

Wyniki finansowe i operacyjne za I kwartał 2021 r. **PREZENTACJA DLA INWESTORÓW**

25 maja 2021 roku

Dane finansowe



Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[MSR, mln PLN]	I kw. 2021	I kw. 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży	11 900	12 591	-5%
W tym: przychody z rynków mocy	671	-	-
EBITDA	2 206	1 770	25%
EBIT	1 164	773	51%
Zysk netto dla akcjonariuszy	808	432	87%
Zysk netto dla akcjonariuszy (bez odpisów)	844	457	85%
CAPEX	839	957	-12%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	-398	218	n/d
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-845	-2 263	-63%
Marża EBITDA	19%	14%	+5 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)*	5 309	6 681	
Dług netto/12 mies. EBITDA	1,42	1,96	

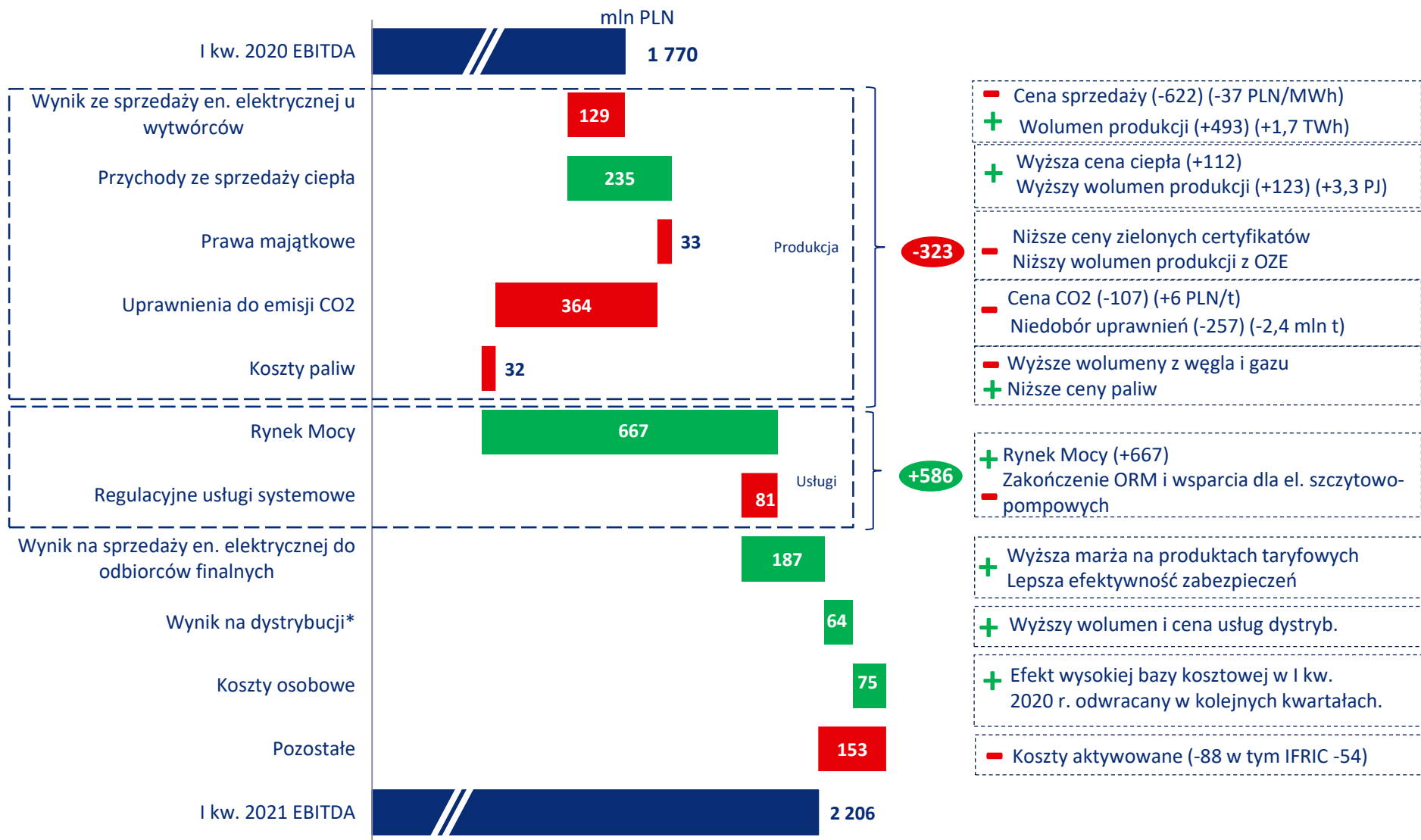
Brak
istotnych
zdarzeń
jednorazowych

[mln PLN]	31.03.2021	31.12.2020	Δ k/k	31.03.2021	31.03.2020	Δ r/r
Zadłużenie netto**	9 069	8 413	656	9 069	13 962	4 893

*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).

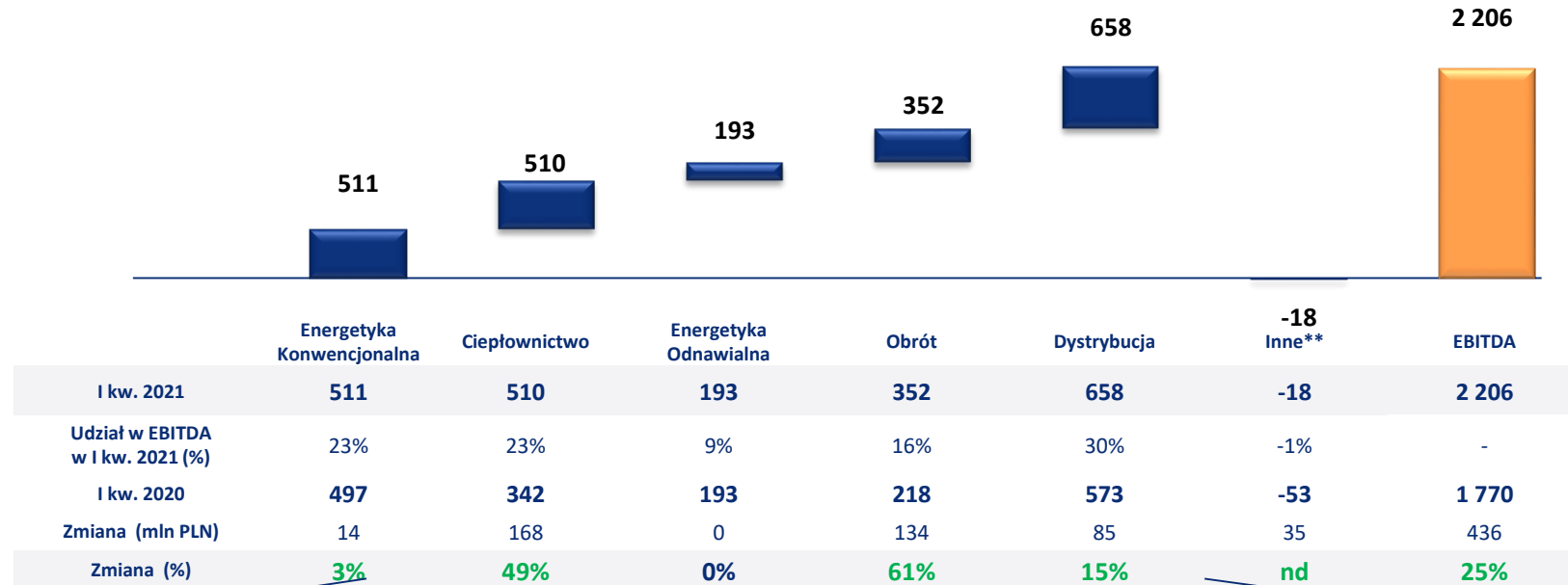
**Zmiana zadłużenia netto jest omówione szerzej na slajdzie nr 22.

