
Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do OF[1]	**0,80 TWh**
Liczba klientów - obrót energii elektrycznej	**39,5 tys.**

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Zakup energii elektrycznej	423
w tym na pokrycie różnicy bilansowej	28
Usługa tranzytowa energii elektrycznej	286
Koszty osobowe[2]	175
Pozostałe usługi obce	90
Zakup paliwa	71
Podatki i opłaty	22
w tym podatek od nieruchomości	12

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	169
EBIT raportowany	182
EBITDA powtarzalna	273
EBITDA raportowana	286

[1] *OF – Odbiorcy Finalni.*

[2] *Pozycja po skorygowaniu o zdarzenie jednorazowe – zmiana rezerwy aktuarialnej.*

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 zatwierdzanej 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 PGE Energetyka Kolejowa S.A. i jej przeniesienie do PGE Energetyka Kolejowa Obsługa sp. z o.o., działającej obecnie pod firmą 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. 548 podstacji trakcyjnych zasilających linie kolejowe w całym kraju. Łączna długość sieci należącej do spółki wynosi ok. 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	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	0,78	0,75	0,03	4%
Grupa taryfowa C+R	0,01	0,01	0,00	0%
Grupa taryfowa G	0,01	0,01	0,00	0%
Razem	**0,80**	**0,77**	**0,03**	**4%**

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

Taryfy	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	313	309	4	1%
Grupa taryfowa C+R	6 107	6 594	-487	-7%
Grupa taryfowa G	33 069	31 419	1 650	5%
Razem	**39 489**	**38 322**	**1 167**	**3%**

Tabela: Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh).

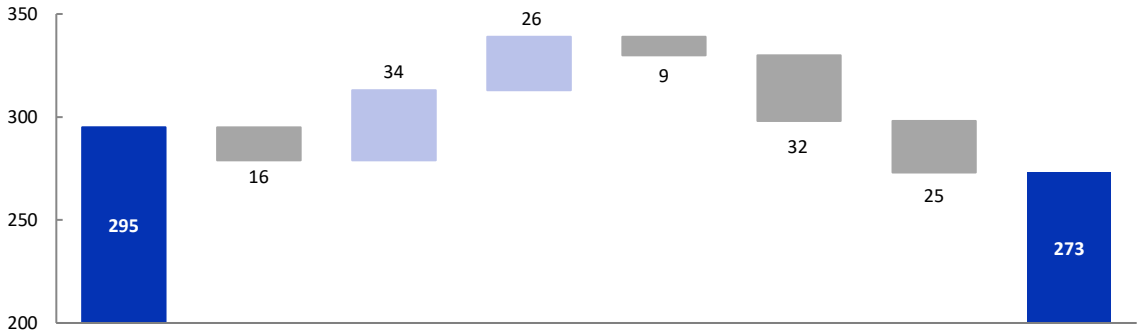
Taryfy	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	1,00	0,95	0,05	5%
Grupa taryfowa C+R	0,10	0,11	-0,01	-9%
Grupa taryfowa G	0,01	0,01	0,00	0%
Razem	**1,11**	**1,07**	**0,04**	**4%**

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

Taryfy	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa B	755	711	44	6%
Grupa taryfowa C+R	25 235	25 258	-23	0%
Grupa taryfowa G	33 497	31 797	1 700	5%
Razem	**59 487**	**57 766**	**1 721**	**3%**

KLUCZOWE CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYNIKI SEGMENTU

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



	EBITDA III kw. 2025	Wynik na e.e.	Wynik na dystrybucji e.e.[1]	Pozostała działalność[2]	Koszty osobowe[3]	Pozostała działalność operacyjna[4]	Pozostałe	EBITDA III kw. 2026
Odchylenie		**-16**	**34**	**26**	**-9**	**-32**	**-25**	
EBITDA raportowana III kw. 2025	**295**							
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025	**0**							
EBITDA powtarzalna III kw. 2025	**295**	117	278	155	166	7	96	
EBITDA powtarzalna III kw. 2026		101	312	181	175	-25	121	**273**
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2026								**13**
EBITDA raportowana III kw. 2026								**286**

[1] *Z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A., z uwzględnieniem przychodów z tytułu przyłączeń, wznowienia dostaw oraz skorygowane o koszt różnicy bilansowej.*

[2] *Pozostała działalność dotyczy głównie sprzedaży paliw oraz usług trakcyjnych.*

[3] *Pozycja po skorygowaniu o zdarzenie jednorazowe – zmiana rezerwy aktuarialnej.*

