

Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał 2021

PREZENTACJA DLA INWESTORÓW

23 listopada 2021



Prowadzimy w zielonej zmianie

Dane Finansowe



3 Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[MSR, mln PLN]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9 mies. 2021	9 mies. 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży	10 942	10 320	6%	32 850	33 096	-1%
w tym rekompensaty KDT*	1	0	-	5	41	-88%
EBITDA	2 110	1 546	36%	7 364	4 351	69%
EBITDA powtarzalna**	1 941	1 574	23%	6 160	4 691	31%
EBIT	972	469	107%	4 130	740	458%
EBIT powtarzalny**	866	620	40%	3 058	1 827	67%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	561	273	105%	3 251	-415	-
Zysk (strata) netto dla akcj. – bez odpisów**	612	201	204%	3 358	501	570%
CAPEX (po korektach)	822	1 264	-35%	3 069	3 768	-19%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	4 515	2 866	58%	7 805	8 175	-5%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-978	-1 233	-	-3 054	-4 682	-
Marża EBITDA	19%	15%	4 p.p.	22%	13%	9 p.p.
Powtarzalna marża EBITDA	18%	15%	3 p.p.	19%	14%	5 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)**	4 681	5 140		4 681	5 140	
Dług netto/12 mies. EBITDA				0,29 x	1,51 x	

*Przychody KDT (bez sporów sądowych), **zestawienie zdarzeń jednorazowych prezentujemy na następnej stronie, ***Core NWC = zapasy + należności z tyt. dostaw i usług - zobowiązania z tyt. dostaw i usług (w odróżnieniu od NWC jako aktywa obrotowe minus zobowiązania krótkoterminowe)

Zdarzenia jednorazowe i przejściowe

Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

[mln PLN]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9 mies. 2021	9 mies. 2020	r/r
Rekompensaty KDT	1	0	-	5	41	-88%
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-508*	0	-	424	-434	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	35	0	-	52	-40	-
Rozwiązanie rezerwy na ryzyko zwrotu równowartości otrzymanych uprawnień do emisji CO ₂ w ZEDO	0	0	-	0	121	-
Rozwiązanie rezerwy na Program Dobrowolnych Odejść	0	-28	-	11	-28	-
Zdarzenia przejściowe -rolowanie kontraktów CO2****	641	0	-	712	0	-
Zdarzenia jednorazowe na poziomie EBITDA	169	-28	-	1 204	-340	-
Odpisy RAT i WN (brutto)**	-63	-123	-	-132	-747	-
Zdarzenia jednorazowe na poziomie EBIT	106	-151	-	1 072	-1 087	-

Do wyniku netto skorygowanego o odpisy:

Odpisy RAT i WN (netto) oraz inwestycji***	-51	72	-	-107	-916
--	-----	----	---	------	------

*W tym efekt zmiany założeń technicznych -1 069 mln PLN oraz efekt zmiany stopy dyskonta +561 mln PLN.

**Odpisy Rzeczowych Aktywów Trwałych, Wartości Niematerialnych oraz Praw do Użytkowania Aktywów. Uwzględniając wpływ wyniku testów na utratę wartości w segmencie Energetyka Konwencjonalna dokonanych w II kw. 2020 r. (530 mln PLN).

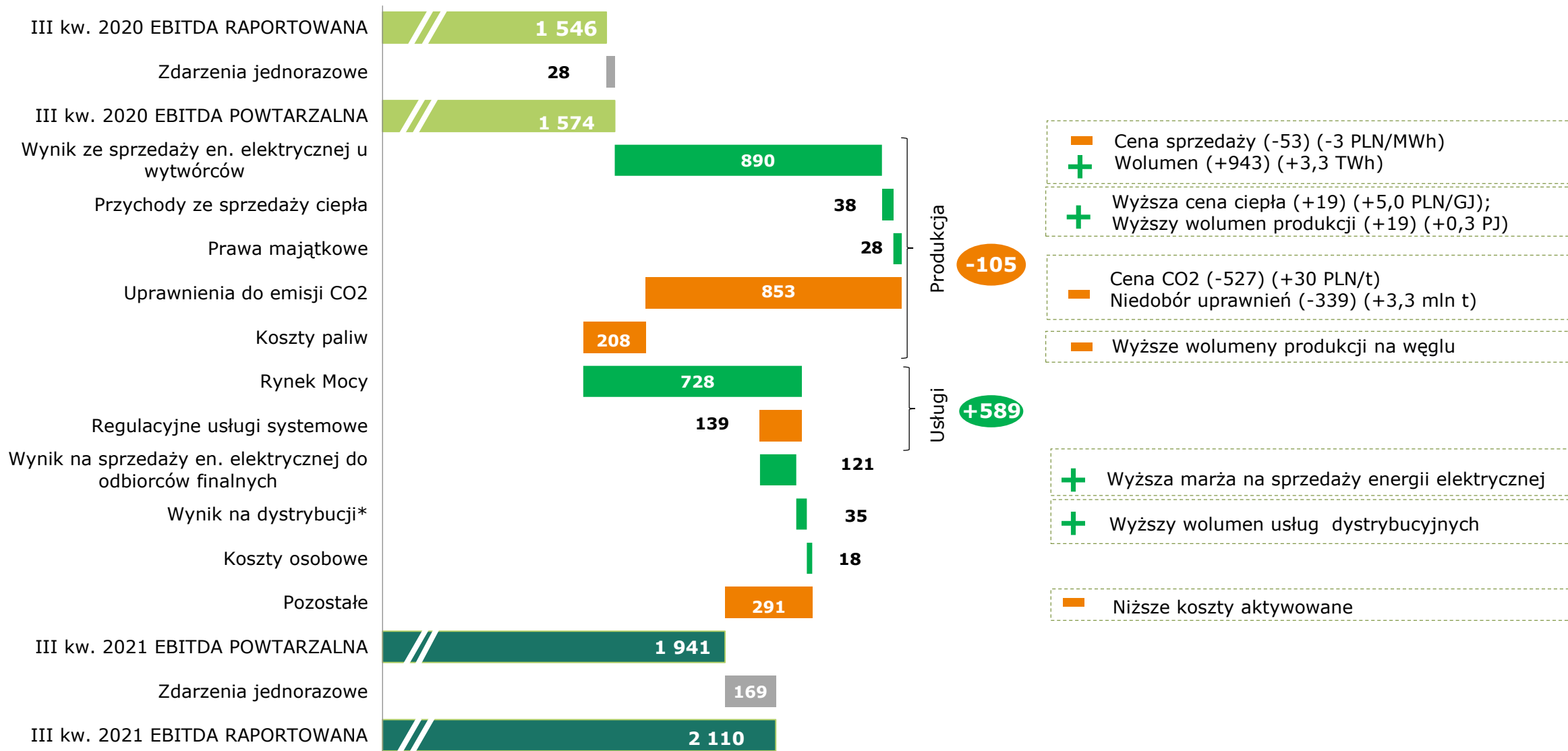
***Odpisy Rzeczowych Aktywów Trwałych, Wartości Niematerialnych, Praw do Użytkowania Aktywów oraz Inwestycji. Uwzględniając wpływ wyniku testów na utratę wartości dokonanych w II kw. 2020 r. w segmencie Energetyka Konwencjonalna (429 mln PLN) oraz testów na utratę wartości akcji PGG S.A. (310 mln PLN).

**** Rezultat zamiany kontraktów EUA DEC-21 na JAN-22 bez wpływu na wyniki pełnego roku sprawozdawczego. Efekt powiększający wyniki w II i III kwartale zostanie odwrócony w IV kwartale 2021 r.

Zdarzenia jednorazowe i przejściowe w segmentach

(mln PLN)	Energetyka Konwencjonalna		Ciepłownictwo		Energetyka Odnawialna		Dystrybucja		Obrót	
	III kw. 21	9 mies. 21	III kw. 21	9 mies. 21	III kw. 21	9 mies. 21	III kw. 21	9 mies. 21	III kw. 21	9 mies. 21
EBITDA raportowana	754	2 803	152	867	214	596	665	2 047	316	1 022
Zdarzenia jednorazowe i przejściowe, w tym:	69	1 077	81	88	1	1	16	24	2	14
Przychody z rekompensat KDT	-	-	1	5	-	-	-	-	-	-
Zmiana rezerwy rekultywacyjnej	-516	414	8	10	-	-	-	-	-	-
Zmiana rezerwy aktuarialnej	15	22	1	2	1	1	16	24	2	3
Zdarzenia przejściowe -rolowanie kontraktów CO2	570	641	71	71	-	-	-	-	-	-
Rozwiązanie rezerwy PDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11
EBITDA powtarzalna	685	1 726	71	779	213	595	649	2 023	314	1 008

Główne czynniki budowy EBITDA



Powtarzalny* zysk EBITDA w III kw. 2021 - składniki i dynamika

	685	71	213	314	649	17	-8	1 941
	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo	Energetyka Odnawialna	Obrót	Dystrybucja	GOZ**	Inne	EBITDA
III kw. 2021	685	71	213	314	649	17	-8	1 941
Udział w EBITDA w III kw. 2021 (%)	35%	4%	11%	16%	33%	1%	0%	-
III kw. 2020	484	115	110	320	611	0	-66	1 574
Zmiana (mln PLN)	201	-44	103	-6	38	17	58	367
Zmiana (%)	42%	-38%	94%	-2%	6%	-	-	23%

Rekordowo wysokie wolumeny produkcji i przychody z Rynku Mocy przeważają nad wzrostem kosztów CO2 i kosztów paliw.

Negatywny efekt spadku wolumenu produkcji energii elektrycznej ze względu na wyższe ceny gazu.

Znacznie wyższe ceny energii elektrycznej na rynku SPOT. Wysokość przychodów z Rynku Mocy przewyższa wcześniejsze przychody z Regulacyjnych Usług Systemowych.

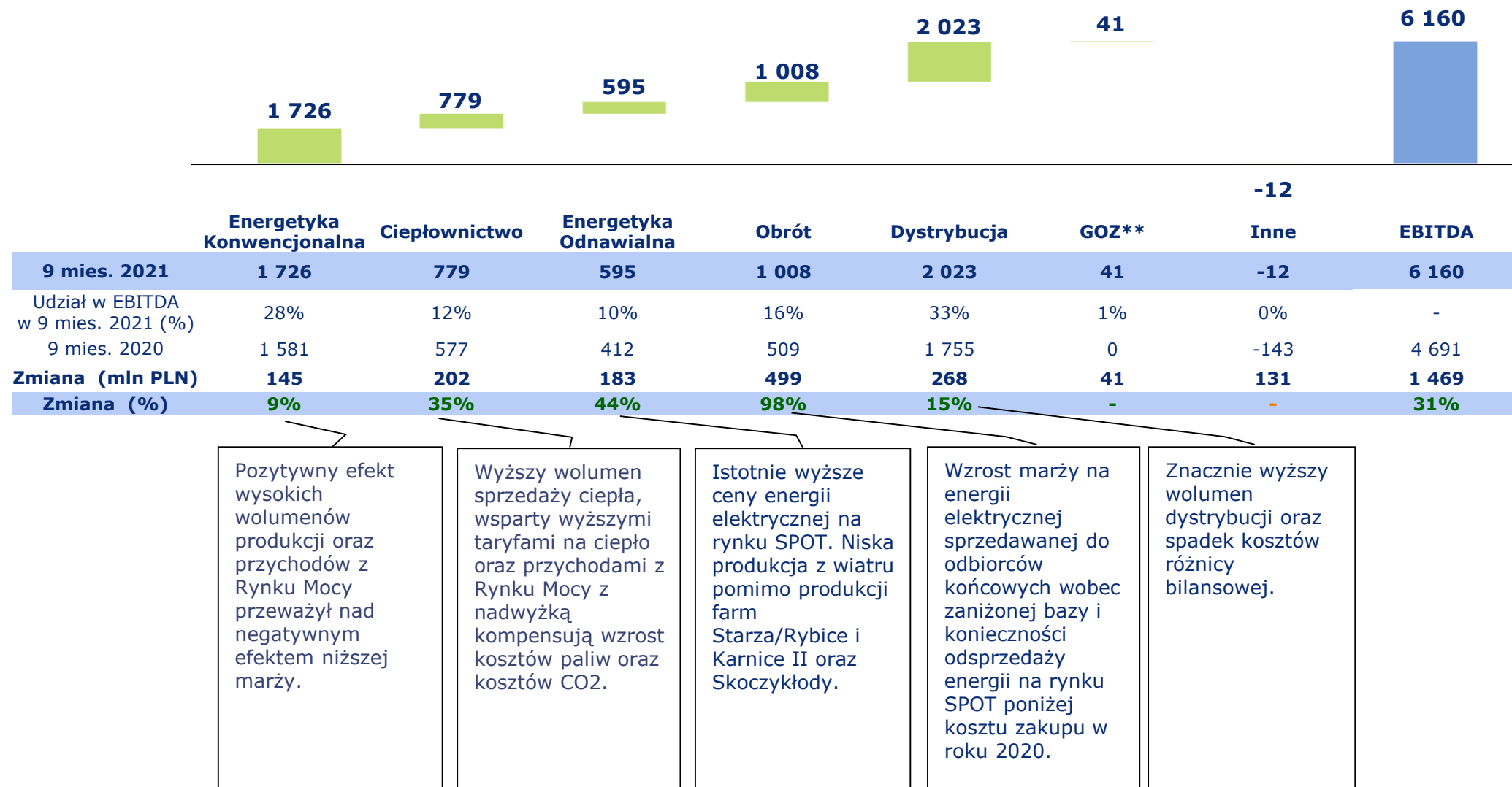
Wzrost marży na energii elektrycznej sprzedawanej do odbiorców końcowych równoważony wpływem salda rezerw na umowy rodzące obciążenia w 2020 r.

Znacznie wyższy wolumen dystrybucji oraz spadek kosztów różnicy bilansowej.

*Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 4).

** Gospodarka Obiegu Zamkniętego, segment wydzielony w roku 2021

Powtarzalny* zysk EBITDA za 9 mies. 2021 - składniki i dynamika

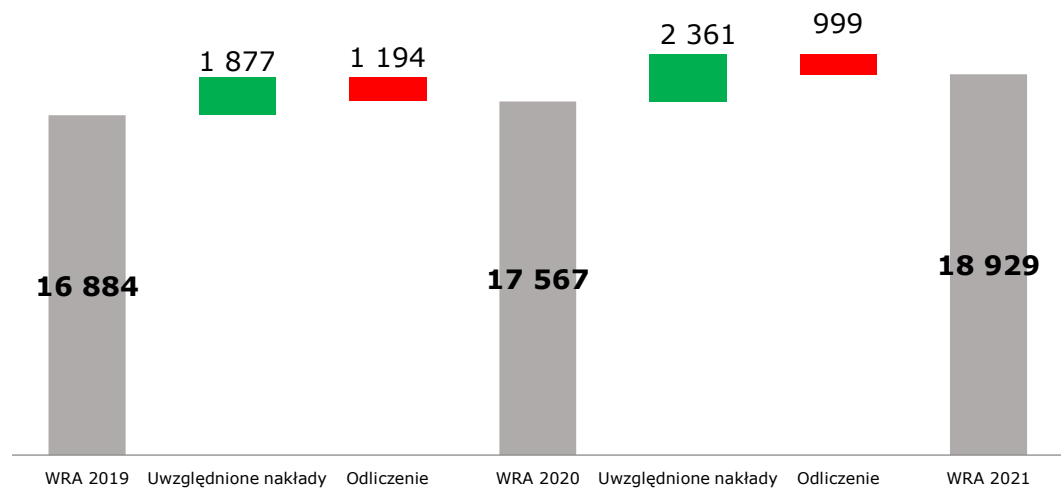


*Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 4).