Główne czynniki budowy wartości EBITDA



* Uwzględnia różnicę bilansową

Powtarzalny* zysk EBITDA w I kw. 2021 – składniki i dynamika



Ubytek marży na wytwarzaniu z racji spadku cen rynku hurtowego zniwelowany poprzez przychody z rynku mocy oraz wyższy wolumen produkcji.

Wyższa produkcja ciepła oraz wyższa cena ciepła w taryfach przeważają nad wzrostem kosztu zakupu uprawnień do emisji CO₂. Segment dodatkowo wsparty dzięki świadczeniu usług w ramach Rynku Mocy.

Gorsza wietrzność i niższe ceny zielonych certyfikatów zbilansowane efektem nowych mocy w farmach wiatrowych oraz wyższą ceną energii elektrycznej na rynku spot. W elektrowniach szczytowo-pompowych Rynek Mocy zastępuje dotychczasowe przychody z usług systemowych.

Przy niższym wolumenie sprzedaży wysoki wzrost marży jednostkowej jako rezultat poprawionej efektywności zabezpieczenia energii elektrycznej.

Wyższy wolumen oraz wzrost taryfy dystrybucyjnej w efekcie wyższej Wartości Regulacyjnej Aktywów.

* W I kw. 2021 oraz 2020 brak zdarzeń o charakterze jednorazowym

** Segment Pozostała działalność i korekty konsolidacyjne oraz od 2021 r. segment Gospodarka Obiegu Zamkniętego

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna

[mln PLN]	I kw. 2021	I kw. 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	5 848	6 804	-14%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4 104	5 298	-23%
Przychody z rynku mocy*	513	0	-
Regulacyjne usługi systemowe	90	114	-21%
Przychody ze sprzedaży CO ₂	1 018	1 276	-20%
Koszty rodzajowe, w tym:	4 188	3 878	8%
Amortyzacja	471	429	10%
Zużycie materiałów	802	779	3%
Zużycie energii	4	2	100%
Usługi obce	328	359	-9%
Podatki i opłaty	1 833	1 523	20%
Koszty osobowe	705	746	-5%
Pozostałe koszty	45	39	15%
Koszty aktywowane	-101	-171	-41%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	1 799	3 102	-42%
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	79	65	22%
EBIT	41	59	-31%
EBITDA	511	497	3%

*w Sprawozdaniu Zarządu pozycja Rynek Mocy została skorygowana o kary prezentowane w pozostałej działalności operacyjnej.

7 Przychody i koszty segmentu

Ciepłownictwo

[mln PLN]	I kw. 2021	I kw. 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 884	1 738	8%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	825	778	6%
Przychody z rynku mocy	77	0	-
Przychody ze sprzedaży CO2	9	4	125%
Przychody ze sprzedaży ciepła	922	707	30%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 436	1 342	7%
Amortyzacja	153	144	6%
Zużycie materiałów	667	659	1%
Zużycie energii	2	2	0%
Usługi obce	115	90	28%
Podatki i opłaty	378	303	25%
Koszty osobowe	113	134	-16%
Pozostałe koszty	8	10	-20%
Koszty aktywowane	-10	-10	0%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	116	230	-50%
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	15	19	-21%
EBIT	357	195	83%
EBITDA	510	342	49%

8 Przychody i koszty segmentu

Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	I kw. 2021	I kw. 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	323	310	4%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	199	159	25%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	44	84	-48%
Przychody z RUS*	8	64	-88%
Przychody z Rynku Mocy	71	0	n/d
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	1	3	-67%
Koszty rodzajowe, w tym:	224	196	14%
Amortyzacja	89	74	20%
Zużycie materiałów	2	2	0%
Zużycie energii	57	55	4%
Usługi obce	28	20	40%
Podatki i opłaty	18	16	13%
Koszty osobowe	27	27	0%
Pozostałe koszty	3	2	50%
Koszty aktywowane	-3	-3	n/d
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0	0	n/d
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	2	2	0%
EBIT	104	119	-13%
EBITDA	193	193	0%

*Zgodnie z MSSF 16 część przychodów z regulacyjnych usług systemowych (RUS) klasyfikowana jest jako przychody z leasingu – przez wzgląd na porównywalność ze starszymi prezentacjami prezentujemy sumę tych kategorii

9 Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	I kw. 2021	I kw. 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 677	1 641	2%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 599	1 560	2%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	48	51	-6%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 361	1 398	-3%
Amortyzacja	310	313	-1%
Zużycie materiałów	14	16	-13%
Zużycie energii	221	207	7%
Usługi obce	355	399	-11%
Podatki i opłaty	134	127	6%
Koszty osobowe	324	332	-2%
Pozostałe koszty	3	4	-25%
Koszty aktywowane	-15	-11	36%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0	0	-
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	17	7	143%
EBIT	348	261	33%
EBITDA	658	573	15%