[4] *Pozycja po skorygowaniu o zdarzenie jednorazowe – korekta odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny za poprzednie okresy.*

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Korekta odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny za poprzednie okresy	9	-	9	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	4	-	4	-
Razem	**13**	**-**	**13**	**-**

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 wzrostem wolumenu sprzedaży, w szczególności w grupie taryfowej B klientów trakcyjnych, wynikającym ze zwiększonej pracy przewozowej, głównie w przewozach pasażerskich.
- **Wyższy wynik na dystrybucji** to efekt wzrostu stawek za usługi dystrybucyjne oraz wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej o 4%.
- **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 z większego portfela realizowanych zadań.
- **Wyższe koszty osobowe** wynikają głównie z realizacji porozumień zawartych ze stroną społeczną oraz wzrostu zatrudnienia.
- **Niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej** jest efektem zmiany sposobu ujmowania przychodów z tytułu kolizji oraz wyższych odpisów aktualizujących należności.
- **Zmiana wartości na pozycji pozostałe** wynika z wyższych kosztów zużycia materiałów i surowców oraz usług obcych związanych z realizacją nowego zakresu inwestycji.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	120	115	5	4%
▪ Rozwojowe	88	63	25	40%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	32	52	-20	-38%
Pozostałe	28	0	28	-
Razem	**148**	**115**	**33**	**29%**

KLUCZOWE ZDARZENIA W SEGMENCIE 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" – uzyskane 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 III kwartale poniesione nakłady wyniosły 51 mln PLN. Od momentu uruchomienia Programu MUZa w 2012 roku podpisano 346 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 III kwartale 2026 roku przyłączono 745 odbiorców, a poniesione nakłady wyniosły 10 mln PLN.

4.3.8. Segment działalności – Obrót

Segment Obrót obejmuje działalność prowadzoną przez Grupę PGE na rynku hurtowym energii oraz na rynku detalicznym. Działalność prowadzona w ramach rynku hurtowego dotyczy przede wszystkim realizacji transakcji obrotu energią elektryczną oraz uprawnieniami do emisji CO_2 w imieniu i na rzecz segmentów operacyjnych.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2026 roku.

Obrót

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Sprzedaż energii elektrycznej[2]	9 650
Sprzedaż gazu	2 248
Sprzedaż uprawnień do emisji CO_2	1 459
Sprzedaż paliw	359
Zarządzanie sprzedażą	4

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do OF[1]	**6,38 TWh**
Liczba klientów[1]	**5,74 mln**

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Zakup energii elektrycznej	9 017
Zakup gazu	2 181
Zakup uprawnień do emisji CO_2	1 428
Koszty działania segmentu[2]	391
Koszty paliw[3]	315
Koszty umorzenia praw majątkowych	41

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	51
EBIT raportowany	61
EBITDA powtarzalna	61
EBITDA raportowana	71

[1] *Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.; OF – Odbiorcy Finalni.*
[2] *Po skorygowaniu o zdarzenia jednorazowe.*
[3] *Ujęcie zarządcze (uwzględnione zostały koszty transportu i inne pozycje kosztowe).*

W ramach działalności na rynku detalicznym główne źródło **przychodów segmentu to sprzedaż energii elektrycznej** do odbiorców końcowych. Jest to sprzedaż do odbiorców biznesowych i instytucjonalnych, stanowiąca ponad 60% sprzedawanego wolumenu oraz do odbiorców indywidualnych. Przychody segmentu obejmują również **sprzedaż gazu ziemnego oraz paliw**, w tym głównie: miału węglowego i węgla grubego, realizowaną przez PGE Paliwa sp. z o.o.

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

W ramach działalności na rynku hurtowym dokonywane są zakupy CO_2 na potrzeby segmentów Energetyki Węglowej, Energetyki Gazowej i Ciepłownictwa, co znajduje swoje odzwierciedlenie zarówno po stronie kosztowej, jak i przychodowej. Równocześnie istotną pozycję przychodową stanowi świadczenie usług na rzecz spółek Grupy Kapitałowej z tytułu zarządzania zakupami i sprzedażą energii elektrycznej oraz produktów pochodnych.

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

WOLUMENY, KLIENCI I DANE OPERACYJNE

Tabela: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych (TWh)[1].