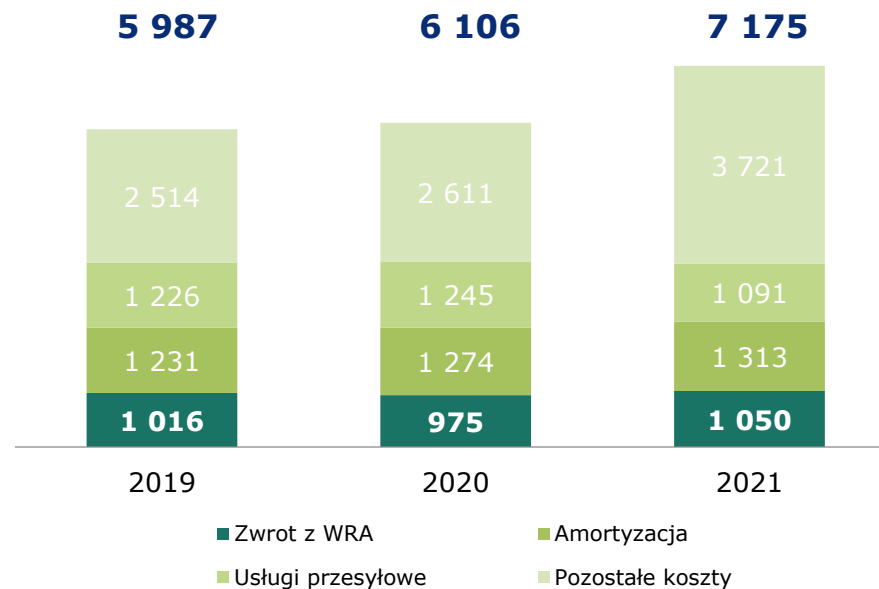
** Gospodarka Obiegu Zamkniętego, segment wydzielony w roku 2021

9 Fundamenty dystrybucji 2021

Nadbudowa WRA (z WRA-AMI)* (mln PLN)



Struktura przychodu regulowanego* (mln PLN)



WACC:

2019	2020	2021
6,015%	5,507%	5,321%

Faktyczny
zwrot z WRA**:

2019	2020	2021
6,018%	5,552%	5,549%

* Na podstawie taryfy

** Uwzględniając AMI oraz wskaźnik regulacyjny WR

Uprawnienia do emisji CO₂ - regulacje i rozliczenia

Regulacje w III Okresie Rozliczeniowym

Począwszy od 2013 roku jedynie uprawnienia emisyjne na produkcję ciepła są przyznawane nieodpłatnie. Uprawnienia do emisji CO₂ z produkcji energii elektrycznej są przyznawane nieodpłatnie pod warunkiem realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Standardy księgowe

Darmowe uprawnienia otrzymane na własne potrzeby są rozpoznawane w ich wartości nominalnej – zero. Rezerwa na uprawnienia do emisji CO₂ jest zawiązywana w odniesieniu do ich aktualnego niedoboru w danym okresie. Poniesione koszty widoczne w rachunku zysków i strat w pozycji podatki i opłaty.

Emisja CO₂ i rozliczenia uprawnień do emisji

W ciągu 9 miesięcy 2021 r. instalacje GK PGE wyemitowały 51,8 mln ton CO₂. Koszty związane z emisją CO₂ w powyższym okresie wyniosły 8 421 mln PLN. Wzrost jednostkowego kosztu CO₂ wynika z rolowania kontraktów na EUA wygasających w grudniu 21 na kontrakty wygasające w styczniu 22 (łącznie 19,6 mln ton CO₂). Jednocześnie Grupa wygenerowała przychód wynikający z różnicy cen kontraktów w wysokości 2 778 mln PLN. W ujęciu zarządczym koszt emisji wyniósł ok. 6,3 mld PLN.

Instalacjom należącym do GK PGE nie przysługuje od 2020 r. przydział darmowych uprawnień do emisji z tytułu wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku uprawnień EUA na emisję CO₂ związane z wytwarzaną energią ciepłą harmonogram przydziału na 2021 r. nie został jeszcze wydany, w lutym 2020 roku zostały wydane uprawnienia EUA, które posłużyły na pokrycie emisji CO₂ za 2020 rok (1 mln EUA).

Bezpłatne EUA ujmowane w wartości zerowej (SSF, nota 16)

	EUA	
	Ilość (mln Mg)	Wartość (mln PLN)
Stan na dzień 1 stycznia 2020	21	1 205
Zakup (na rynku spot)*	78	6 629
Przyznane nieodpłatnie	13	-
Umorzenie	-61	-3 414
Sprzedaż	-30	-2 646
Stan na dzień 31 grudnia 2020	21	1 774
Zakup (na rynku spot)*	49	5 620
Przyznane nieodpłatnie	-	-
Umorzenie	-59	-6 318
Sprzedaż	-10	-1 035
Stan na dzień 30 września 2021	1	41

* GK PGE zabezpiecza koszt emisji CO₂ także w oparciu o kontrakty termin.

Rezerwy na zakup uprawnień CO₂ (SSF, nota 21), w mln PLN

Stan na 1 stycznia 2021 r.	6 318
Umorzenie	-6 318
Rozwiązanie	-2
Utworzenie rezerwy za 2021 r.	8 423
Pozostałe zmiany	-
Stan na 30 września 2021 r.	8 421

Wpływ na rachunek zysków i strat (mln PLN) – ilustracyjnie

9 mies. 2021 r.

Koszty według rodzaju, w tym:	23 452
Podatki i opłaty	10 243

Dane finansowe - Segmenty Działalności

Przychody i koszty segmentu Energetyka Konwencjonalna

[mln PLN]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9M 2021	9M 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	5 935	5 636	5%	16 674	18 203	-8%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	5 259	5 426	-3%	13 541	16 020	-15%
Przychody z rynku mocy	576	0	-	1 621	0	-
Regulacyjne usługi systemowe	33	134	-75%	193	355	-46%
Przychody ze sprzedaży CO ₂	0	0	-	1 019	1 535	-34%
Koszty rodzajowe, w tym:	6 866	3 911	76%	15 444	12 039	28%
Amortyzacja	563	459	23%	1 540	1 907	-19%
Zużycie materiałów	945	770	23%	2 515	2 245	12%
Zużycie energii	8	2	300%	17	7	143%
Usługi obce	414	358	16%	1 103	1 081	2%
Podatki i opłaty	4 281	1 631	162%	8 128	4 540	79%
Koszty osobowe	603	644	-6%	1 994	2 137	-7%
Pozostałe koszty	52	47	11%	147	122	20%
Koszty aktywowane	-94	-199	-53%	-301	-507	-41%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	907	1 993	-54%	3 426	7 067	-52%
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	1 938	106	1 728%	3 162	-235	-
EBIT	193	37	422%	1 266	-630	-
EBITDA	754	484	56%	2 803	1 258	123%

Przychody i koszty segmentu Ciepłownictwo

[mln PLN]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9M 2021	9M 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	860	779	10%	3 809	3 396	12%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	430	463	-7%	1 768	1 659	7%
Przychody ze sprzedaży i dystrybucji ciepła	299	256	17%	1 673	1 322	27%
Przychody z rynku mocy	61	0	-	200	0	-
Przychody ze sprzedaży CO2	0	0	-100%	28	202	-86%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 019	793	28%	3 451	2 999	15%
Amortyzacja	161	162	-1%	480	462	4%
Zużycie paliw	292	254	15%	1 324	1 187	12%
Zużycie materiałów	11	17	-38%	34	48	-30%
Zużycie energii	3	3	-8%	7	9	-28%
Usługi obce	98	83	18%	311	259	20%
Podatki i opłaty, w tym:	329	150	119%	933	632	48%
Koszty osobowe	117	116	0%	338	378	-11%
Pozostałe koszty	9	8	16%	25	24	5%
Koszty aktywowane	-11	-16	-33%	-31	-38	-17%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	112	55	105%	300	317	-5%
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	252	6	4043%	298	28	957%
EBIT	-9	-47	-81%	387	146	166%
EBITDA	152	115	32%	867	608	43%

Przychody i koszty segmentu Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9M 2021	9M 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	360	228	58%	1 001	749	34%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	220	129	71%	610	397	54%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	46	34	35%	128	154	-17%
Przychody z RUS*	12	61	-80%	30	189	-84%
Przychody z Rynku Mocy	83	0	-	228	0	-
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	-1	4	-125%	5	9	-44%
Koszty rodzajowe, w tym:	247	207	19%	661	586	13%
Amortyzacja	92	86	7%	237	235	1%
Zużycie materiałów	3	3	0%	7	7	0%
Zużycie energii	71	49	45%	182	148	23%
Usługi obce	32	22	45%	89	59	51%
Podatki i opłaty	18	16	13%	54	48	13%
Koszty osobowe	26	26	0%	80	79	1%
Pozostałe koszty	5	5	0%	12	10	20%
Koszty aktywowane	-6	-3	100%	-12	-9	33%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0	0	-	1	0	-
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	3	0	-	8	4	100%
EBIT	122	24	408%	359	176	104%
EBITDA	214	110	95%	596	411	45%

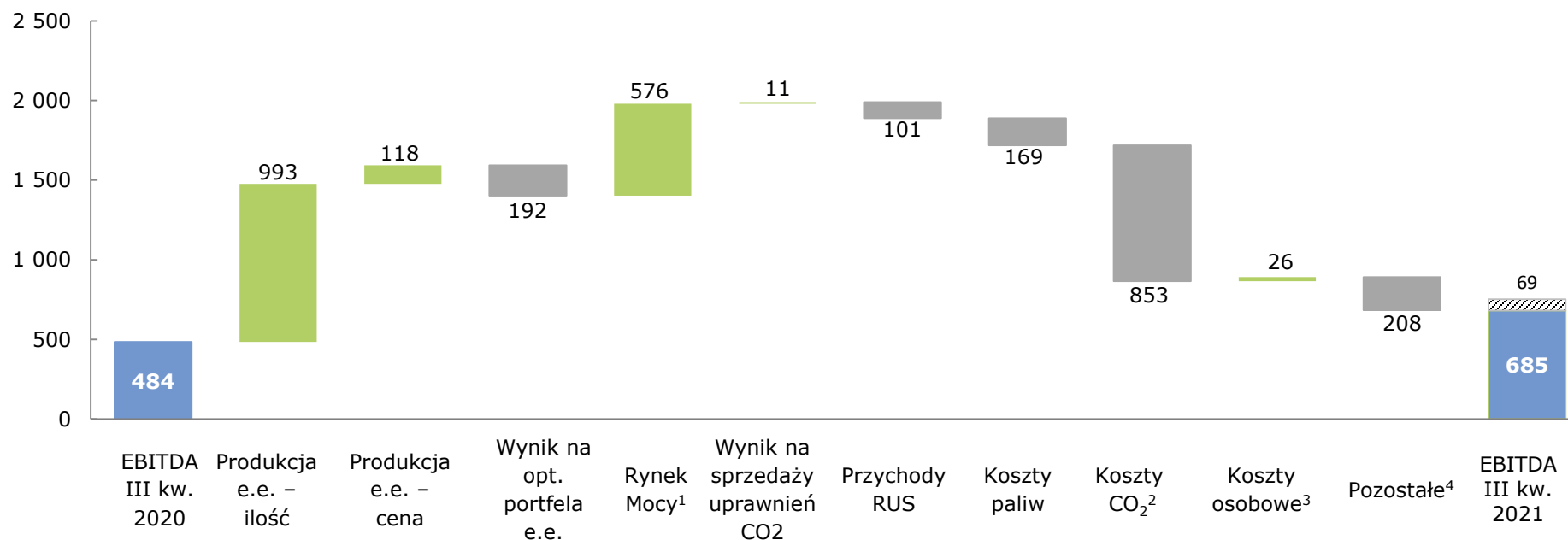
Przychody i koszty segmentu Dystrybucja

[mln PLN]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9M 2021	9M 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 554	1 566	-1%	4 779	4 701	2%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 478	1 487	-1%	4 548	4 459	2%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	49	53	-8%	146	160	-9%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 222	1 277	-4%	3 744	3 946	-5%
Amortyzacja	306	301	2%	922	927	-1%
Zużycie materiałów	16	16	0%	45	47	-4%
Zużycie energii	111	130	-15%	382	438	-13%
Usługi obce	376	402	-6%	1 094	1 186	-8%
Podatki i opłaty	125	119	5%	379	365	4%
Koszty osobowe	283	307	-8%	907	973	-7%
Pozostałe koszty	6	2	200%	15	10	50%
Koszty aktywowane	-19	-13	46%	-52	-35	49%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0	0	-	0	0	-
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	9	9	0%	40	23	74%
EBIT	360	311	16%	1 127	813	39%
EBITDA	665	611	9%	2 047	1 738	18%

Przychody i koszty segmentu Obrót

[mln PLN]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9M 2021	9M 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 815	4 415	-14%	17 742	20 101	-12%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 339	3 930	-15%	9 750	11 571	-16%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO2	0	0	0%	6 640	7 086	-6%
Przychody ze sprzedaży gazu	93	49	90%	269	204	32%
Przychody ze sprzedaży innych paliw	107	138	-22%	322	525	-39%
Koszty rodzajowe, w tym:	400	394	2%	1 233	1 264	-2%
Amortyzacja	8	9	-11%	25	26	-4%
Zużycie materiałów	1	1	0%	3	3	0%
Zużycie energii	0	0	0%	2	2	0%
Usługi obce	59	75	-21%	179	239	-25%
Podatki i opłaty	231	192	20%	718	661	9%
Koszty osobowe	87	102	-15%	264	292	-10%
Pozostałe koszty	13	15	-13%	42	40	5%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	3 058	3 817	-20%	15 461	18 595	-17%
Koszt własny sprzedaży	-50	87	-	-52	218	-
EBIT	307	291	5%	997	460	117%
EBITDA	316	299	6%	1 022	486	110%

EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna III kw. 2021



Odchylenie	993	118	-192	576	11	-101	-169	-853	26	-208	
EBITDA raportowana III kw. 2020	484										
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020	0										
EBITDA powtarzalna III kw. 2020	484	3 241	200	0	0	134	618	1 376	644	453	
EBITDA powtarzalna III kw. 2021		4 352	8	576	11	33	787	2 229	618	661	685
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2021											69
EBITDA raportowana III kw. 2021											754

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

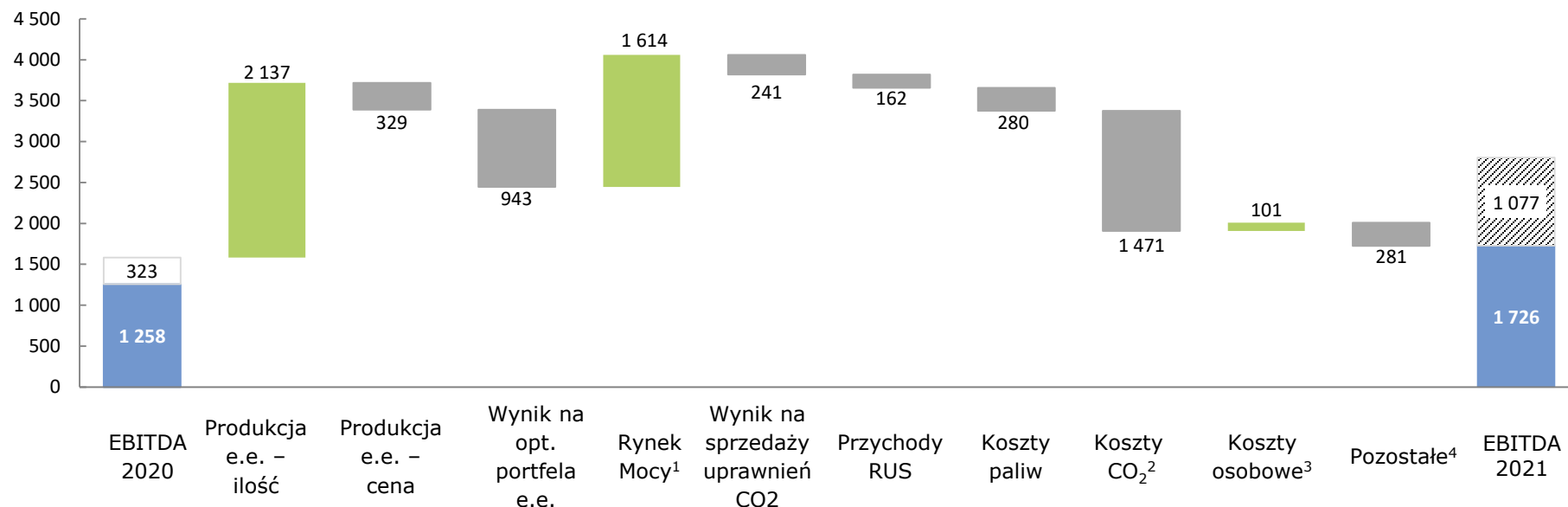
¹Ujęcie zarządcze.