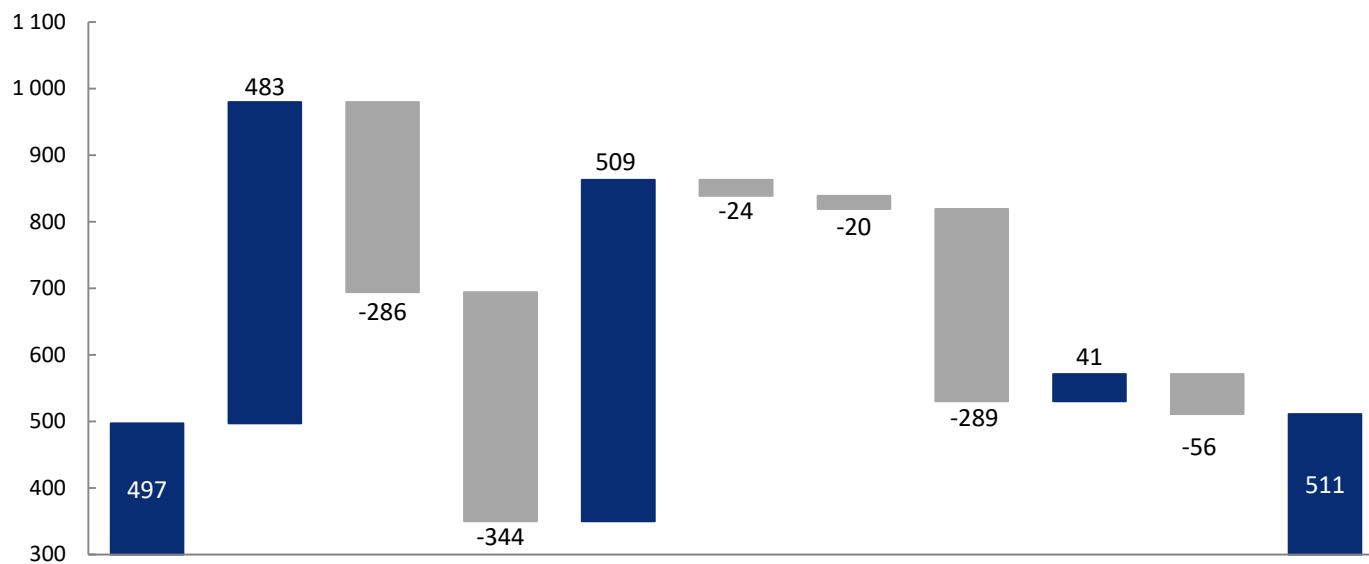
10 Przychody i koszty segmentu

Obrót

[mln PLN]	I kw. 2021	I kw. 2020	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	10 498	10 167	3%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 369	3 983	-15%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO2	6 639	5 569	19%
Przychody ze sprzedaży gazu	105	108	-3%
Przychody ze sprzedaży innych paliw	132	249	-47%
Koszty rodzajowe, w tym:	446	435	3%
Amortyzacja	8	9	-11%
Zużycie materiałów	1	1	0%
Zużycie energii	1	1	0%
Usługi obce	66	77	-14%
Podatki i opłaty	258	236	9%
Koszty osobowe	96	99	-3%
Pozostałe koszty	16	12	33%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	9 710	9 601	1%
Wynik na pozostałej działalności operacyjnej	1	79	-99%
EBIT	343	210	63%
EBITDA	352	218	61%

11 EBITDA segmentu w I kw. 2021

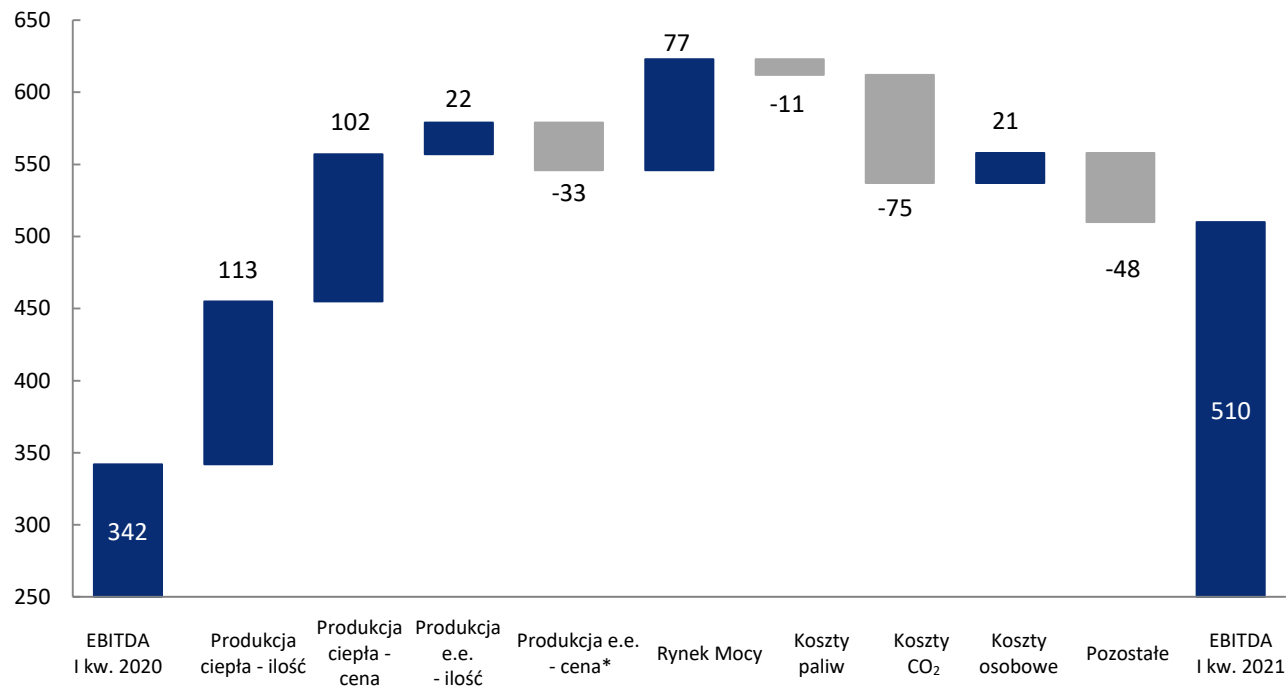
Energetyka Konwencjonalna



	EBITDA I kw. 2020	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Wynik na opt. portfela e.e.	Rynek Mocy	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO ₂	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2021
Odchylenie		483	-286	-344	509	-24	-20	-289	41	-56	
EBITDA I kw. 2020	497	3 038		444	0	114	644	1 356	746	353	
EBITDA I kw. 2021		3 235		100	509	90	664	1 645	705	409	511