Taryfy	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	0,97	1,04	-0,07	-7%
Grupa taryfowa B	2,19	2,55	-0,36	-14%
Grupa taryfowa C+R	0,97	1,24	-0,27	-22%
Grupa taryfowa G	2,25	2,10	0,15	7%
Razem	**6,38**	**6,93**	**-0,55**	**-8%**

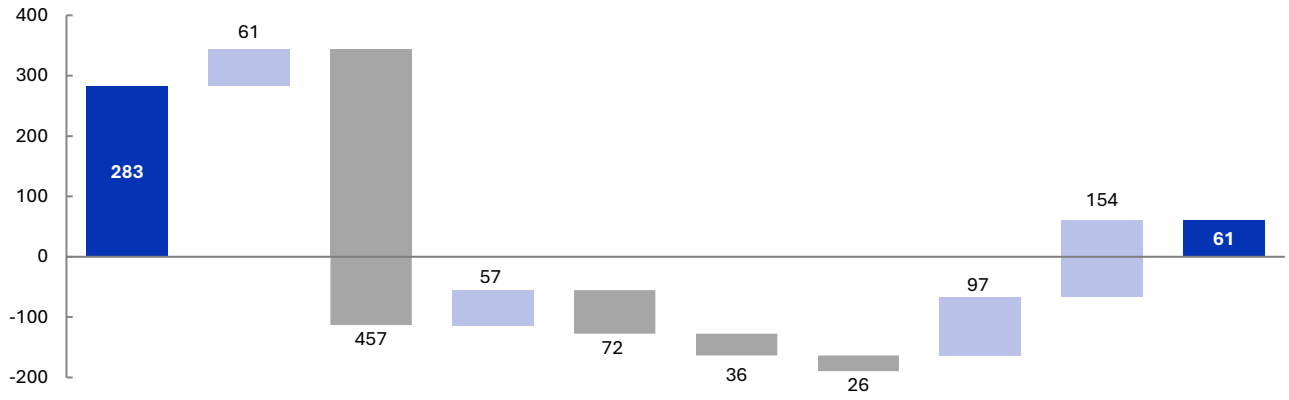
[1] *Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.*

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

Taryfy	I-III kw. 2026	I-III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Grupa taryfowa A	114	134	-20	-15%
Grupa taryfowa B	9 551	10 398	-847	-8%
Grupa taryfowa C+R	345 559	363 855	-18 296	-5%
Grupa taryfowa G	5 387 163	5 338 327	48 836	1%
Razem	**5 742 387**	**5 712 714**	**29 673**	**1%**

[1] *Dane dotyczą spółki PGE Obrót S.A.*

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



	EBITDA III kw. 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	EBITDA III kw. 2026
Odchylenie		**61**	**-457**	**57**	**-72**	**-36**	**-26**	**97**	**154**	
EBITDA raportowana III kw. 2025	**285**									
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025	**2**									
EBITDA powtarzalna III kw. 2025	**283**	387		-1	141	66	198	48	-162	
EBITDA powtarzalna III kw. 2026		-9		-58	69	30	224	145	-8	**61**
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2026										**10**
EBITDA raportowana III kw. 2026										**71**

[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 CO_2 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).*

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Umorzenie wierzytelności	-	2	-2	-
Korekta rekompensat za energię elektryczną za poprzednie okresy	5	-	5	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	5	-	5	-
Razem	**10**	**2**	**8**	**400%**

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-roczna 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.
- **Pozytywny 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.
- **Niższy wynik na sprzedaży CO_2** głównie w efekcie niższego wolumenu realizowanych dostaw CO_2.
- **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 zmiany wyniku na rozliczeniu z prosumentami.

4.3.9. Segment działalności – Pozostała Działalność

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 ramach segmentu funkcjonuje również PGE Ventures sp. z o.o., która odpowiada za inwestycje w start-up'y na każdym etapie cyklu inwestycyjnego.

Prezentowane poniżej dane dotyczą III kwartału 2026 roku.

Pozostała Działalność

Główne pozycje przychodowe	mln PLN
Przychody związane z UPS	132
Przychody z usług i produktów IT	116

Zarządzanie UPS

Świadczenie usług na rzecz GK PGE

Inwestycje w start-up'y

Główne pozycje kosztowe	mln PLN
Koszty osobowe	123
Wartość sprzedanych towarów i materiałów tyt. UPS	45
Usługi informatyczne	36
Amortyzacja	29

Główne pozycje wynikowe	mln PLN
EBIT powtarzalny	11
EBIT raportowany	14
EBITDA powtarzalna	40
EBITDA raportowana	43