²Koszty pomniejszone o odsprzedaż nadwyżek CO₂ powstałych w wyniku redukcji Operatora i działań handlowych.

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

⁴Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenie jednorazowe) oraz wyniku na rolowaniu CO₂ dla przyszłych okresów (zdarzenia przejściowe).

EBITDA segmentu Energetyka Konwencjonalna 9M 2021



Odchylenie	2 137	-329	-943	1 614	-241	-162	-280	-1 471	101	-281	
EBITDA raportowana 9M 2020	1 258										
Zdarzenia jednorazowe 9M 2020	-323										
EBITDA powtarzalna 9M 2020	1 581	9 194	1 104	0	255	355	1 784	4 062	2 118	1 363	
EBITDA powtarzalna 9M 2021		11 002	161	1 614	14	193	2 064	5 533	2 017	1 644	1 726
Zdarzenia jednorazowe 9M 2021											1 077
EBITDA raportowana 9M 2021											2 803

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

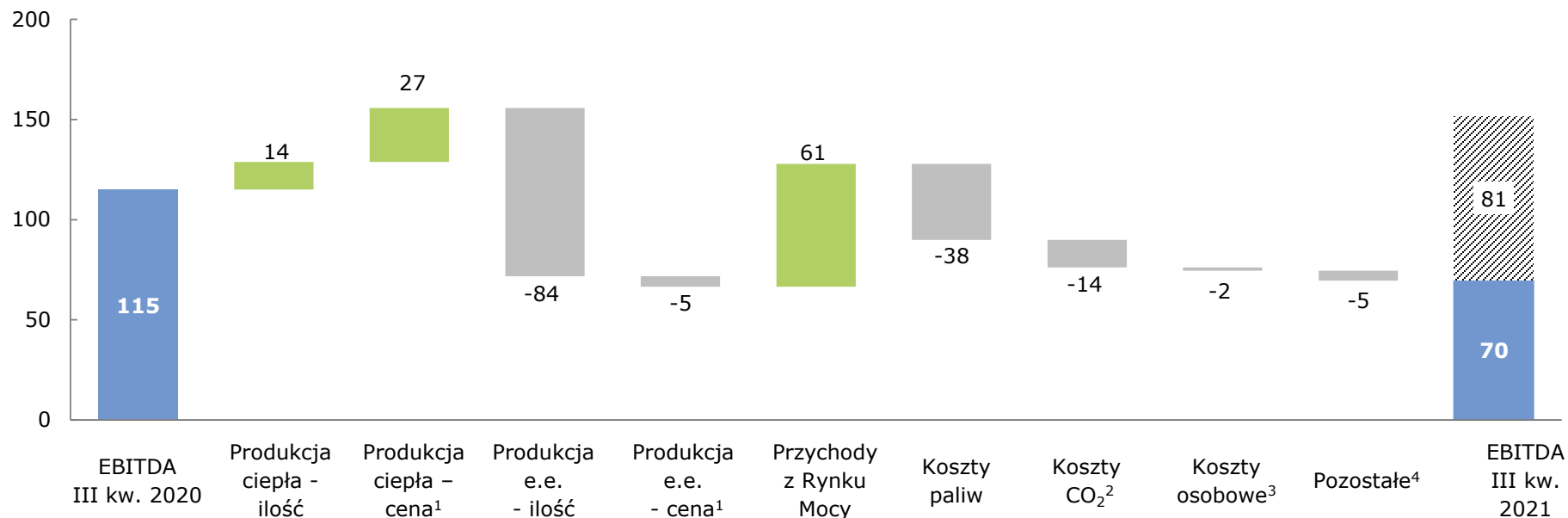
¹Ujęcie zarządcze.

²Koszty pomniejszone o odsprzedaż nadwyżek CO₂ powstałych w wyniku redukcji Operatora i działań handlowych.

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

⁴Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej (zdarzenie jednorazowe) oraz wyniku na rolowaniu CO₂ dla przyszłych okresów (zdarzenia przejściowe).

EBITDA segmentu Ciepłownictwo III kw. 2021



Odchylenie	14	27	-84	-5	61	-38	-14	-2	-5	
EBITDA raportowana III kw. 2020	115									
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020	0									
EBITDA powtarzalna III kw. 2020	115	255	410		0	254	122	116	57	
EBITDA powtarzalna III kw. 2021		296	321		61	292	136	118	62	71
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2021										81
EBITDA raportowana III kw. 2021										152

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

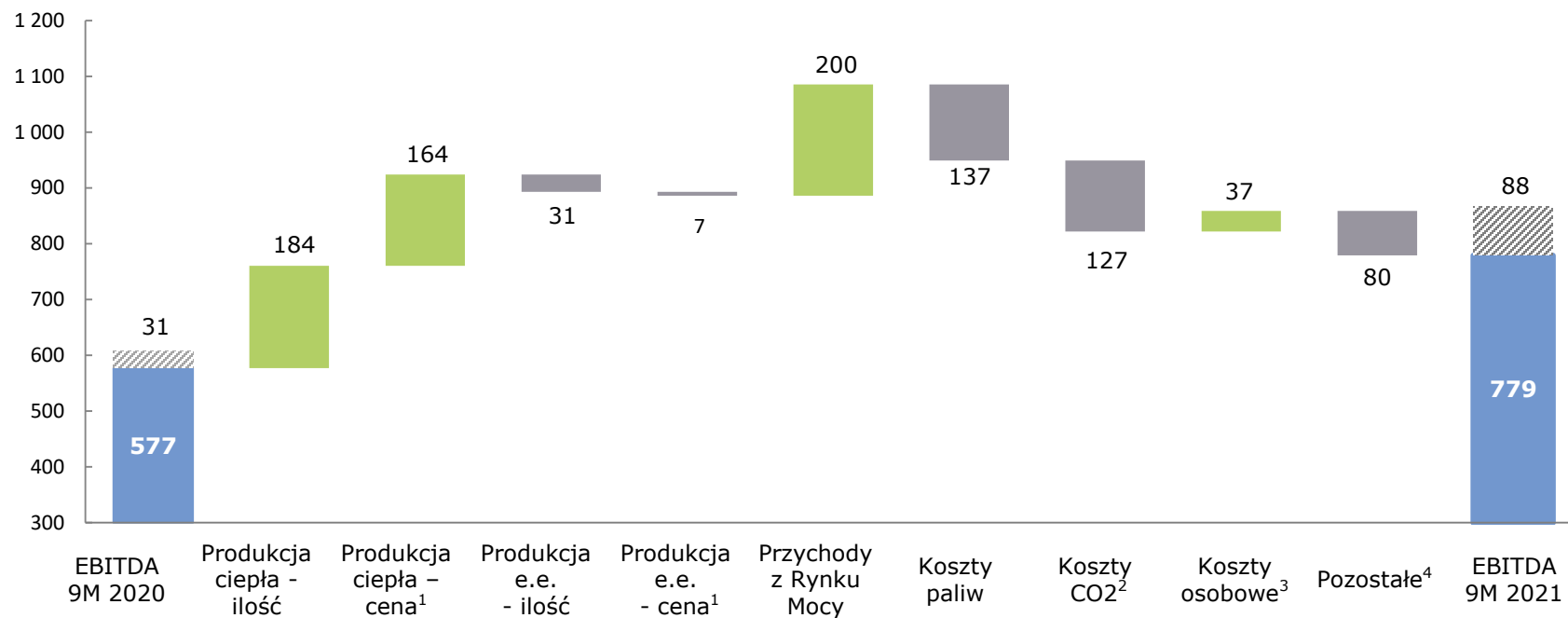
¹Ujęcie zarządcze.

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

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

⁴Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe) oraz wyniku na rolowaniu CO₂ dla przyszłych okresów (zdarzenia przejściowe).

EBITDA segmentu Ciepłownictwo 9M 2021



Odchylenie		184	164	-31	-7	200	-137	-127	37	-80	
EBITDA raportowana 9M 2020	608										
Zdarzenia jednorazowe 9M 2020	31										
EBITDA powtarzalna 9M 2020	577	1 320		1 537		0	1 187	544	377	172	
EBITDA powtarzalna 9M 2021		1 667		1 499		200	1 324	671	340	252	779
Zdarzenia jednorazowe 9M 2021											88
EBITDA raportowana 9M 2021											867

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

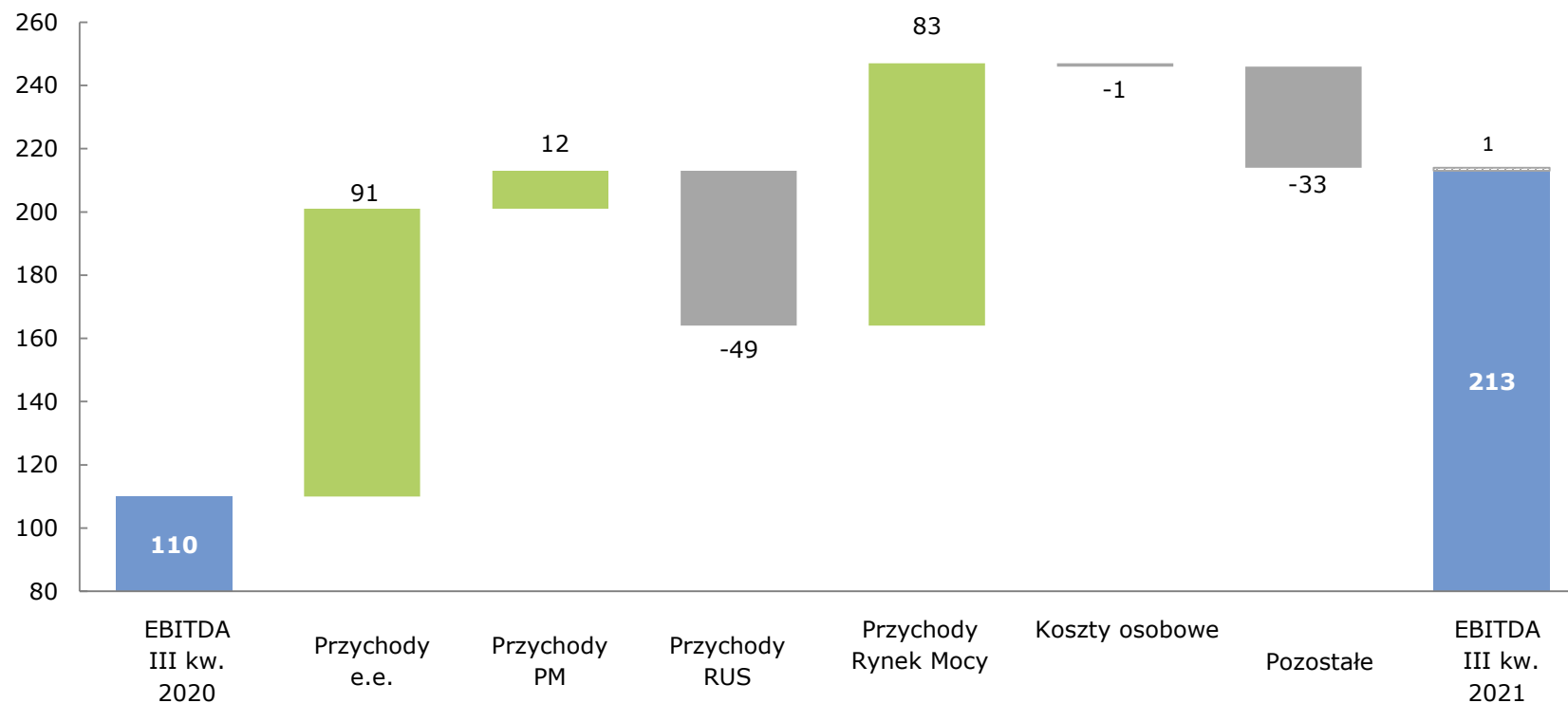
¹Ujęcie zarządcze.

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

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

⁴Pozycja Pozostałe bez uwzględnienia wpływu zmiany rezerwy rekultywacyjnej oraz rekompensat KDT (zdarzenia jednorazowe) oraz wyniku na rolowaniu CO₂ dla przyszłych okresów (zdarzenia przejściowe).