EBITDA segmentu w I kw. 2021

Ciepłownictwo

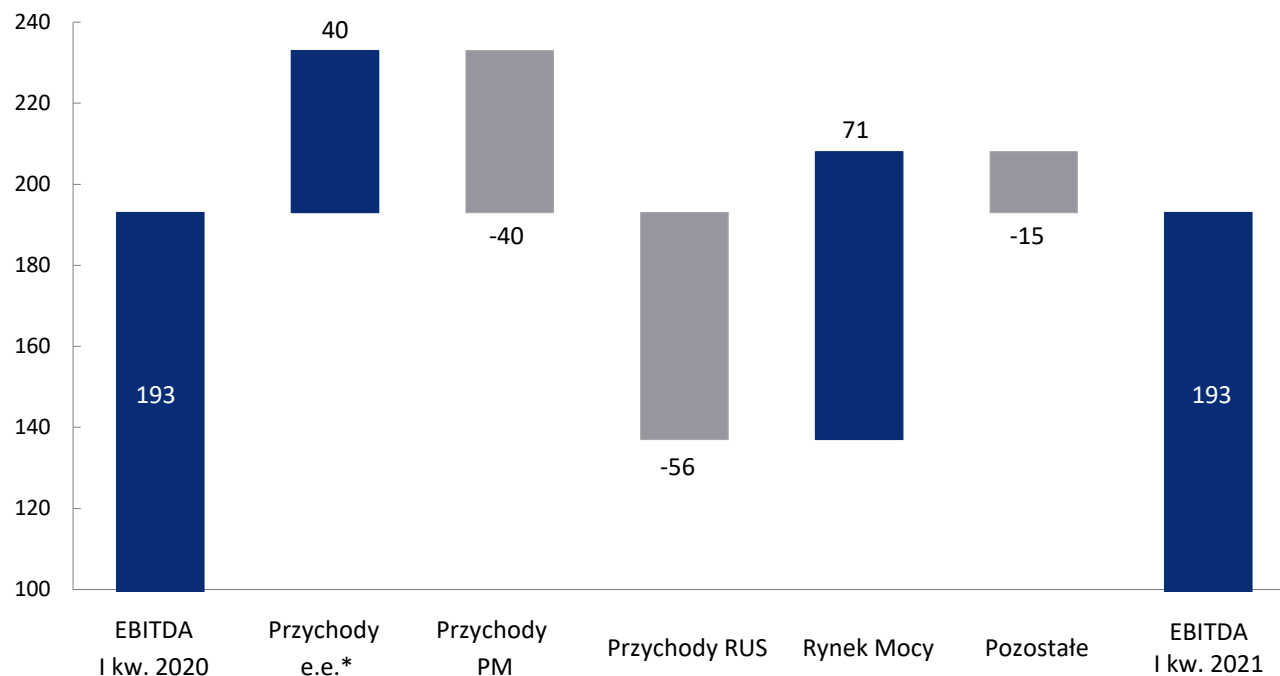


Odchylenie	113	102	22	-33	77	-11	-75	21	-48	
EBITDA I kw. 2020	342	707		740	0	643	273	134	55	
EBITDA I kw. 2021		922		729	77	654	348	113	103	510

*Zawiera koszty umorzenia PM dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców finalnych

13 EBITDA segmentu w I kw. 2021

Energetyka Odnawialna

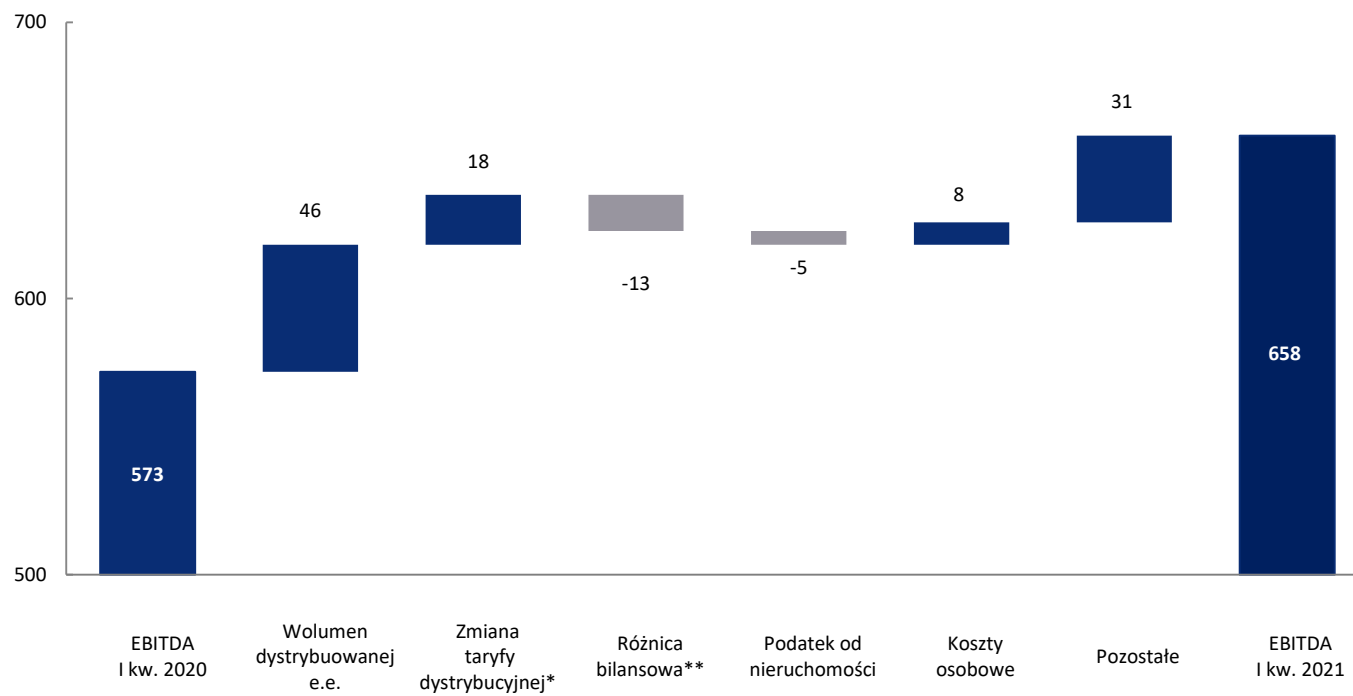


Odchylenie		40	-40	-56	71	-15	
EBITDA I kw. 2020	193	159	84	64	0	114	
EBITDA I kw. 2021		199	44	8	71	129	193