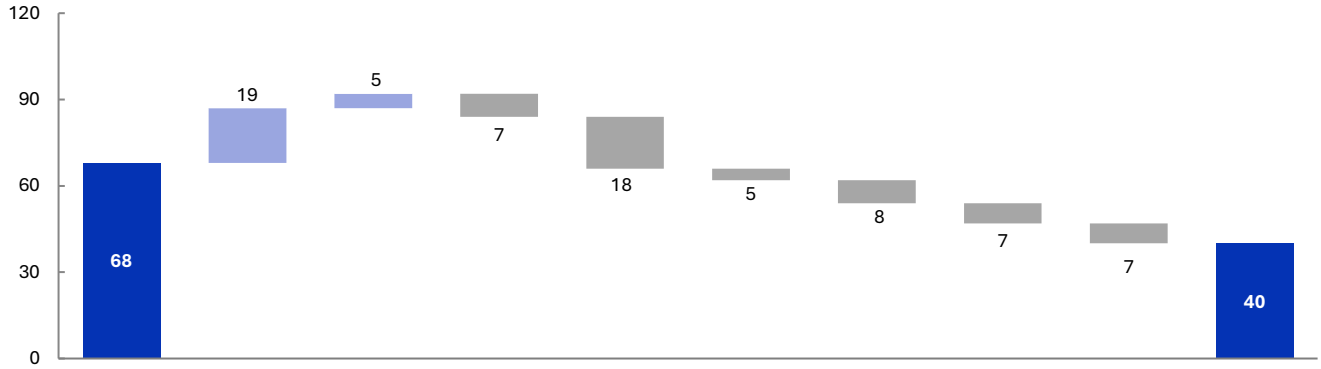
W segmencie Pozostała Działalność dominują przychody ze sprzedaży UPS, usług telekomunikacyjnych i informatycznych oraz pozostałych.

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 odpopielania, obsługi ciągów technologicznych, obsługi młynowni oraz obsługi składowisk paliw i UPS.

Przychody ze sprzedaży usług telekomunikacyjnych i informatycznych wynikają z dostarczania rozwiązań ICT spółkom z 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).



	EBITDA III kw. 2025	Przychody ze sprzedaży usług i produktów IT	Przychody związane z UPS	Przychody z pozostałej działalności	Wartość sprzedanych towarów i materiałów z tyt. UPS	Koszty usług informat.	Koszty osobowe	Zmiana stanu zapasów i produktów	Pozostałe[1]	EBITDA III kw. 2026
Odchylenie		**19**	**5**	**-7**	**-18**	**-5**	**-8**	**-7**	**-7**	
EBITDA raportowana III kw. 2025	**68**									
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2025	**0**									
EBITDA powtarzalna III kw. 2025	**68**	97	127	44	27	31	115	-1	28	
EBITDA powtarzalna III kw. 2026		116	132	37	45	36	123	6	35	**40**
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2026										**3**
EBITDA raportowana III kw. 2026										**43**

[1] *Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu rezerwy na rekultywację (zdarzenie jednorazowe).*

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

Zdarzenia jednorazowe	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	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.
- **Wyższe przychody związane z UPS** w związku z realizacją wyższego wolumenu sprzedaży.
- **Niższe przychody z pozostałej działalności** uwzględniają dostosowanie zasad rachunkowości dotyczących momentu rozpoznawania przychodów z działalności brokerskiej i mają charakter wyłącznie księgowy.
- **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 (PGE Energetyka Jądrowa S.A.).
- **Wyższa wartość zmiany stanu zapasów i produktów** wynika z zakończenia realizacji i rozliczenia większej liczby projektów w III kwartale 2026 roku niż w analogicznym okresie roku poprzedniego przez PGE Systemy S.A.
- **Zmiana wartości pozycji Pozostałe** wynika przede wszystkim ze wzrostu kosztów usług doradczych związanych z realizacją nowych projektów przez Elbis sp. z o.o. oraz utworzenia rezerw na koszty kar umownych wynikających z braku odbioru UPS przez Ekoserwis sp. z o.o.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

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

	III kw. 2026	III kw. 2025	Zmiana	Zmiana %
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	26	81	-55	-68%
▪ Rozwojowe	26	71	-45	-63%
▪ Modernizacyjno-odtworzeniowe	0	10	-10	-
Razem	**26**	**81**	**-55**	**-68%**

KLUCZOWE PROJEKTY W SEGMENCIE 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 okresie trzech kwartałów 2026 roku oraz w kolejnych okresach

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
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.
PGE	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.
PGE	Powołanie Członków Zarządu	14 stycznia 2026 roku Rada Nadzorcza PGE S.A. powołała Dariusza Luberę 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 Wiceprezeski Zarządu ds. Operacyjnych od 19 stycznia 2026 roku. Powołanie Członków Zarządu	Zmiany mają na celu dostosowanie składu Zarządu do aktualnych priorytetów PGE S.A.
PGE	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 źródło 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.