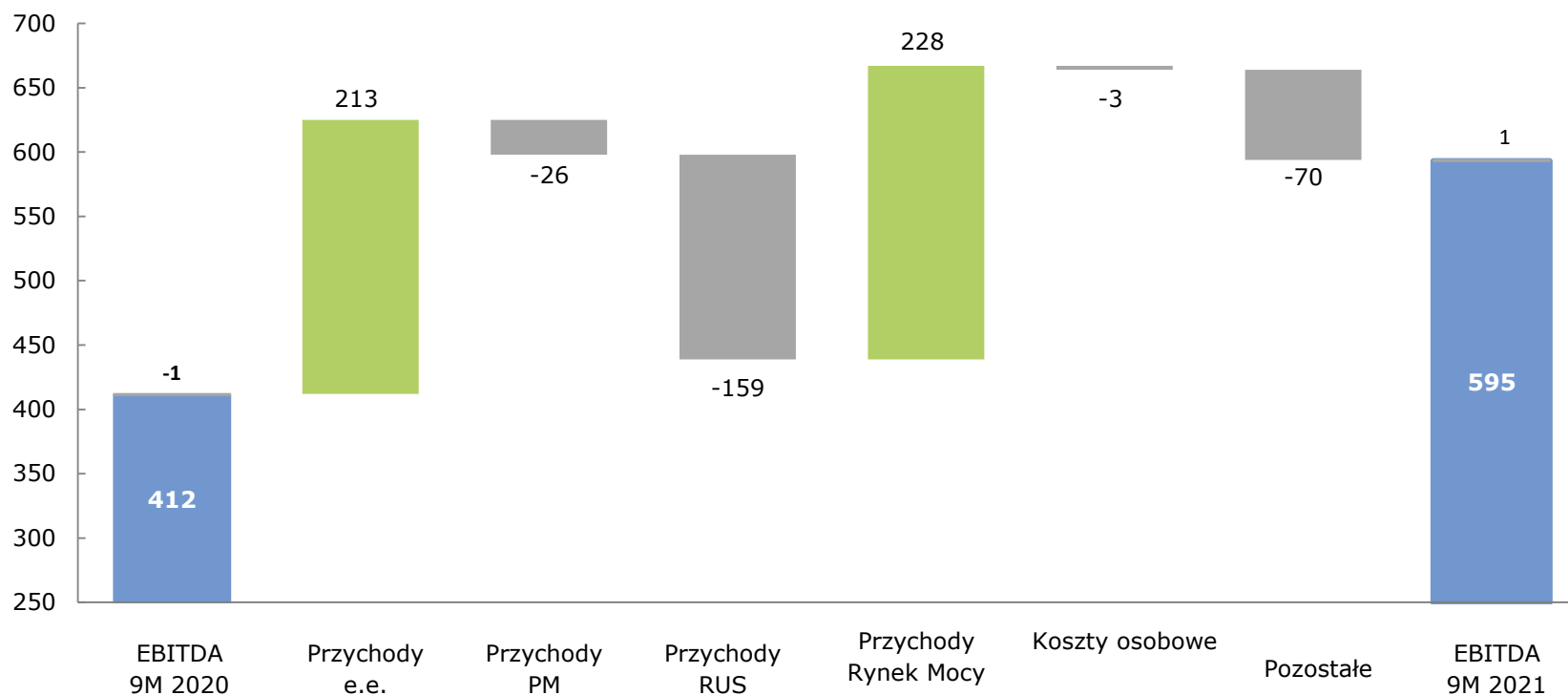
EBITDA segmentu Energetyka Odnawialna III kw. 2021



Odchylenie	91	12	-49	83	-1	-33	
EBITDA raportowana III kw. 2020	110						
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020	0						
EBITDA powtarzalna III kw. 2020	110	129	34	61	0	26	88
EBITDA powtarzalna III kw. 2021		220	46	12	83	27	121
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2021							1
EBITDA raportowana III kw. 2021							214

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

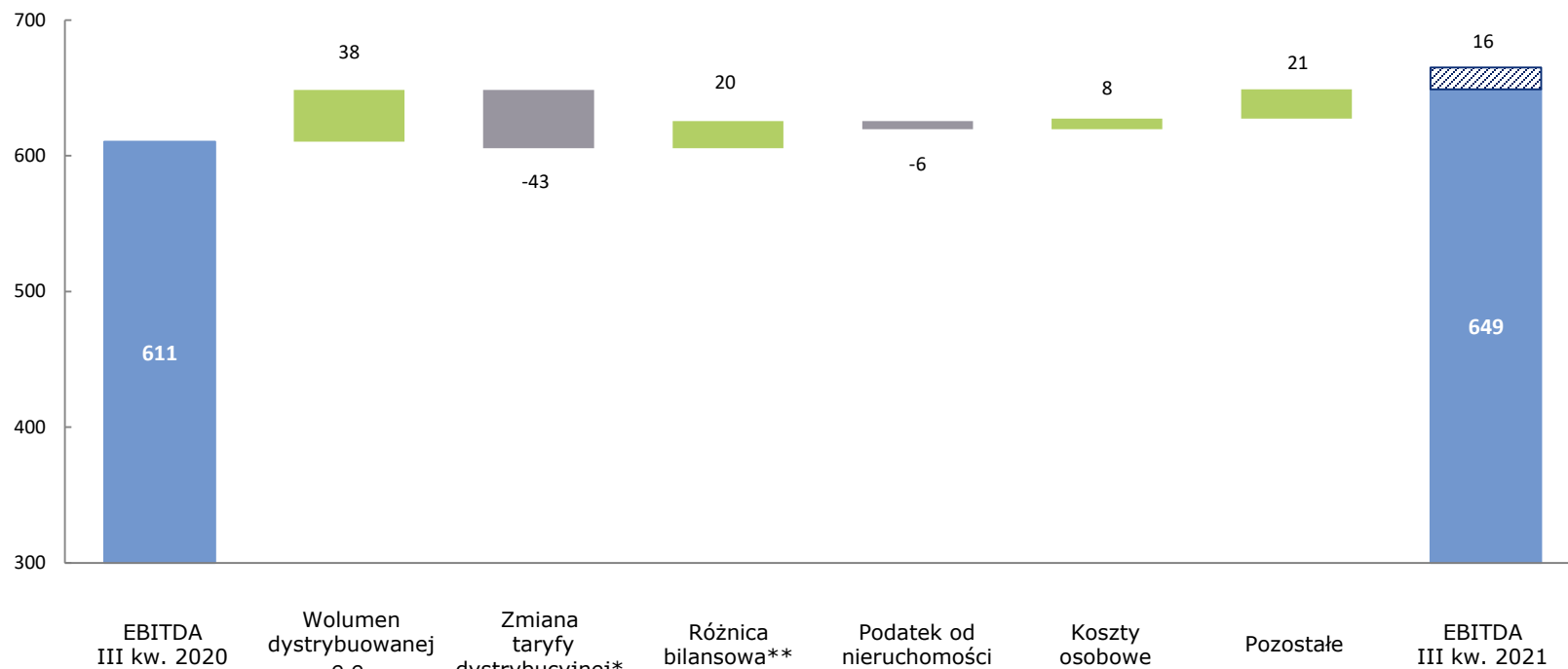
EBITDA segmentu Energetyka Odnawialna 9M 2021



Odchylenie	213	-26	-159	228	-3	-70	
EBITDA raportowana 9M 2020	411						
Zdarzenia jednorazowe 9M 2020	-1						
EBITDA powtarzalna 9M 2020	412	397	154	189	0	78	250
EBITDA powtarzalna 9M 2021		610	128	30	228	81	320
Zdarzenia jednorazowe 9M 2021							1
EBITDA raportowana 9M 2021							596

- Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany
- Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

EBITDA segmentu Dystrybucja III kw. 2021



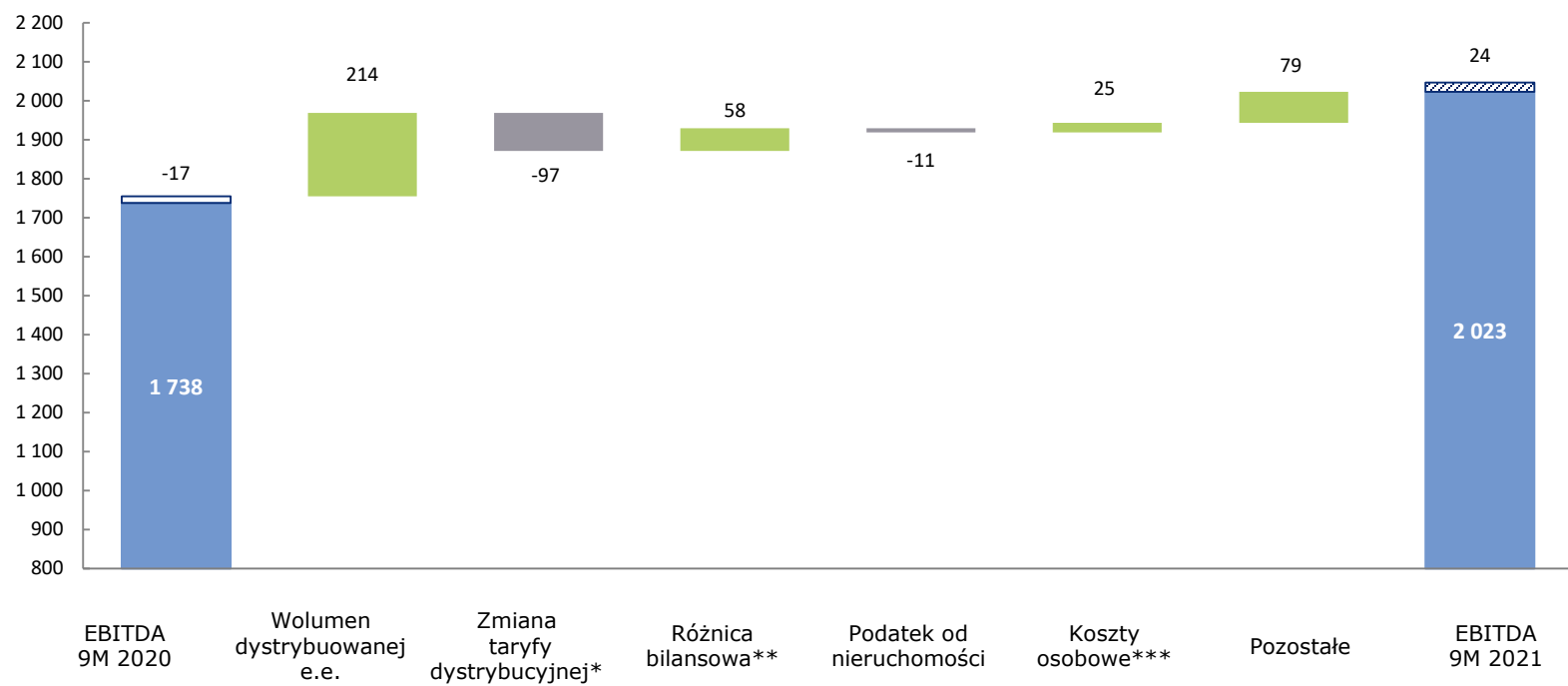
Odchylenie	38	-43	20	-6	8	21	
EBITDA raportowana III kw. 2020	611						
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020	0						
EBITDA powtarzalna III kw. 2020	611	1 114	126	108	307	38	
EBITDA powtarzalna III kw. 2021		1 109	106	114	299	59	649
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2021							16
EBITDA raportowana III kw. 2021							665

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

** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

	Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.
	Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększających wynik raportowany.

EBITDA segmentu Dystrybucja 9M 2021



Odchylenie	214	-97	58	-11	25	79	
EBITDA raportowana 9M 2020	1 738						
Zdarzenia jednorazowe 9M 2020	-17						
EBITDA powtarzalna 9M 2020	1 755	3 355	418	326	956	100	
EBITDA powtarzalna 9M 2021		3 472	360	337	931	179	2 023
Zdarzenia jednorazowe 9M 2021							24
EBITDA raportowana 9M 2021							2 047

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

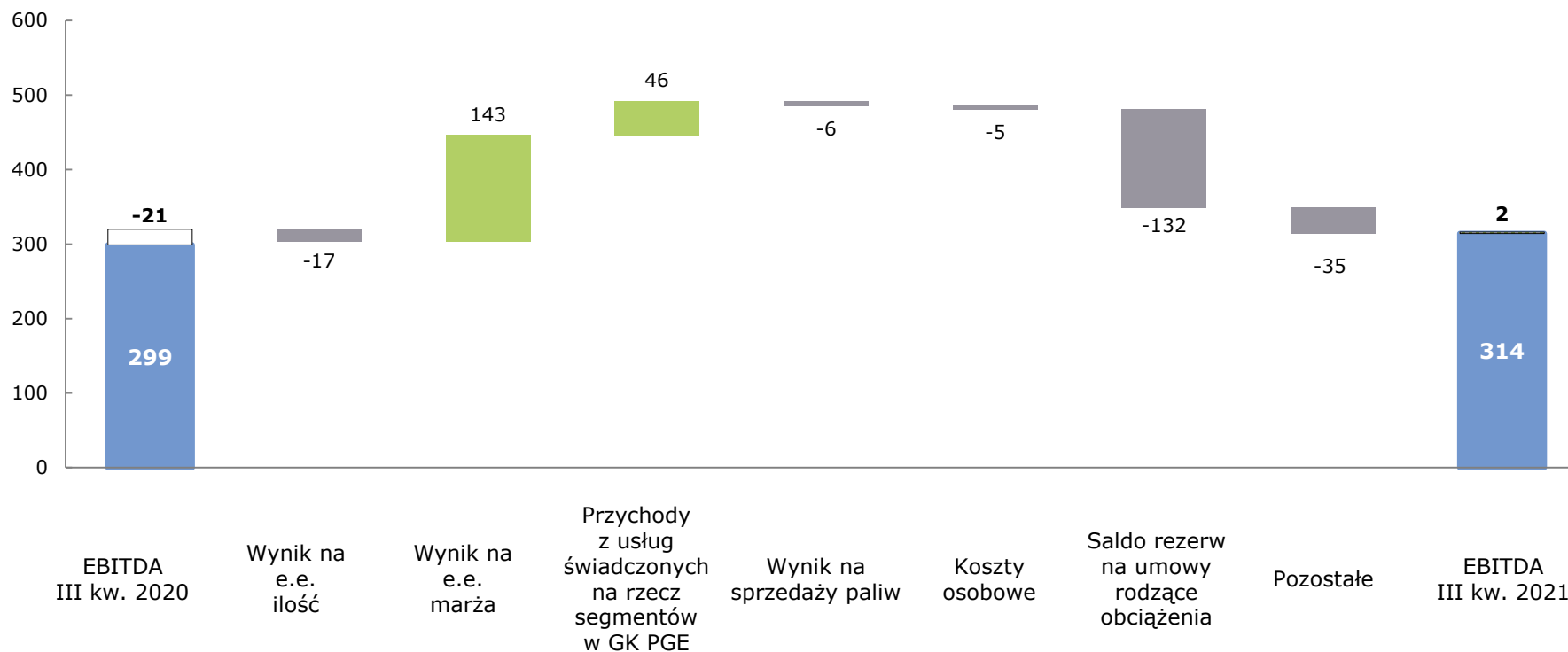
** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

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

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany.

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększających wynik raportowany.