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

14 EBITDA segmentu w I kw. 2021

Dystrybucja



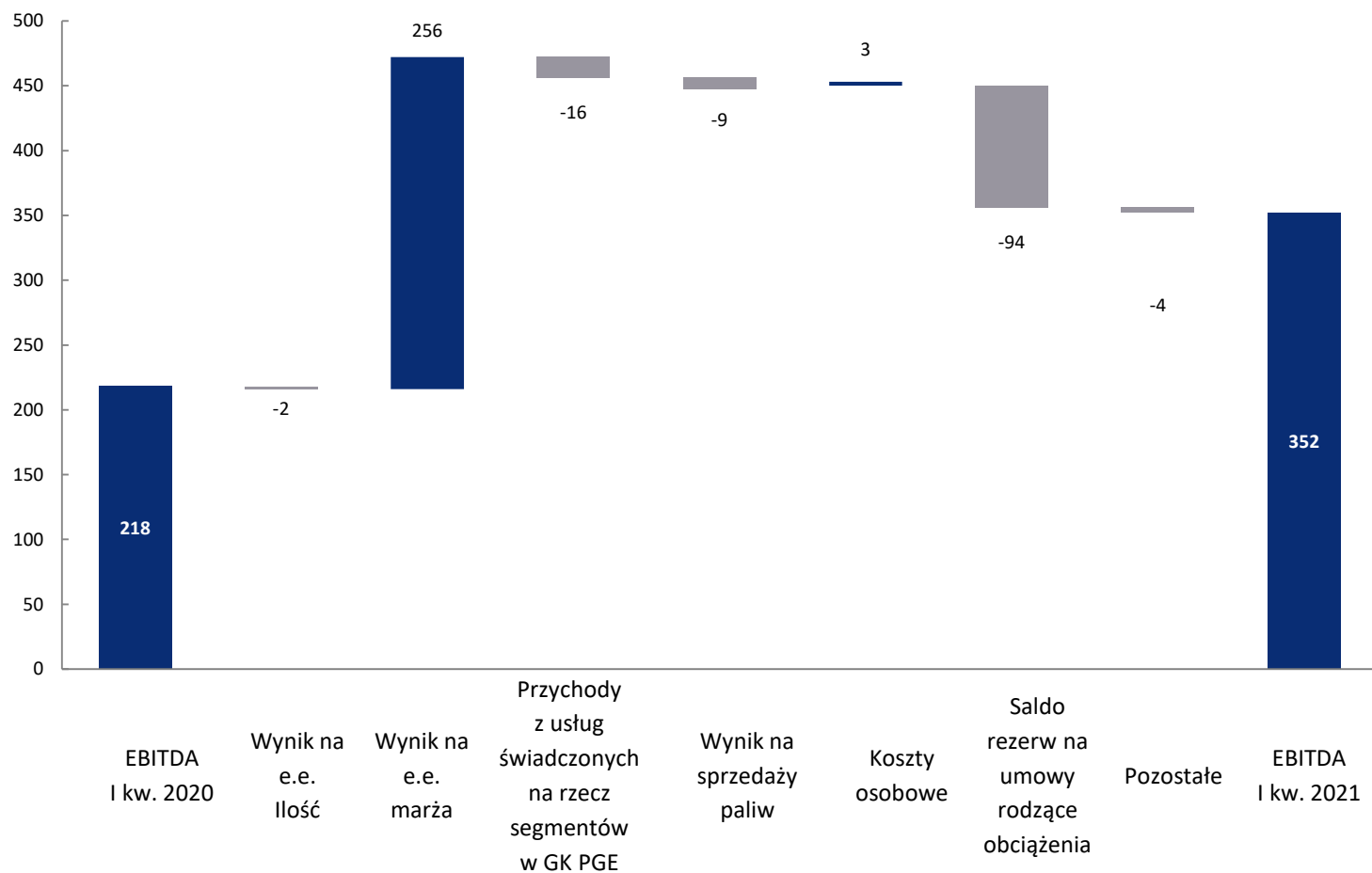
Odchylenie	46	18	-13	-5	8	31	
EBITDA I kw. 2020	573	1 188	196	109	332	22	
EBITDA I kw. 2021		1 252	209	114	324	53	658

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

** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

15 EBITDA segmentu w I kw. 2021

Obrót



Odchylenie

EBITDA I kw. 2020	218	32	235	7	99	94	51
EBITDA I kw. 2021		286	219	-2	96		55
							352

Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	I kw. 2021	2020
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	11 475
	Zadłużenie netto (mln PLN)	8 413
	Dług netto/12M EBITDA	1,42x
	Dług netto/Kapitał własny	0,20x

	MOODY'S	FITCH
Silna pozycja finansowa potwierdzona przez agencje ratingowe	Długoterminowy rating spółki (IDR)	Baa1
	Perspektywa ratingu	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	7 lipca 2020
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia	BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu	4 sierpnia 2011
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	7 lipca 2020
	Długoterminowy rating krajowy spółki	AA (pol)
	Data nadania ratingu	10 sierpnia 2012
	Data ostatniej zmiany ratingu	3 sierpnia 2016

Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mIn PLN	I kw. 2021	I kw. 2020	
Operacyjne	-398	218	
Inwestycyjne	-845	-2 263	
Finansowe	-36	2 748	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	-1 279	703	