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	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 wynagrodzenia serwisowego oraz do 20 mln PLN netto – tytułem maksymalnego wynagrodzenia zmiennego. Zawarcie umów na budowę bloków gazowych	Zapewnienie stabilnego źródła długoterminowych przychodów w przyszłości. Realizacja Strategii.
	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. Nabycie FEW Bałtyk II	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. Realizacja Strategii.
 	Kontrole 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). Wymagana kwota została zapłacona 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.

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	Kary umowne dla wykonawcy bloku 7 w Elektrowni Turów	17 czerwca 2026 roku PGE GiEK S.A. zawarła przed mediatorami Prokuratorii 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. Szczegółowy opis znajduje się w nocie 23.1 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Zawarcie ugody z wykonawcą bloku energetycznego nr 7 w Elektrowni Turów	Ugoda kończy spory związane z realizacją inwestycji i ogranicza ryzyka prawne oraz finansowe Grupy 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 zrealizuje 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. Wybór wykonawcy 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 Zgromadzenie	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 absolutoriów 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	

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	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 zatwierdzanej 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 aukcje 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.
	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.
	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 wyłączony z początkiem września 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 zapewnia GK PGE stabilizację bilansu energetycznego i płynne przejście na niskoemisyjność w związku z 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. Publikacja wstępnych wyników 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.

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	Rozpoczęcie budowy nowego gazowego źródła ciepła w Krakowie	24 września 2026 roku PGE Energia Ciepła S.A. rozpoczęła budowę nowego gazowego źródła kogeneracyjnego w Elektrociepłowni Kraków. Za realizację przedsięwzięcia odpowiada konsorcjum dwóch polskich firm Unibep S.A. i SBB Energy S.A., a wartość kontraktu wynosi 886 mln PLN. Plany inwestycyjne EC Kraków zmierzają w kierunku stopniowej rezygnacji ze spalania węgla kamiennego jako paliwa o wysokiej emisyjności. Szacuje się, że po rozpoczęciu eksploatacji pierwszego etapu inwestycji w 2028 roku zużycie węgla spadnie o około 28 %, czyli o 200 tys. ton rocznie. Wartość całego programu inwestycyjnego dla Krakowa do 2034 roku przekroczy 2,9 mld PLN. Według szacunków emisja CO_2 z EC Kraków w 2035 roku będzie o ponad 60% niższa niż w 2021 roku. Budowa nowego źródła ciepła w Krakowie	Inwestycja wesprze proces dekarbonizacji GK PGE poprzez ograniczenie emisji CO_2 i stopniowe zmniejszanie wykorzystania węgla w segmencie Ciepłownictwo. Jednocześnie przyczyni się do zwiększenia efektywności oraz elastyczności produkcji ciepła i energii elektrycznej, wzmacniając realizację strategicznych celów transformacji energetycznej Grupy. Realizacja Strategii.
	Zawarcie umowy kredytu terminowego	29 września 2026 roku PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o. podpisała z konsorcjum banków składającym się z Banku Gospodarstwa Krajowego oraz PKO Banku Polskiego S.A. umowę kredytu terminowego o wartości 3,05 mld PLN. Finansowanie zostanie przeznaczone na refinansowanie projektu budowy i eksploatacji 2 bloków gazowo-parowych CCGT o łącznej mocy 1,3 GW w Gryfinie (oddanych do eksploatacji w 2024 roku) wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Zawarcie umowy kredytu terminowego	Wsparcie realizacji inwestycji.