EBITDA segmentu Obrót III kw. 2021



Odchylenie

EBITDA raportowana III kw. 2020	299							
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2020	-21							
EBITDA powtarzalna III kw. 2020	320	160	213	9	81	81	62	
EBITDA powtarzalna III kw. 2021		286	259	3	86	-51	97	314
Zdarzenia jednorazowe III kw. 2021								2
EBITDA raportowana III kw. 2021								316

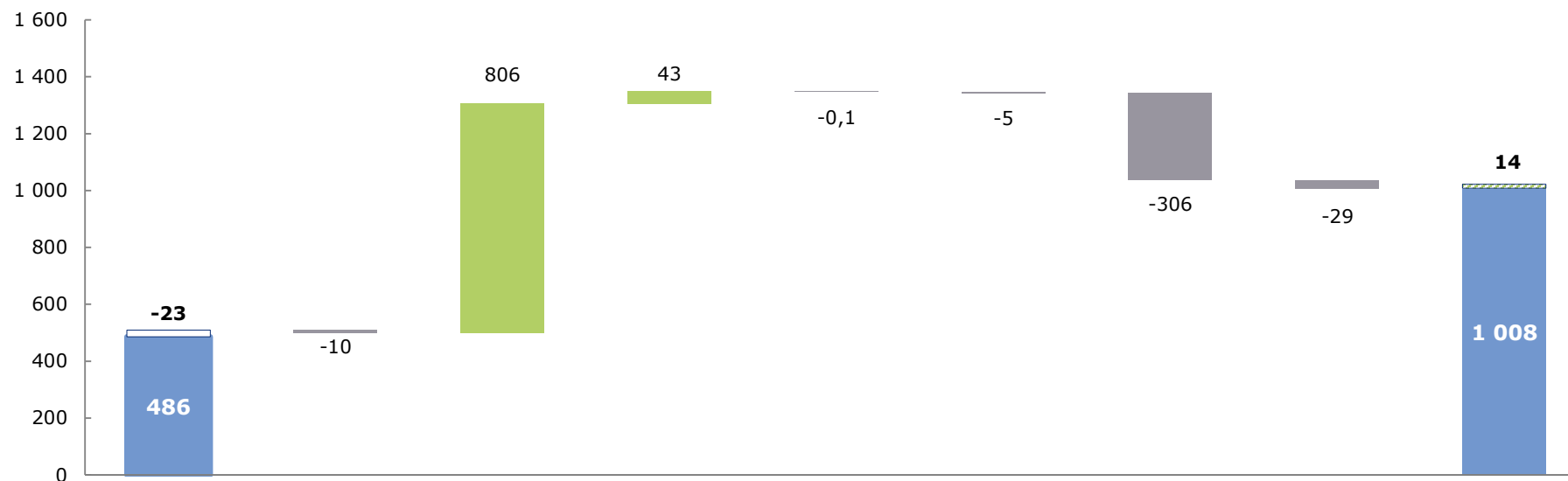


Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany



Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

EBITDA segmentu Obrót 9M 2021



	EBITDA 9M 2020	Wynik na e.e. ilość	Wynik na e.e. marża	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Wynik na sprzedaży paliw	Koszty osobowe	Saldo rezerw na umowy rodzące obciążenia	Pozostałe	EBITDA 9M 2021
Odchylenie		-10	806	43	-0,1	-5	-306	-29	
EBITDA raportowana 9M 2020	486								
Zdarzenia jednorazowe 9M 2020	-23								
EBITDA powtarzalna 9M 2020	509	36		659	15	269	255	187	
EBITDA powtarzalna 9M 2021		832		702	15	274	-51	215	1 008
Zdarzenia jednorazowe 9M 2021									14
EBITDA raportowana 9M 2021									1 022

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych powiększającej wynik raportowany

 Odwrócenie wpływu sumy zdarzeń jednorazowych pomniejszającej wynik raportowany

Przepływy pieniężne i zadłużenie



Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mIn PLN	III kw. 2021	III kw. 2020		9 mies. 2021	9 mies. 2020	
Operacyjne	4 515	2 866		7 805	8 175	
Inwestycyjne	-978	-1 233		-3 054	-4 682	
Finansowe	-689	-310		-677	-1 463	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	2 848	1 323		4 074	2 030	

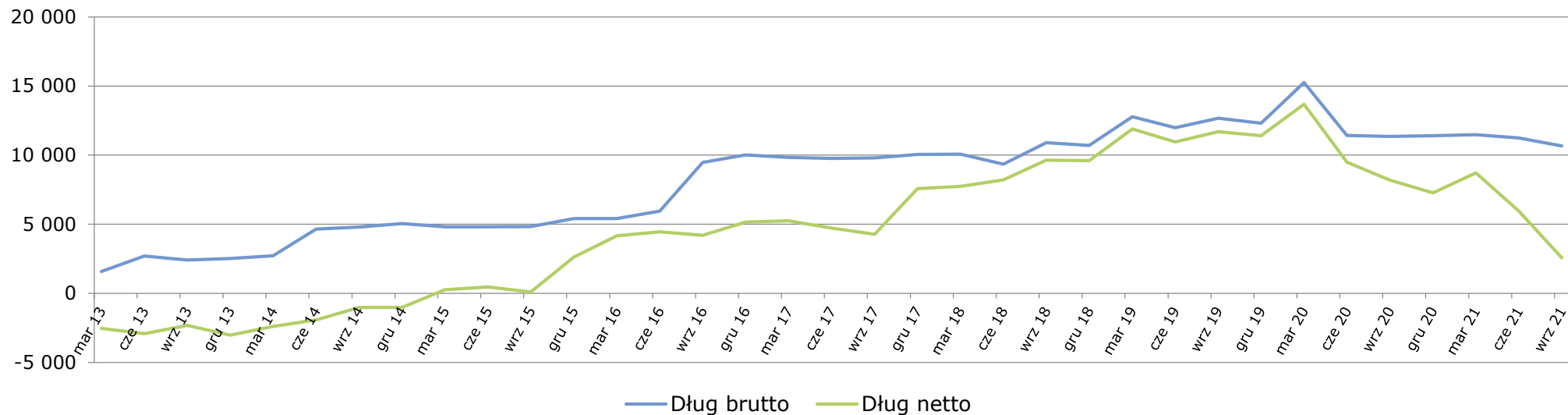
Dane z bilansu skonsolidowanego

mIn PLN	B.Z. III kw. 2021	B.O. III kw. 2021	Δ III kw. 2021	B.Z. 9 mies. 2021	B.O. 9 mies. 2021	Δ 9 mies. 2021
Środki pieniężne i ekwiwalenty	8 274	5 396	2 878	8 274	4 189	4 085
Lokaty, depozyty i pożyczki krótkoterminowe	77	77	0	77	46	31
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-264	-181	-83	-264	-93	-171
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	8 087	5 292	2 795	8 087	4 142	3 945
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-2 117	-2 039	-78	-2 117	-1 384	-733
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-8 548	-9 201	653	-8 548	-10 025	1 477
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-10 665	-11 240	575	-10 665	-11 409	744
Zadłużenie netto*	-2 578	-5 948	3 370	-2 578	-7 267	4 689

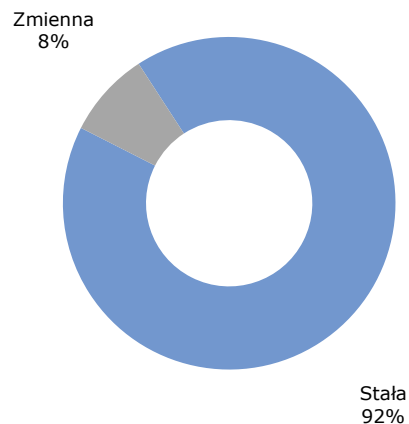
*Zobowiązania zaprezentowane są ze znakiem ujemnym, przez wzgląd na arytmetyczną spójność między bilansem a cash flow

Struktura długu oraz zadłużenie na 30.09.2021

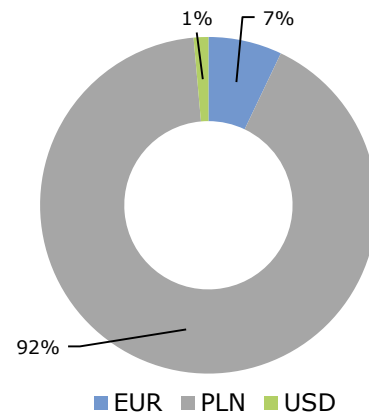
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

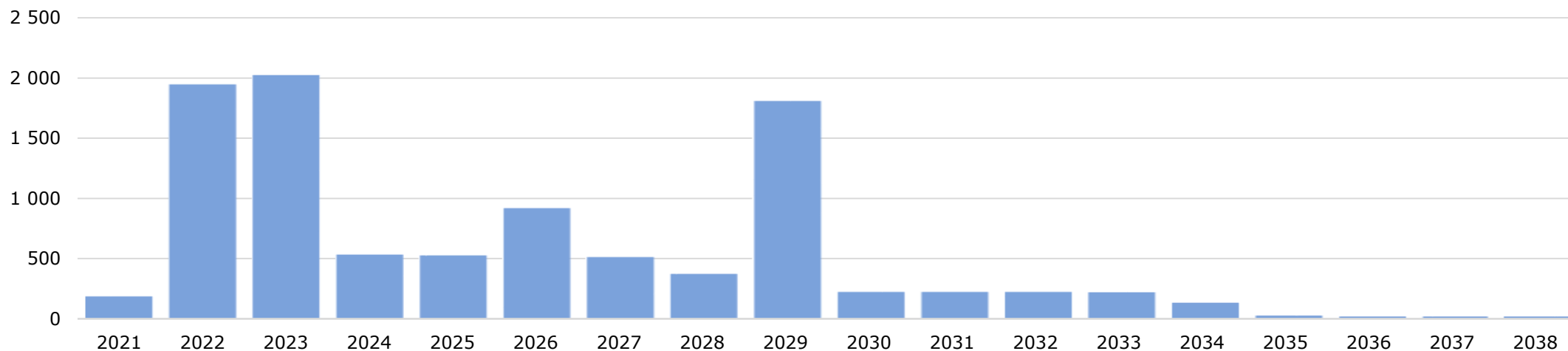


Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia (po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających)

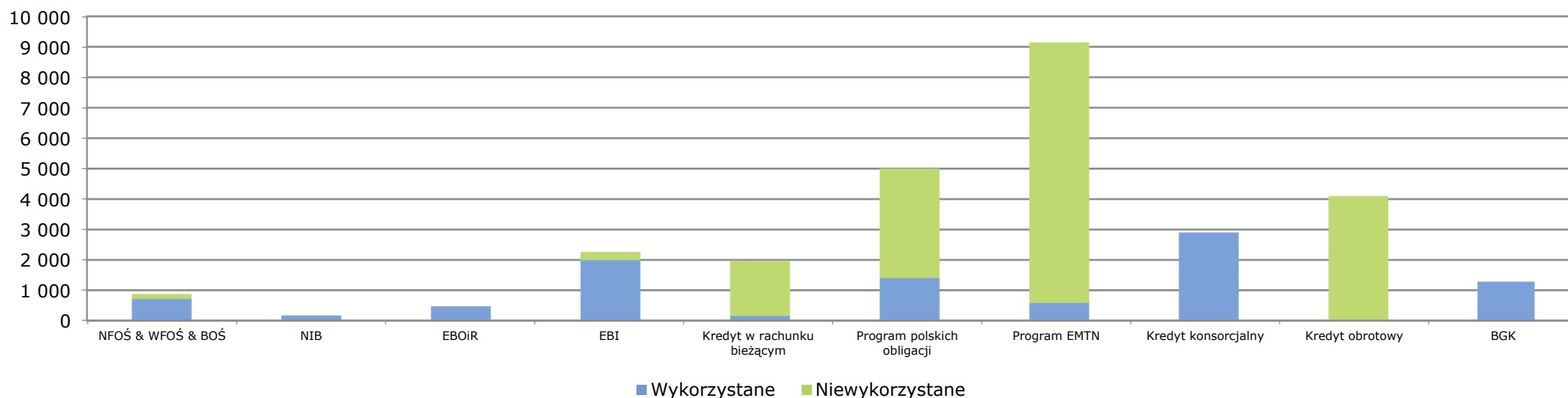


Zapadalność zadłużenia oraz dostępność finansowania

Profil zapadalności zadłużenia (w mln PLN) na 30 września 2021 r.



Wykorzystanie i dostępność zewnętrznego finansowania (w mln PLN) wg stanu na 30 września 2021 r.



Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

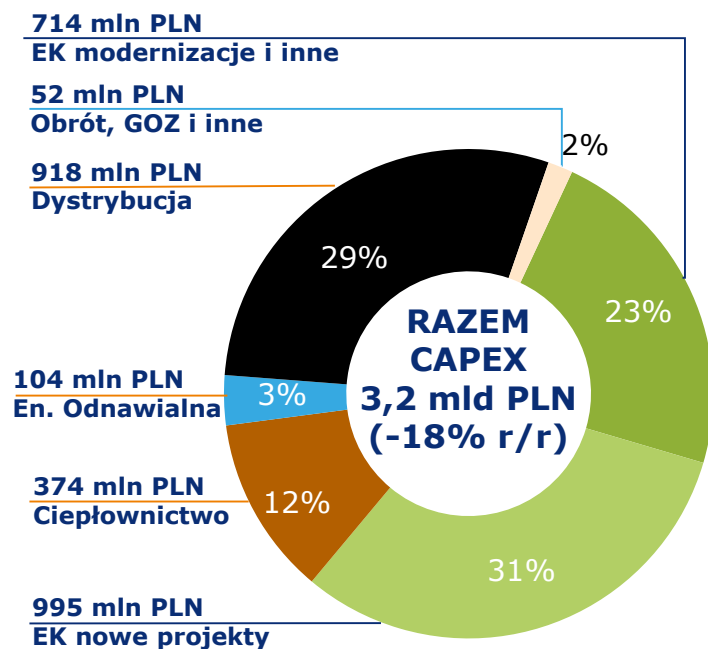
		III kw. 2021	I pół. 2021
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	10 665	11 240
	Zadłużenie netto (mln PLN)	2 578	5 948
	Dług netto/12M EBITDA	0,29x	0,71x
	Dług netto/Kapitał własny	0,05x	0,13x

		MOODY'S	FITCH
Silna pozycja finansowa potwierdzona przez agencje ratingowe	Długoterminowy rating spółki (IDR)	Baa1	BBB+
	Perspektywa ratingu	stabilna	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009	2 września 2009
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	30 czerwca 2021	8 lutego 2021
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia		BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu		4 sierpnia 2011
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu		8 lutego 2021
	Długoterminowy rating krajowy spółki		AA (pol)
	Data nadania ratingu		10 sierpnia 2012
	Data ostatniej zmiany ratingu		3 sierpnia 2016

Nakłady Inwestycyjne



Nakłady inwestycyjne w 9M 2021 r.