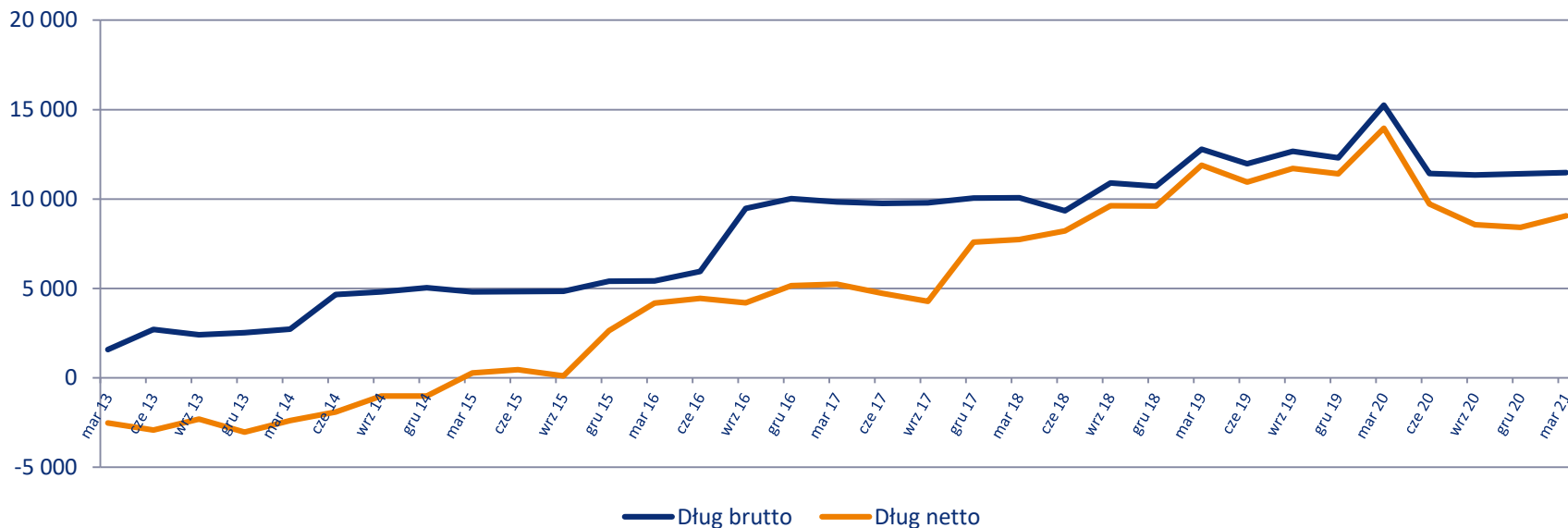
Dane z bilansu skonsolidowanego

mIn PLN	B.Z. I kw. 2021	B.O. I kw. 2021	Δ I kw. 2021
Środki pieniężne i ekwiwalenty	2 902	4 189	-1 287
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	5	46	-41
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-501	-1 239	738
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	2 406	2 996	-590
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-2 127	-1 384	-743
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-9 348	-10 025	677
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-11 475	-11 409	-66
Zadłużenie netto*	-9 069	-8 413	-656

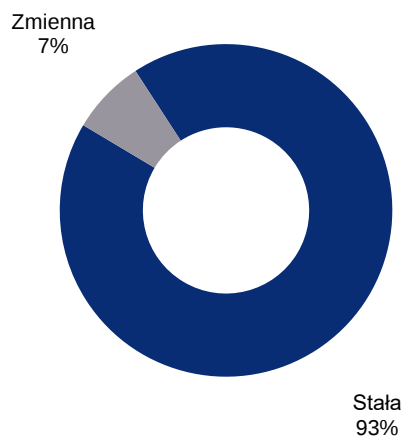
*Zobowiązania zaprezentowane są ze znakiem ujemnym, przez wzgląd na arytmetyczną spójność między bilansem a cash flow

Struktura długu oraz zadłużenie (stan na 31.03.2021)

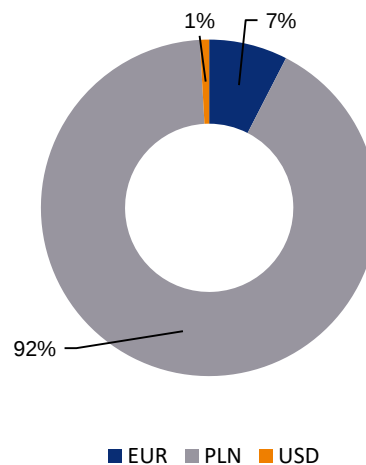
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

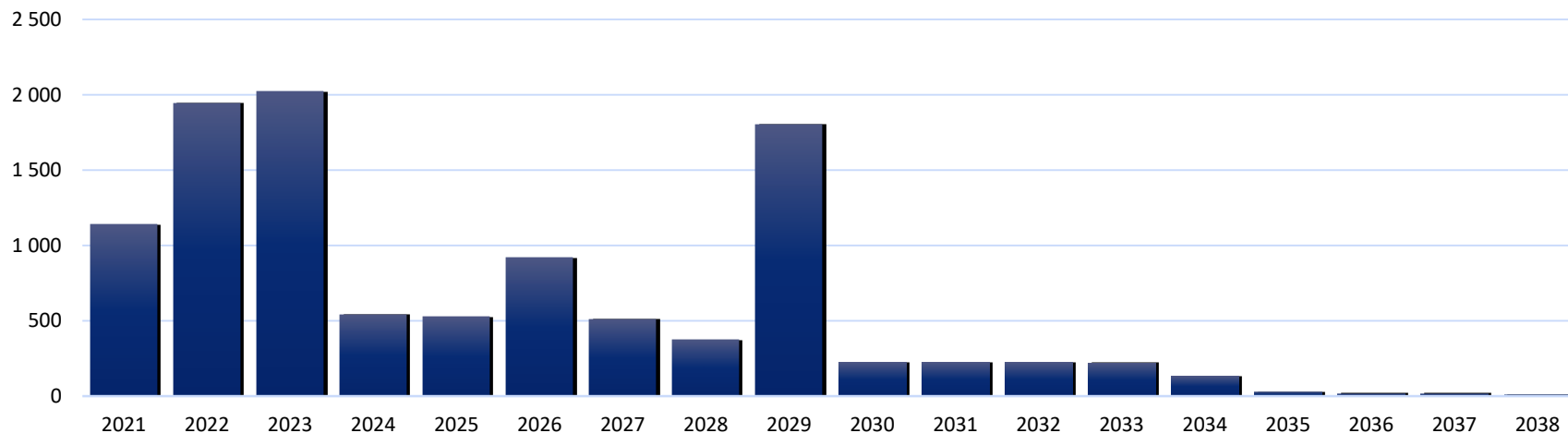


Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia (po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających)