5.2. Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym

Segment	Zdarzenie	Opis	Wpływ na GK PGE
	Strategia Grupy PGE do 2035 roku	19 października 2026 roku Grupa PGE ogłosiła Strategię do 2035 roku. Szczegółowy opis znajduje się w pkt 2 niniejszego sprawozdania. Strategia-do-2035-roku - Energia-cyfrowej-przyszłości	Strategia wyznacza dla Grupy PGE kierunki dalszego rozwoju.
	Wybór wykonawcy nowych magazynów energii	W październiku 2026 roku PGE Energia Odnawialna S.A. wybrała ELEKTROTIM S.A. jako wykonawcę czterech nowych magazynów energii, które powstaną przy farmach wiatrowych Lotnisko, Ścieki, Wojciechowo i Pelplin. Łączna pojemność instalacji wyniesie 372 MWh, a wartość inwestycji przekroczy 331 mln PLN netto. Uruchomienie magazynów planowane jest na I kwartał 2028 roku. Wybór wykonawcy czterech nowych magazynów energii	Inwestycja poprawi efektywność wykorzystania energii z farm wiatrowych.
	Decyzja administracyjna dot. podwyższonej opłaty za korzystanie z usług wodnych	20 października 2026 roku Zachodniopomorski Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska wydał decyzję nakładającą na PGE GiEK S.A. podwyższoną opłatę w wysokości 65 mln PLN w związku z realizacją pozwolenia zintegrowanego dotyczącego odprowadzania ścieków z Elektrowni Dolna Odra w 2021 roku. Jednocześnie utworzono rezerwę na doszacowanie opłat za korzystanie z usług wodnych w wysokości 245 mln PLN, uwzględniając w kalkulacji podwyższoną opłatę za 2021 rok oraz szacunek za okres od stycznia 2022 roku do lipca 2024 roku. Spółka złożyła odwołanie od decyzji do Głównego Inspektora Ochrony Środowiska, które obecnie czeka na rozpatrzenie. Ostateczna wysokość zobowiązania i termin jego rozliczenia są uzależnione od dalszego przebiegu postępowania. Podwyższona opłata nie została zapłacona.	Ujęcie rezerwy obciąża wynik EBIT i EBITDA raportowana GK PGE. Ewentualna zapłata będzie obciążeniem przepływów pieniężnych.
	Rozpoczęcie budowy strategicznego magazynu energii w Gryfinie	26 października 2026 roku rozpoczęto budowę bateryjnego magazynu energii w Gryfinie, jednego z największych tego typu obiektów w Polsce. Inwestycja o wartości ponad 1,14 mld PLN będzie realizowana przez konsorcjum polskich firm SPEC BAU POLSKA sp. z o.o. i EL PROFESSIONAL sp. z o.o. Rozpoczęcie budowy magazynu energii	Budowa wzmacnia potencjał GK PGE w zakresie magazynowania energii i integracji OZE, zwiększając elastyczność oraz bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego.
	Zawarcie umowy kredytu terminowego	5 listopada 2026 roku PGE S.A. podpisała umowę kredytu terminowego o wartości 3,87 mld PLN z konsorcjum banków: PKO Bank Polski S.A., Bank Gospodarstwa Krajowego, Erste Bank Polska S.A. oraz Bank Polska Kasa Opieki S.A. Środki zostaną przeznaczone na finansowanie lub refinansowanie budowy bloku gazowo-parowego (CCGT) o mocy 882 MW w Rybniku. Kredyt objęty jest gwarancją Korporacji Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych (KUKE). Zawarcie umowy kredytu terminowego	Wsparcie realizacji inwestycji.

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, rozwój magazynów energii oraz inwestycje w segmencie Dystrybucja, ukierunkowane m.in. na zwiększenie zdolności przyłączeniowych i elastyczności sieci.

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. Kontynuowana będzie również transformacja aktywów ciepłowniczych, ukierunkowana na ograniczanie ich emisyjności oraz zwiększanie udziału źródeł niskoemisyjnych.

Istotnym czynnikiem wpływającym na perspektywy rozwoju Grupy pozostanie otoczenie regulacyjne, w tym polityka klimatyczna Unii Europejskiej, podejście do uprawnień w zakresie emisji CO_2 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, a także od dostępności i warunków pozyskiwania finansowania dla realizacji planowanego programu inwestycyjnego.

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.

19 października 2026 roku Grupa PGE ogłosiła zaktualizowaną Strategię Grupy PGE do 2035 roku pod hasłem „Energia cyfrowej przyszłości". Dokument określa kierunki rozwoju Grupy w warunkach przyspieszającej elektryfikacji gospodarki, rosnącego znaczenia technologii cyfrowych i sztucznej inteligencji, zmian struktury podaży energii oraz zwiększonej zmienności otoczenia regulacyjnego, surowcowego i geopolitycznego.