Kluczowe projekty		CAPEX w 9M 2021
Wytwarzanie	Budowa bloku nr 7 w Elektrowni Turów	540 mln PLN
	Budowa bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra	390 mln PLN
Dystrybucja	Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	470 mln PLN
	Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	447 mln PLN

Nowe projekty

Modernizacja i remonty

55%

45%

CAPEX w Energetyce Konwencjonalnej, Ciepłownictwie, Energetyce Odnawialnej (moce produkcyjne) i Dystrybucji

- Energetyka Konwencjonalna – budowa nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra i w Turowie (łącznie 930 mln zł)
- Dystrybucja – nakłady w kwocie 416 mln PLN poniesione na przyłączanie nowych odbiorców
- Ciepłownictwo – wydatki na projekty rozwojowe w wysokości 193 mln zł

Nakłady inwestycyjne

Segment [mln PLN]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9M 2021	9M 2020	r/r
Energetyka Konwencjonalna	322	663	-51%	1 709	1 476	16%
Ciepłownictwo	170	156	9%	374	334	12%
Dystrybucja, w tym:	312	407	-23%	918	1 232	-25%
Przyłączanie nowych odbiorców	137	149	-8%	416	499	-17%
Linie i sieci dystrybucyjne	87	122	-29%	225	414	-46%
Energetyka Odnawialna, w tym:	27	27	0%	104	676	-85%
Modernizacje i odtworzenie	8	18	-56%	59	31	90%
Obrót, GOZ i pozostałe	22	45	-51%	52	138	-62%
SUMA	853	1 298	-34%	3 157	3 856	-18%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	822	1 264	-35%	3 069	3 768	-19%

Dane Operacyjne



Produkcja energii netto według źródeł, sprzedaż do odbiorców finalnych oraz dystrybucja

[TWh]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9 mies. 2021	9 mies. 2020	r/r
Produkcja energii el. netto, wg paliw:	17,60	14,27	23%	50,54	42,85	18%
węgiel brunatny	9,74	7,73	26%	27,35	22,45	22%
<i>w tym Turów 7*</i>	0,38	0,00	-	0,83	0,00	-
węgiel kamienny:	6,59	4,77	38%	17,93	14,60	23%
w tym Energetyka Konwencjonalna	6,08	4,41	38%	15,20	12,17	25%
<i>w tym Opole 5/6</i>	2,60	1,90	37%	6,42	5,23	23%
w tym Ciepłownictwo**	0,51	0,36	42%	2,73	2,43	12%
gaz ziemny	0,63	1,23	-49%	3,09	3,62	-15%
el. szczytowo pompowe	0,14	0,13	8%	0,50	0,50	0%
woda	0,09	0,08	13%	0,37	0,33	12%
wiatr	0,27	0,27	0%	0,98	1,05	-7%
biomasa	0,13	0,05	160%	0,29	0,27	7%
odpady komunalne	0,01	0,01	0%	0,03	0,03	0%
Sprzedaż ciepła [PJ]	4,05	3,79	7%	36,16	31,54	15%
<i>w tym Energetyka Konwencjonalna</i>	0,38	0,43	-12%	3,64	3,11	17%
Sprzedaż energii el. do odbiorców finalnych	9,17	10,34	-11%	27,92	30,46	-8%
Dystrybucja energii el.	9,30	8,98	4%	27,94	26,27	6%

Średnia zrealizowana hurtowa cena energii

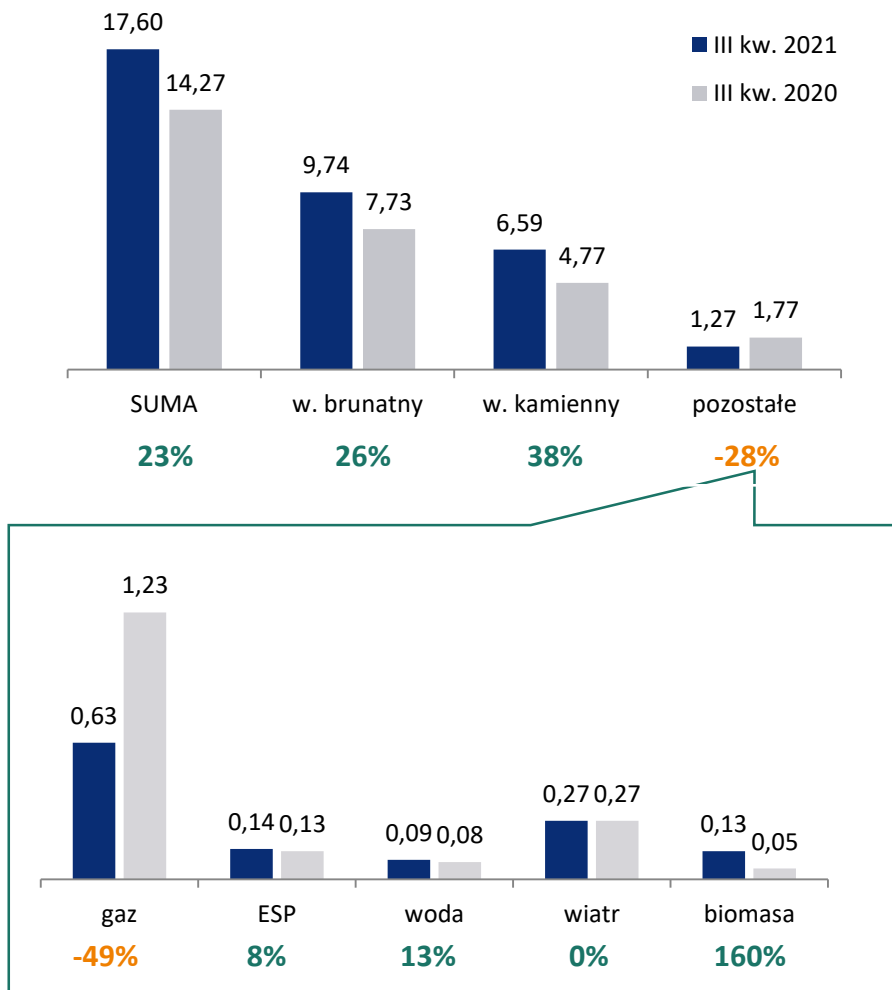
[PLN/MWh]	III kw. 2021	III kw. 2020	r/r	9 mies. 2021	9 mies. 2020	r/r
segment Energetyka Konwencjonalna (EK)	281,55	281,26	0%	264,45	286,10	-8%
segment Ciepłownictwo	242,43	253,75	-4%	245,77	247,88	-1%
Ogółem (EK i Ciepłownictwo)	278,96	278,37	0%	262,34	281,11	-7%

*Prezentowany wolumen w el. Turów nie obejmuje prac rozruchowych bloku ELT7 w I kw. 2021 = 0,18 TWh.

** Od III kw. 2021 segment Ciepłownictwo obejmuje przeniesione z Energetyki Konwencjonalnej węglową EC Pomorzany oraz biomasową EC Szczecin

Wolumen produkcji wg paliw - III kw. 2021 r/r

TWh



↑ **Sytuacja w KSE (r/r): Kontynuacja odbicia gospodarczego w III kw. 2021 r.** Krajowe zużycie energii wyższe o 2,0 TWh r/r. **Wysokie ceny energii na rynkach zagranicznych.** Eksport energii netto +1 TWh, → **wyższe zapotrzebowanie na energię generowaną w jednostkach konwencjonalnych**

↑ **Węgiel brunatny:** znaczny wzrost produkcji r/r ze względu na wyższe zapotrzebowanie. Produkcja w ELT 7 +0,38 TWh r/r.

↑ **Węgiel kamienny:** znaczny wzrost produkcji r/r ze względu na wyższe zapotrzebowanie. Produkcja w ELO 5/6 +0,7 TWh r/r.

↓ **Gaz ziemny:** niższa produkcja w kogeneracji w EC Lublin Wrotków i Rzeszów ze względu na gwałtowny wzrost cen gazu ziemnego.

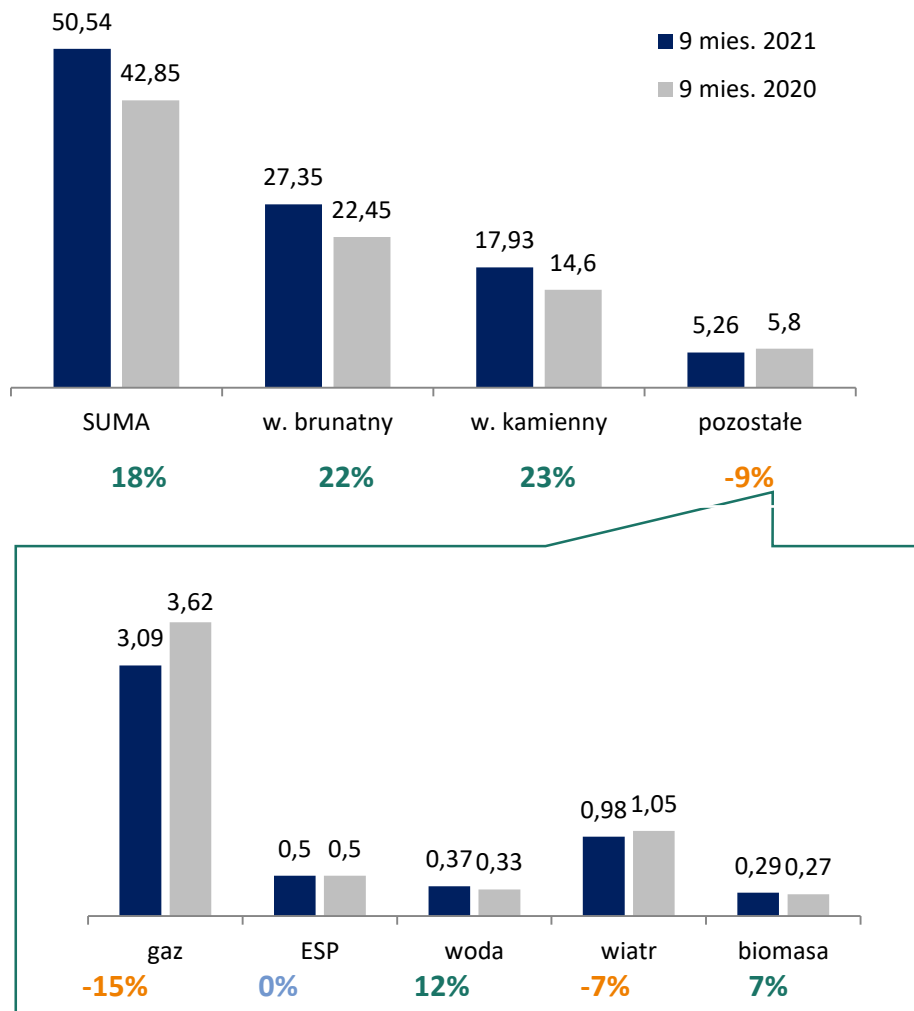
↔ **Wiatr:** wzrost zainstalowanych mocy (uruchomienie nowych projektów: Starza/Rybice, Karnice II oraz nabycie farmy Skoczylody). Porównywalne warunki wietrzne.

↑ **Woda:** poprawa warunków hydrologicznych.

W III kw. 2021 r. i w III kw. 2020 r. wyprodukowane zostało 0,01 TWh z odpadów komunalnych (nieuwzględnione na wykresie)

Wolumen produkcji wg paliw - 9 mies. 2021 r/r

TWh



Energetyka Konwencjonalna

- ↑ **Produkcja energii:** Wzrost produkcji w elektrowniach konwencjonalnych ze względu na skokowy wzrost zapotrzebowania.
- ↑ **Węgiel brunatny:** wyższa produkcja w ELT o ok. 3,5 TWh r/r.
- ↑ **Węgiel kamienny:** wzrost produkcji ze względu na pracę bloków 5/6 w ELO (+1,2 TWh r/r) oraz ELR (+1,9 TWh r/r).

Ciepłownictwo

- ↓ **Spadek produkcji** (-0,1 TWh r/r) ze względu na spadek produkcji w elektrociepłowniach gazowych.
- ↓ **Gaz ziemny:** spadek produkcji o (-0,5 TWh r/r) ze wzrost cen gazu o 5,1 PLN/GJ.
- ↑ **Ciepło:** Wzrost sprzedaży ciepła o **4,6 PJ** ze względu na niższe średnie temperatury dobowe (-1,9 °C) w okresie.

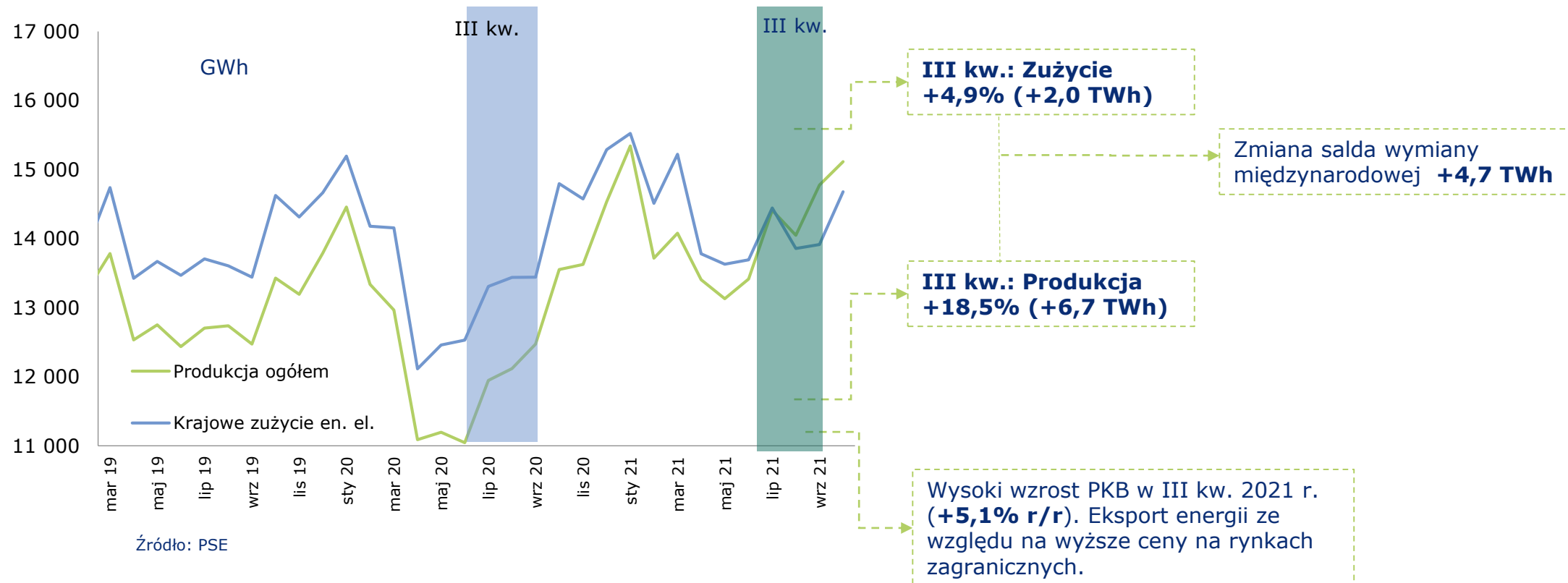
OZE

- ↓ **Wiatr:** Spadek produkcji ze względu na słabsze warunki wietrzne. Load factor na poziomie 23% wobec 24% w 9 mies.
- ↑ **Woda:** lepsze warunki hydrologiczne.