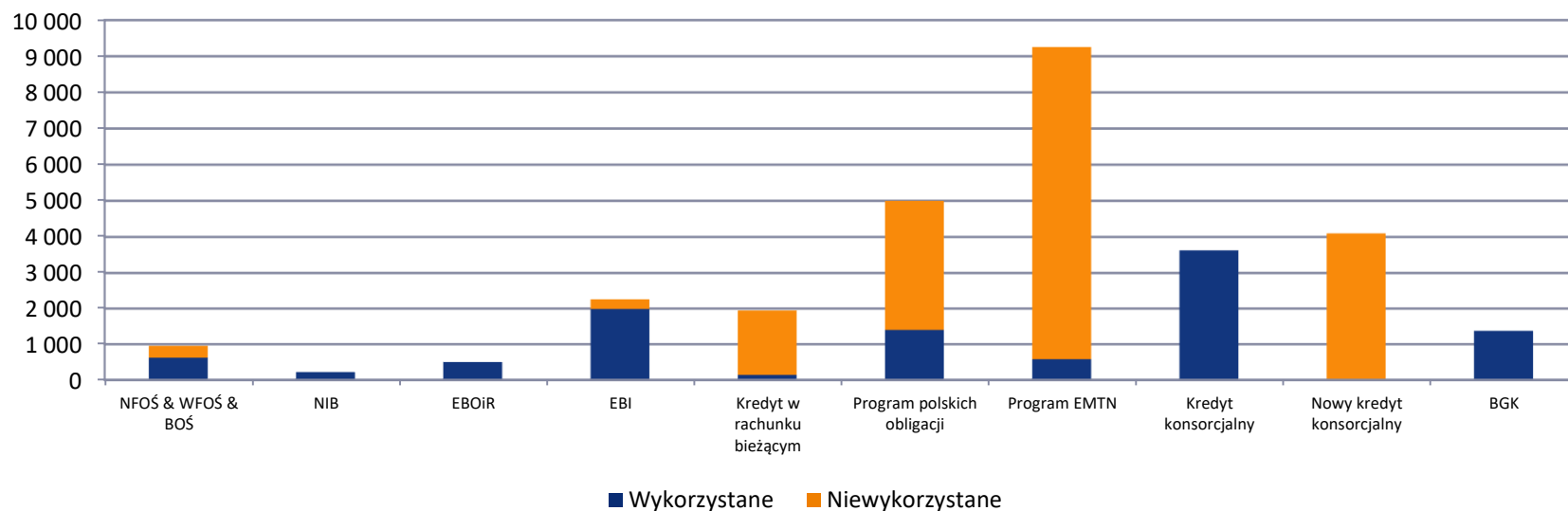


Zapadalność zadłużenia oraz dostępność finansowania

Profil zapadalności zadłużenia (w mln PLN) na 31 marca 2021 r.

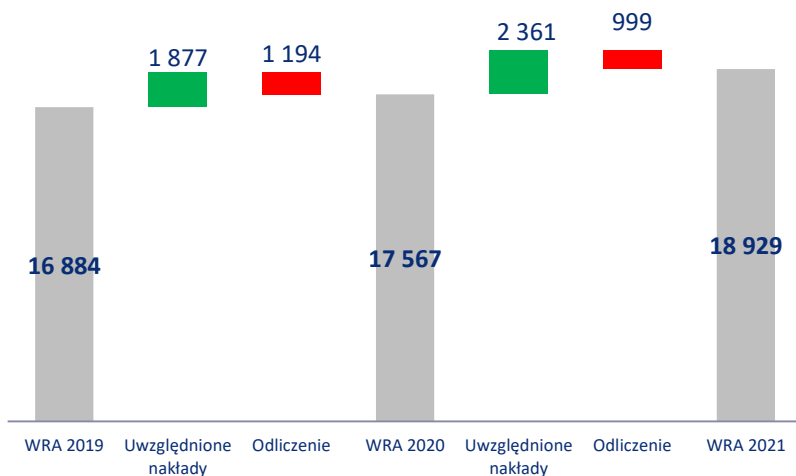


Wykorzystanie i dostępność zewnętrznego finansowania (w mln PLN) wg stanu na 31 marca 2021 r.

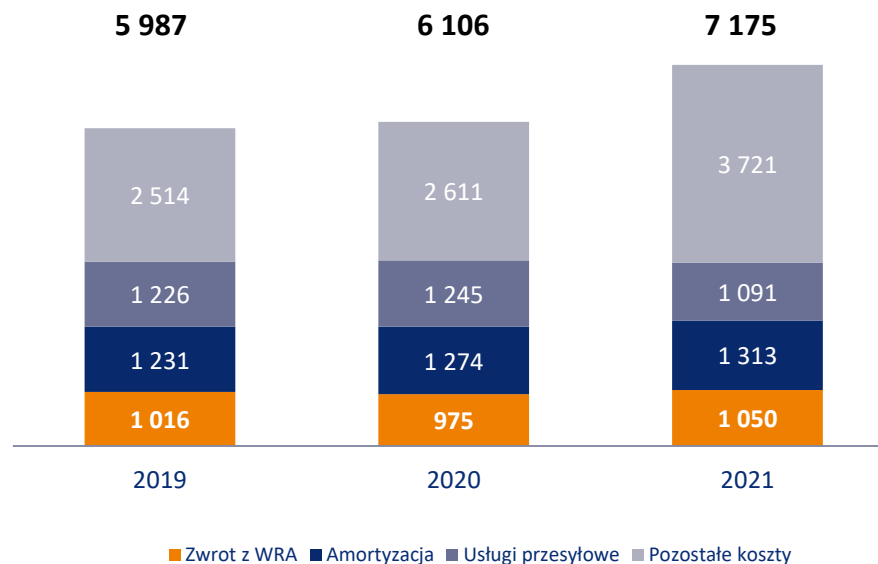


Fundamenty dystrybucji

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 3 miesięcy 2021 r. instalacje GK PGE wyemitowały 17,84 mln ton CO₂. Koszty związane z emisją CO₂ w powyższym okresie wyniosły ok. 1 993 mln PLN.