5.4. Informacje o zawartych i wypowiedzianych umowach dotyczących kredytów i pożyczek w okresie trzech kwartałów 2026 roku

29 września 2026 roku PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o., spółka zależna od PGE S.A. podpisała umowę kredytu terminowego z konsorcjum banków składającym się z Banku Gospodarstwa Krajowego oraz PKO Banku Polskiego S.A. w kwocie 3 050 mln PLN. Kredyt zostanie przeznaczony na refinansowanie projektu budowy i eksploatacji 2 bloków gazowo-parowych CCGT o łącznej mocy 1,3 GW w Gryfinie wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

Tabela: Istotne umowy kredytów i pożyczek zewnętrznych podpisane w okresie trzech kwartałów 2026 roku.

Spółka (Kredytobiorca)	Strona umowy	Rodzaj finansowania	Data zawarcia umowy	Data zapadalności umowy	Limit zobowiązania (mln)	Waluta	Stopa stała/zmienna
PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o.	Konsorcjum banków: Bank Gospodarstwa Krajowego, PKO Bank Polski S.A.	Kredyt terminowy	2026-09-29	2039-09-29	3 050	PLN	zmienna

Na 30 września 2026 roku łączna wartość zobowiązań z tytułu kredytów i pożyczek wyniosła 14 021 mln PLN.

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

5.5. Informacje o udzielonych poręczeniach i gwarancjach w okresie trzech kwartałów 2026 roku przez PGE S.A. lub przez jednostkę od niej zależną[12].

Tabela: Zestawienie głównych pozycji udzielonych w okresie trzech kwartałów 2026 roku poręczeń 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	1 185	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	1 171	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	270	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	260	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.	Konsorcjum PTSC Mechanical & Construction Co. Ltd i Semco Maritime A/S	EW Baltica 9 sp. z o.o.	Poręczenie Korporacyjne	2026-03-10	2035-12-31	58	EUR
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

[12] *Łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, jeżeli łączna wartość istniejących poręczeń lub gwarancji jest znacząca.*

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.	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	PGE Energia Odnawialna S.A.	Poręczenie Korporacyjne	2026-08-13	2041-12-31	191	PLN

Na dzień przekazania sprawozdania do publikacji procedowane jest udzielenie przez PGE S.A. poręczenia zabezpieczającego kredyt terminowy dla PGE Gryfino Dolna Odra sp. z o.o., przyznany przez konsorcjum banków, w skład którego wchodzą Bank Gospodarstwa Krajowego oraz PKO Bank Polski S.A., w kwocie 3 050 mln PLN.

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

Tabela: Wyemitowane obligacje zewnętrzne na 30 września 2026 roku (wykorzystane programy emisji).

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	Eurobligacje	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.*

5.6. 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 skonsolidowanego sprawozdania finansowego. W nocie 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 nocie 26 skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

Ponadto w nocie 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 okresie trzech kwartałów 2026 roku oraz w kolejnych okresach oraz 5.2 Zdarzenia następujące po dniu sprawozdawczym.

W III kwartale 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 sprawozdaniu Zarządu z działalności za I półrocze 2026 rok. W III kwartale 2026 roku nie wystąpiły istotne zmiany w zakresie tych czynników.

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

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

7. Zatwierdzenie Sprawozdania Zarządu

Niniejsze Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE zostało zatwierdzone przez Zarząd Jednostki Dominującej 24 listopada 2026 roku.

Warszawa, 24 listopada 2026 roku

Podpisy Członków Zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

Prezes Zarządu	**Dariusz Lubera**	Signature Not Verified Dokument podpisany przez Dariusz Lubera; Prezes Zarządu Data: 2026.11.24 12:54:09 CET
Wiceprezeska Zarządu	**Katarzyna Rozenfeld**	Signature Not Verified Dokument podpisany przez Katarzyna Rozenfeld; Wiceprezeska Zarządu Data: 2026.11.24 13:14:32 CET
Wiceprezes Zarządu	**Piotr Dziubałtowski**	Signature Not Verified Dokument podpisany przez Piotr Dziubałtowski Data: 2026.11.24 13:01:43 CET
Wiceprezes Zarządu	**Przemysław Jastrzębski**	Signature Not Verified Dokument podpisany przez Przemysław Jastrzębski; Wiceprezes Zarządu Data: 2026.11.24 12:57:30 CET
Wiceprezes Zarządu	**Marcin Laskowski**	Signature Not Verified Dokument podpisany przez Marcin Laskowski; Wiceprezes Zarządu Data: 2026.11.24 14:05:06 CET