W 9 mies. 2021 i 9 mies. 2020 wyprodukowane zostało 0,03 TWh z odpadów komunalnych (nieuwzględnione na wykresie)

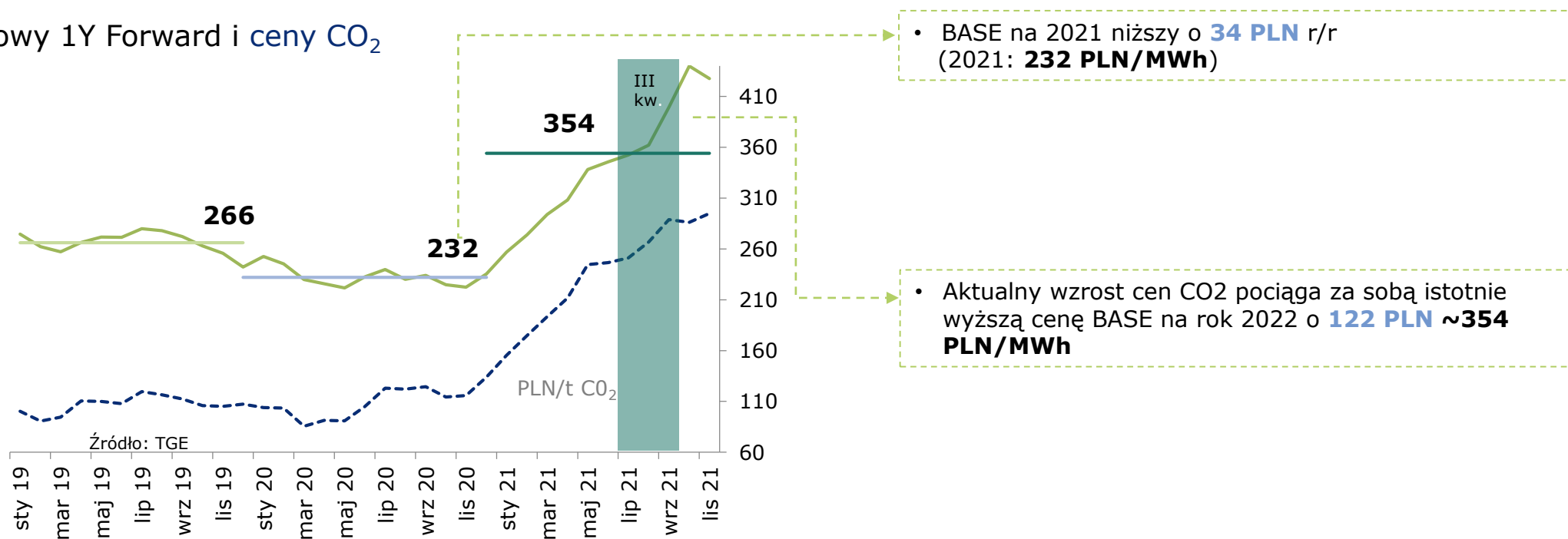
Gospodarka odrabia pandemiczne straty. Wzrost krajowej konsumpcji i produkcji.

Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej



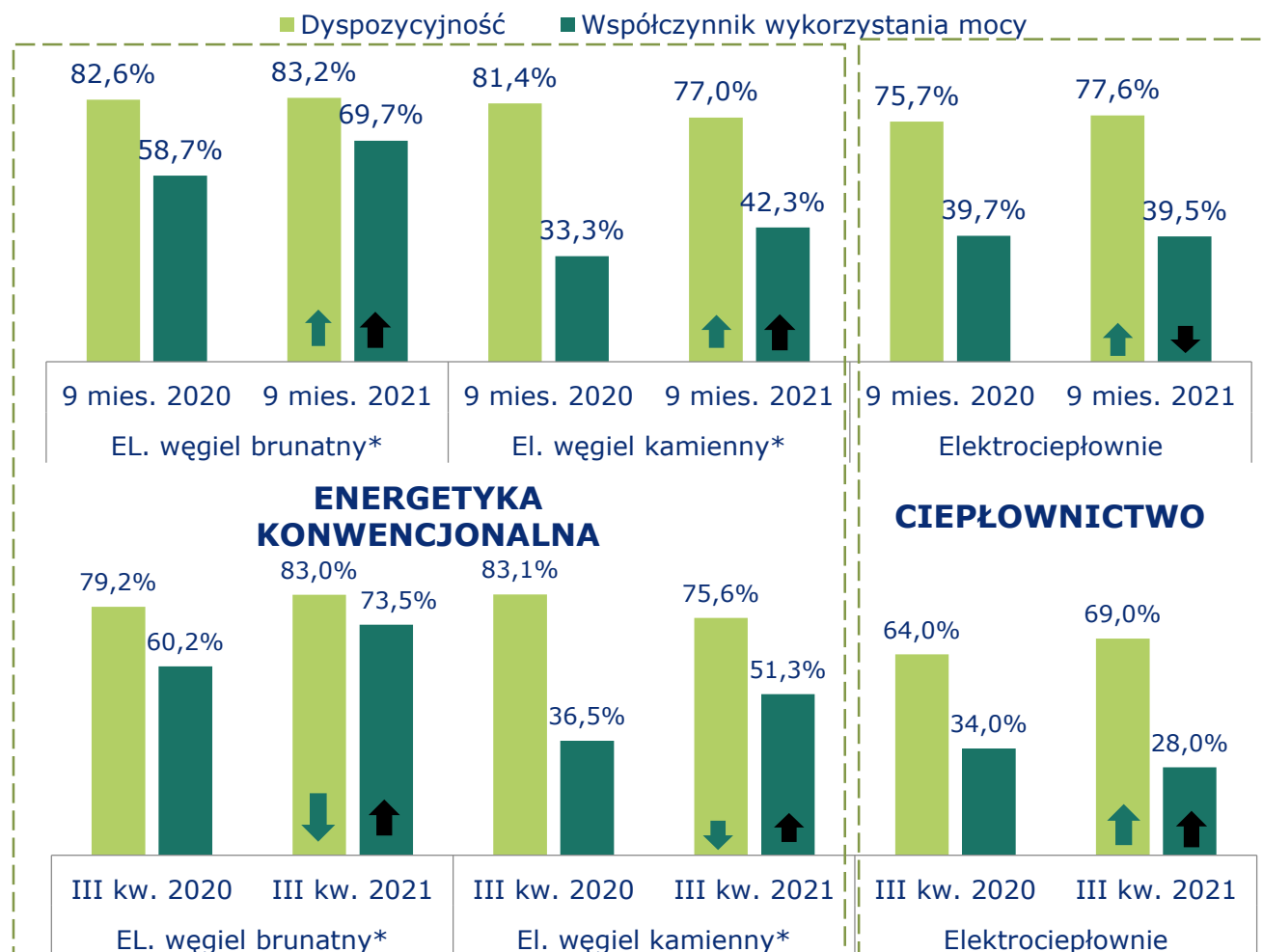
Gwałtowny wzrost cen CO₂ napędza ceny energii. Wzrost uproszczonego CDS w efekcie dynamicznej sytuacji rynkowej

Kontrakt pasmowy 1Y Forward i ceny CO₂



Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Wyższe obciążenie kluczowych elektrowni i elektrociepłowni

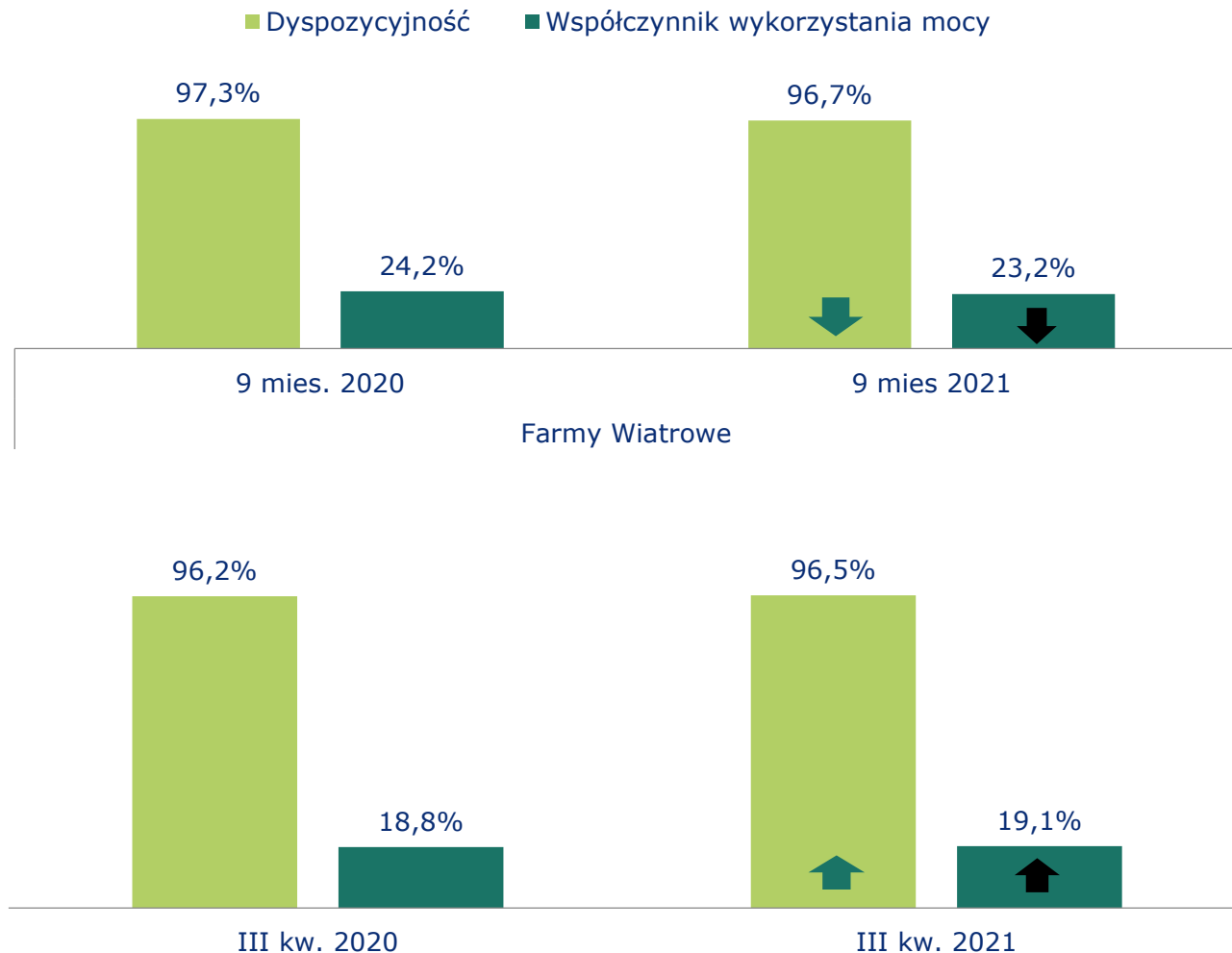


- Istotnie wyższe obciążenie elektrowni wobec zwiększonego zapotrzebowania KSE oraz eksport energii netto.
- Porównywalne wykorzystanie elektrociepłowni (spadek produkcji w elektrociepłowniach gazowych oraz wzrost produkcji w elektrociepłowniach węglowych).

* Bez uwzględniania bloków nr 1-2 w Elektrowni Dolna Odra (interwencyjna rezerwa zimna w roku 2020 , bloki wyłączone z eksploatacji od stycznia 2021 r.) i bloków nr 1-2 w Rybniku (pracujących w rezerwie szczytowej)

42 Aktywa wytwórcze - wiatrowe

Niższa wietrzność w 2021 r., porównywalna produkcja w kwartale

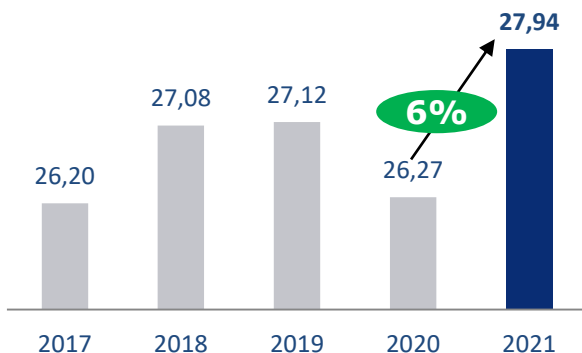


- Spadek wykorzystania mocy ze względu na słabsze warunki wietrzne w I pół. 2021 r.
- Niższa dyspozycyjność w okresie.

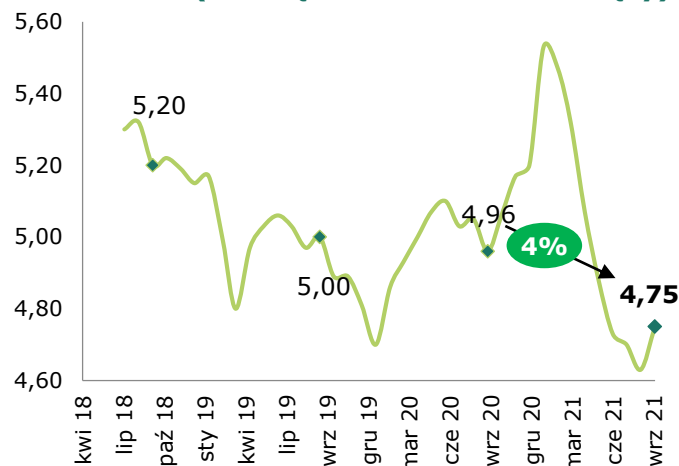
- Niewielki wzrost wykorzystania mocy.
- Nieco wyższa dyspozycyjność r/r

Aktywa dystrybucyjne

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej w 9 mies. (TWh)

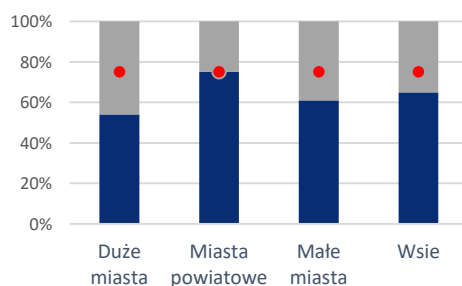


Straty sieciowe [%]
(krocząco ostatnie 12 miesięcy)

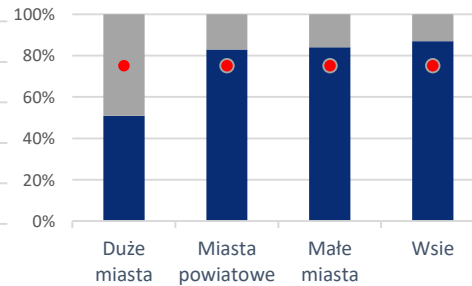


- Pozytywna dynamika wolumenu dystrybuowanej energii; zwiększony pobór energii przez wszystkie grupy taryfowe
- Niższy poziom strat sieciowych na koniec września br. (zmiana profilu odbiorców - niższe straty generowane na średnim i wysokim napięciu)

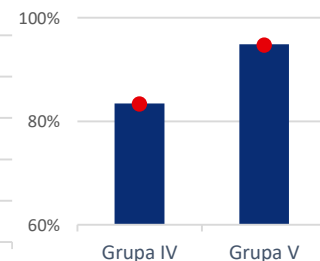
Czas trwania przerw*



Częstość przerw*



Czas przyłączenia*



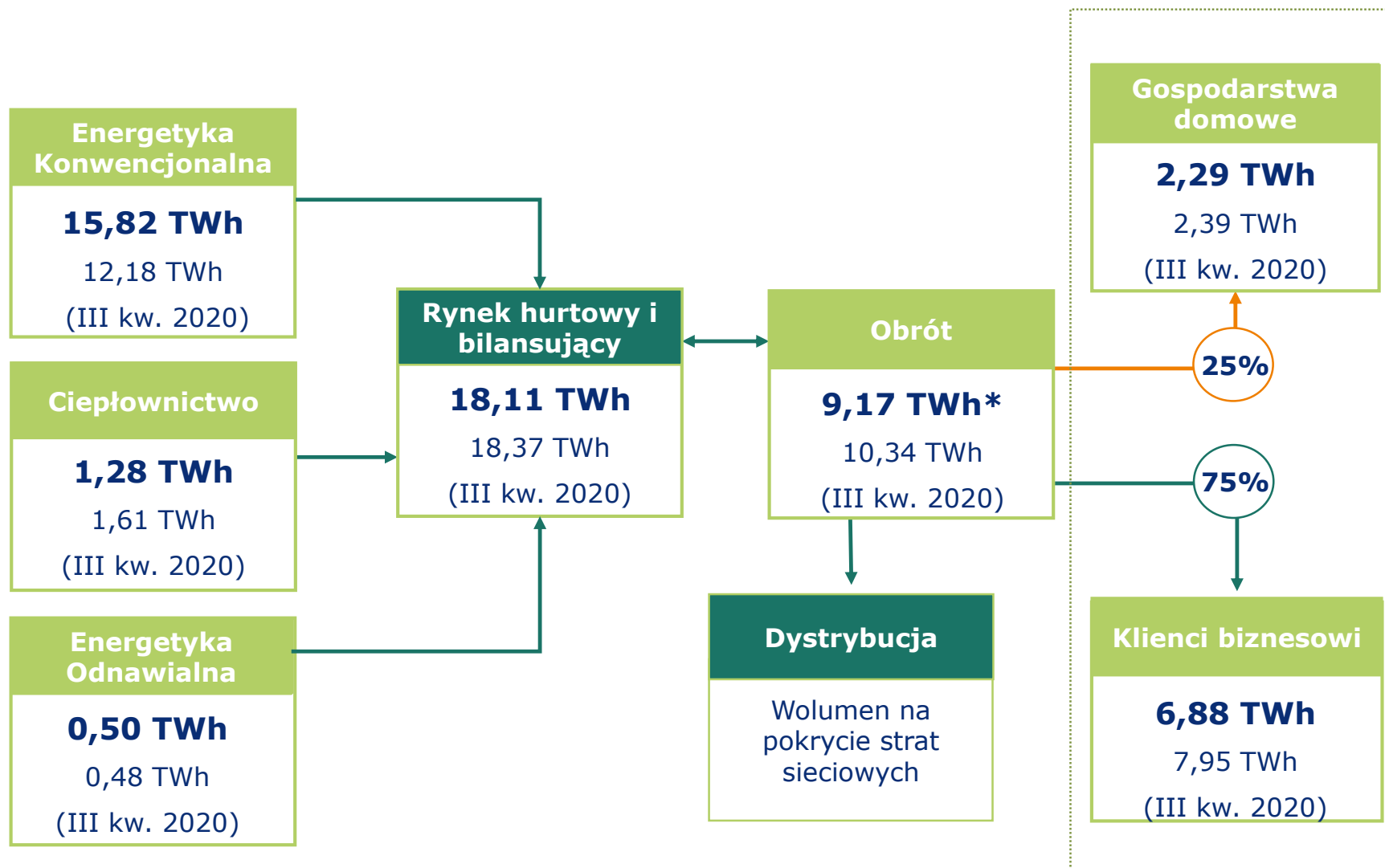
- Wskaźniki jakościowe SAIDI w zakresie indykowanego celu URE za trzy kwartały 2021.
- Część wskaźników SAIFI nie spełnia indykowanego celu URE ze względu na warunki atmosferyczne.
- Wypełniany cel URE dotyczący czasu przyłączenia.

*Wskaźniki zgodnie z regulacją jakościową, wykonanie względem indykowanych celów URE na dany okres

- Cel indykowany URE

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w III kw. 2021

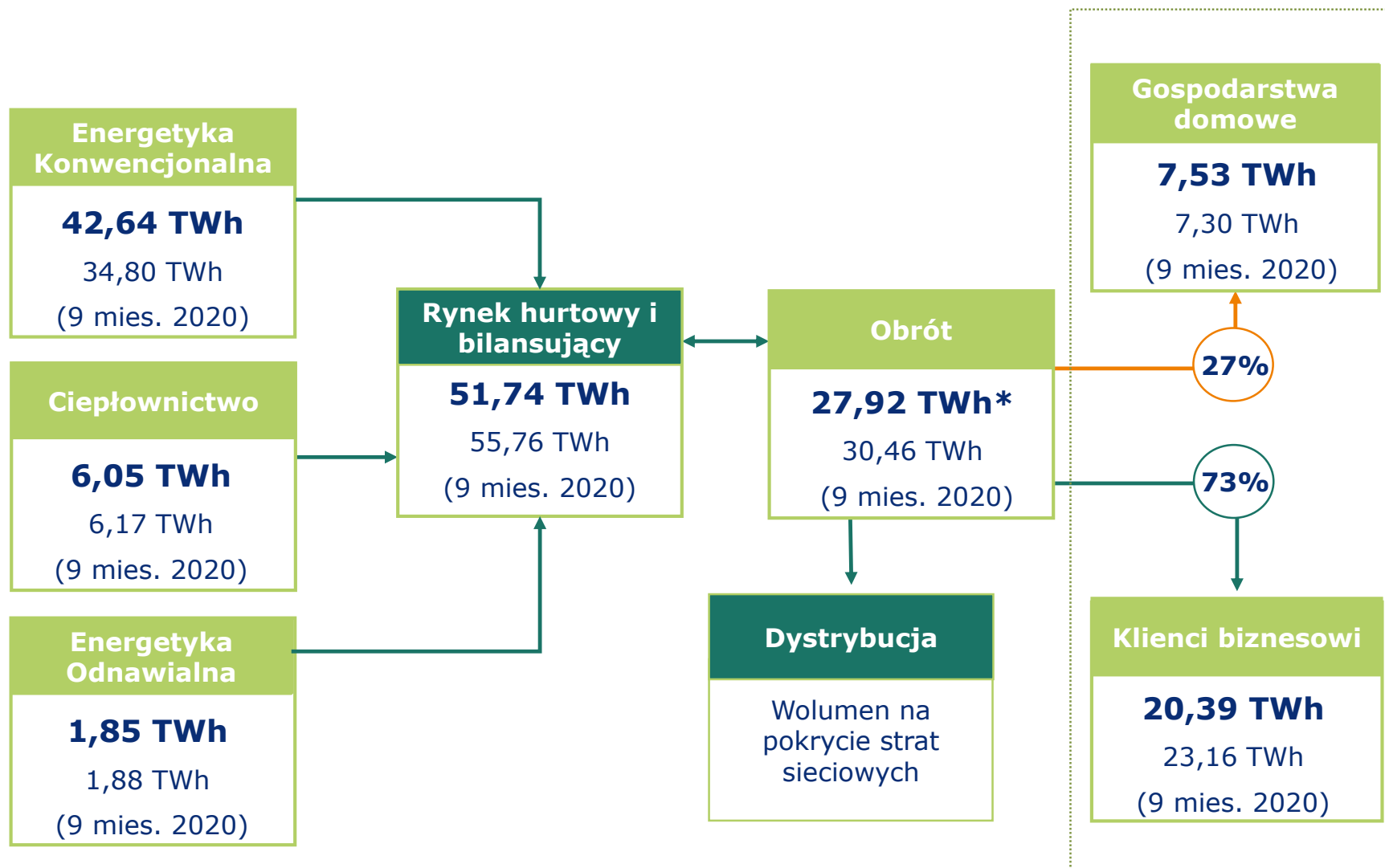
Ilustracyjnie



* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE. Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione. Źródło: PGE;

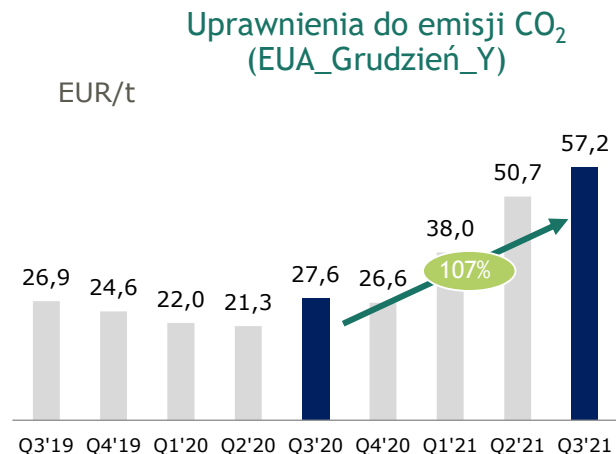
Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w 9 mies. 2021

Ilustracyjnie

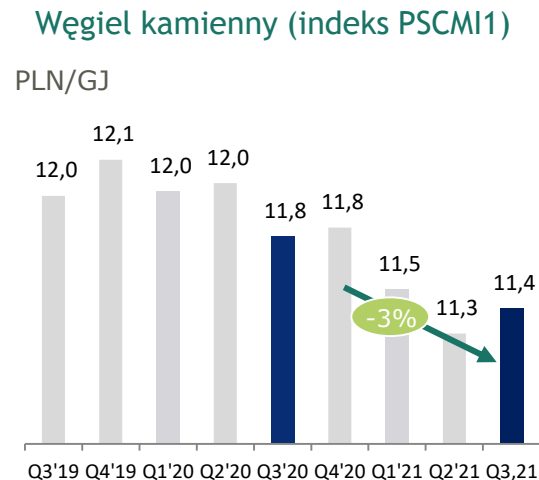


* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE. Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione. Źródło: PGE;

46 Wzrost cen energii na TGE r/r

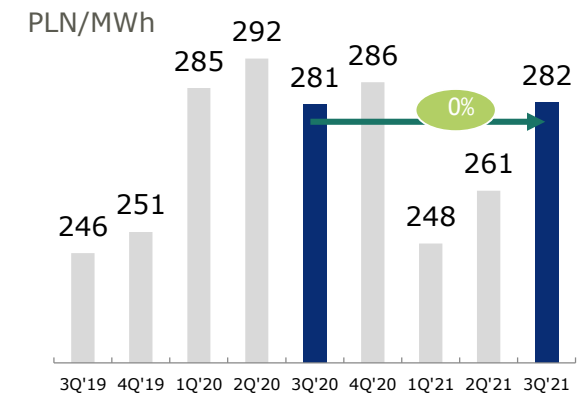


Źródło: Bloomberg, ICE, PGE



Źródło: ARP

Średnia cena hurtowa energii
zrealizowana przez PGE (segment EK*)

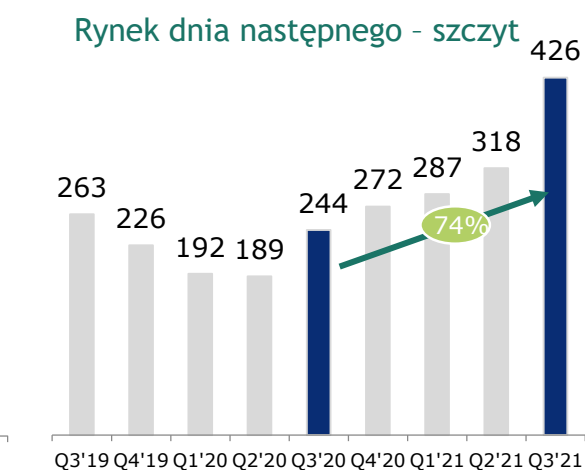


*średnia cena obliczona w oparciu o wolumen sprzedaży skorygowany o wolumen zakupu na rynku hurtowym.

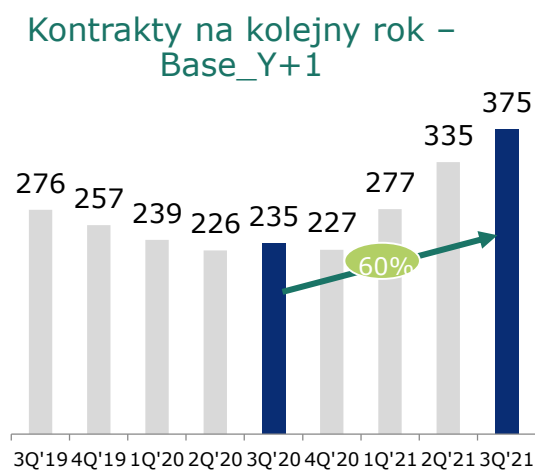
Średnie kwartalne ceny energii na TGE (w PLN/MWh)



Źródło: TGE



Źródło: TGE



Źródło: TGE

Zaproszenie na konferencję

W imieniu
Wojciecha Dąbrowskiego
Prezesa Zarządu
oraz
Lechosława Rojewskiego
Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych

zapraszamy na konferencję poświęconą
Wynikom finansowym za III kwartał 2021 r.,

która odbędzie się
w środę, 24 listopada 2021 r.
o godzinie 10.00 (CET)

W celu rejestracji prosimy o wizytę na stronie <https://infostrefa.tv/pge/>
Po dokonaniu rejestracji otrzymają Państwo link dostępu do transmisji.
Zalecamy **rejestrację co najmniej 15 minut przed planowaną transmisją.**

Wszelkie pytania prosimy kierować na adres ir@gkpge.pl
podczas trwania transmisji internetowej lub przed jej rozpoczęciem,
a także poprzez kwestionariusz na stronie transmisji.

Analitycy sell-side pokrywający PGE

Instytucja	Analityk
BDM	Krystian Brymora
BOŚ	Jakub Viscardi
Citigroup	Piotr Dzieciołowski
IPOPEMA	Robert Maj
mBank	Kamil Kliszczyk
Pekao	Marcin Górnik
PKO BP	Andrzej Rembelski
Santander Biuro Maklerskie	Paweł Puchalski
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
Trigon DM	Michał Kozak
Wood & Company	Ondrej Slama

Zastrzeżenie

Niniejsza prezentacja została przygotowana przez Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (dalej „Spółkę” lub „PGE”) oraz inne jednostki. Niniejsza prezentacja nie stanowi rekomendacji, oferty czy zachęty do sprzedaży lub zakupu papierów wartościowych Spółki, ani spółek zależnych, w żadnej jurysdykcji. Żadna część niniejszej prezentacji, ani fakt jej dystrybuowania nie powinien tworzyć podstawy, ani wiązany z jakąkolwiek decyzją inwestycyjną, kontraktem czy zobowiązaniem.

Działamy w sektorze dla którego trudno jest uzyskać precyzyjne informacje branżowe i rynkowe. Dane rynkowe i branżowe oraz prognozy i stwierdzenia użyte w niniejszej prezentacji dotyczące rynkowej pozycji PGE oparte są na założeniach, które uważamy za rozsądne i pochodzą z naszych wewnętrznych badań i analiz, wykonanych na nasze zamówienie przez podmioty zewnętrzne lub z publicznych źródeł i powszechnie dostępnych publikacji takich jak prasa.

Niniejsza prezentacja ani żadne materiały dystrybuowane wraz z tą prezentacją nie są adresowane, ani przeznaczone do użytku przez obywateli lub rezydentów żadnego stanu, kraju czy jurysdykcji, gdzie taka dystrybucja, publikacja, udostępnienie lub użycie byłyby sprzeczne z prawem, regulacją lub podlegało rejestracji bądź licencjonowaniu.

Prezentacja zawiera zwroty dotyczące przyszłości. Te zwroty zawierają słowa „antycypować”, „wierzyć”, „zamierzać”, „szacować”, „oczekiwać” oraz wyrazy bliskoznaczne. Wszystkie określenia inne niż informacje historyczne zawarte w niniejszej prezentacji, dotyczące m.in. finansów Spółki, strategii biznesowej, planów i celów Zarządu (także planów rozwoju i celów odnośnie produktów i usług) są zwrotami dotyczącymi przyszłości.

Kontakt dla inwestorów



Filip Osadczuk

Szef Relacji Inwestorskich

filip.osadczuk@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 24

Kom: +48 695 501 370



Krzysztof Dragan

krzysztof.dragan@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 15 13

Kom: +48 601 334 290



Stanisław Ozga
CFA

stanislaw.ozga@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 69

Kom: +48 887 171 324