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 (%)	EBITDA raportowana x 100 / Przychody ze sprzedaży
Marża EBITDA powtarzalna (%)	EBITDA powtarzalna x 100 / Przychody ze sprzedaży
Rentowność sprzedaży netto ROS (%)	Wynik finansowy netto raportowany x 100 / Przychody ze sprzedaży
Rentowność majątku ogółem ROA (%)	Wynik finansowy netto raportowany x 100 / Aktywa ogółem
Rentowność kapitałów własnych ROE (%)	Wynik finansowy netto raportowany x 100 / (Kapitał własny - Wynik finansowy netto)
Szybkość obrotu należnościami (w dniach)	Średni stan należności z tytułu dostaw i usług brutto x 365 dni / Przychody netto
Szybkość obrotu zobowiązaniami (w dniach)	Średni stan zobowiązań z tytułu dostaw i usług krótkoterminowych x 365 dni / Przychody netto
Wskaźnik płynności bieżącej	Aktywa obrotowe / Zobowiązania krótkoterminowe
Wskaźnik płynności szybkiej	(Aktywa obrotowe - Zapasy) / 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	Stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
BREF	Best Available Techniques Reference Document – Dokument referencyjny BAT
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
cPPA	Długoterminowa umowa zakupu energii elektrycznej zawierana między wytwórcą, najczęściej z OZE, a odbiorcą biznesowym, określająca warunki dostaw lub rozliczeń energii oraz mechanizm ustalania jej ceny.
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
CX Index	Customer Experience Index - wskaźnik oceny doświadczeń klientów w relacjach z firmą, odzwierciedlający jakość interakcji, łatwość załatwiania spraw oraz stopień spełnienia ich potrzeb i oczekiwań.
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 cieplne	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
Energy-as-a-Service	Model biznesowy, w którym dostawca finansuje, wdraża i obsługuje rozwiązania energetyczne, a klient płaci za świadczoną usługę lub osiągnięty efekt, bez konieczności ponoszenia początkowych nakładów inwestycyjnych.
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 utraty energii poprzez tworzenie zamkniętej pętli procesów, w których odpady z jednych procesów są wykorzystywane jako surowce dla innych, co maksymalnie zmniejsza ilość końcowych odpadów produkcyjnych
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

Pojęcie branżowe	Definicja
GWt	Gigawat mocy cieplnej
HCl	Chlorowodór
Hg	Rtęć
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle, technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
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
KOGENRERACJA 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 kV= 10^3 V
kWh	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, 1 kWh = 3.600.000 J = 3,6 MJ
kWp	Jednostka mocy dedykowana dla określania mocy paneli fotowoltaicznych; oznacza ilość energii elektrycznej w peak'u, czyli w szczycie produkcji.
LDR	Low-temperature District heating Reactor - Niskotemperaturowy reaktor ciepłowniczy
LNG	Skroplony gaz ziemny (liquefied natural gas)
LZO	Licznik Zdalnego Odczytu
ME	Magazyn Energii
MEW	Małe 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 cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
Moc zainstalowana	formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)
MSSF 16	Międzynarodowy Standard Sprawozdawczości Finansowej 16 Leasing
MSR	Rezerwa stabilizacyjna rynku (dotyczy CO_2)
MW	Jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10^6 W
MWe	Megawat mocy elektrycznej
MWt	Megawat mocy cieplnej
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 szczątek 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

Pojęcie branżowe	Definicja
Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od 2 lipca 2014 do 31 grudnia 2030 roku na Operatora Systemu Przesyłowego w zakresie przesyłu energii elektrycznej wyznaczona została PSE S.A.
Opłata kogeneracyjna	Element rachunku za energię elektryczną pobierany w celu sfinansowania nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (system aukcyjny od 2019 roku).
Opłata mocowa	Element rachunku za energię elektryczną, pobierany w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (stałych dostaw prądu).
Opłata OZE	Opłata OZE służy zapewnieniu dostępność 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
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
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 Odejść
PJ	Petadżul, 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
PPEJ	Program Polskiej Energetyki Jądrowej
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 miałów energetycznych sprzedawanych na krajowym rynku energetycznym
PSCMI-2	Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego 2 - uśredniony poziom cen miałów 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

Pojęcie branżowe	Definicja
Sieć najwyższych napięć (NN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
Sieć niskiego napięcia (nN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
Sieć średniego napięcia (SN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lecz niższym niż 110 kV
Sieć wysokiego napięcia (WN)	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
SKRM	Stały Komitet Rady Ministrów
SMR	Small Modular Reactor - Mały Reaktor Modułowy
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 Zabezpieczanie Dostaw Energii Elektrycznej
ZHZW	Umowa o Zarządzanie Handlowe Zdolnościami Wytwórczymi