GK PGE nie przysługuje przydział darmowych uprawnień do emisji z tytułu wytwarzania energii elektrycznej w 2021 roku. W przypadku uprawnień EUA na emisje CO₂ związane z wytwarzaną energią ciepłą harmonogram przydziału na 2021 rok nie został jeszcze zatwierdzony, 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 14)

	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
Umorzenie	-2	-168
Sprzedaż	-10	-1 035
Stan na dzień 31 marca 2021	58	6 191

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

Rezerwy na zakup uprawnień CO₂ (SSF, nota 19), w mln PLN

Stan na 1 stycznia 2021 r.	6 318
Umorzenie	-168
Rozwiązanie	-
Utworzenie rezerwy za I kw. 2021 r.	1 993
Pozostałe zmiany	-
Stan na 31 marca 2021 r.	8 143

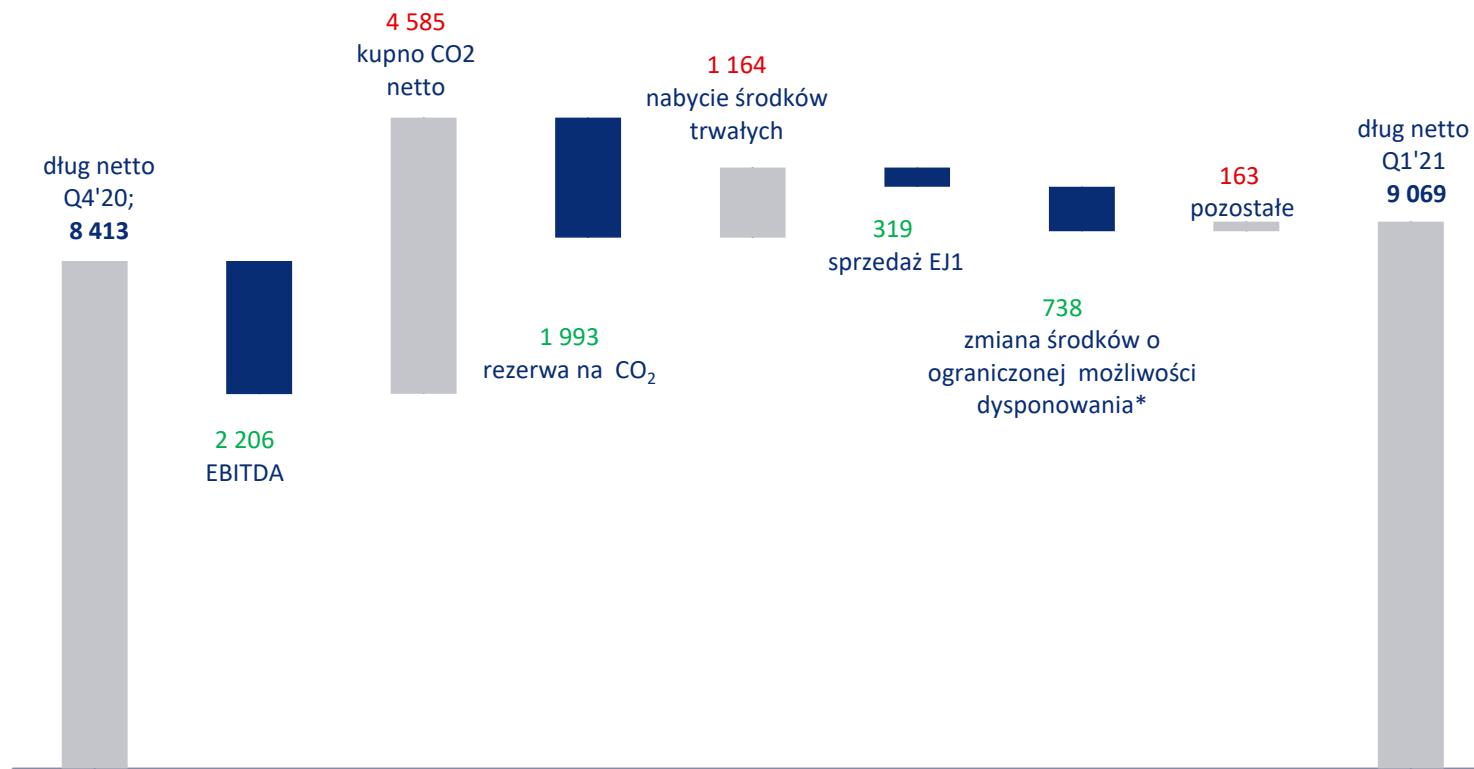
Wpływ na rachunek zysków i strat (mln PLN) – ilustracyjnie

	I kw. 2021 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	7 222
Podatki i opłaty	2 648

22 Dług netto I kw. 2021 r.

Czynniki wpływające na wzrost długu netto

Wpływ poszczególnych wielkości bilansowych w I kwartale 2021 r. na zmianę długu netto (mln PLN)



*Głównie zmiana środków na rachunkach VAT (mechanizm podzielonej płatności)

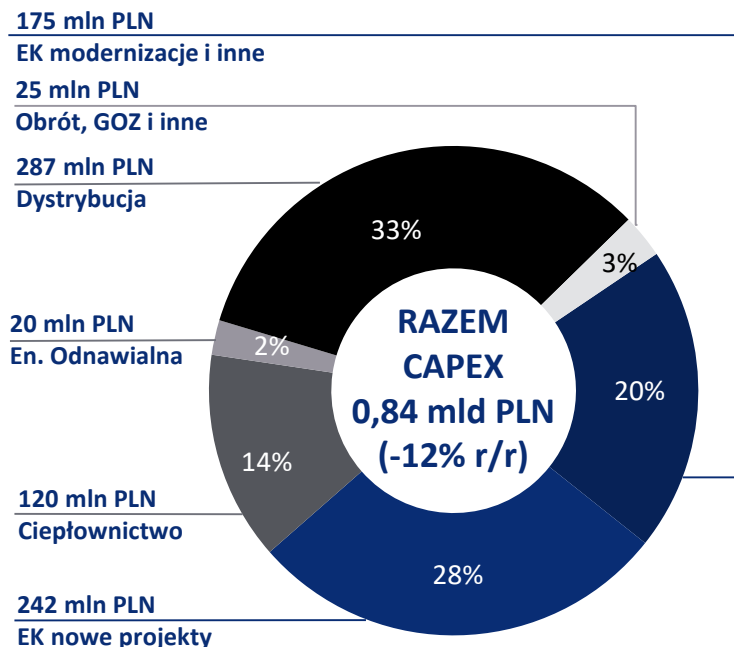
Nakłady inwestycyjne



24 Nakłady inwestycyjne

Segment (mln PLN)	I kw. 2021	I kw. 2020	r/r
Energetyka Konwencjonalna, w tym:	417	370	13%
Modernizacje i odtworzenie	170	207	-18%
Ciepłownictwo	120	43	179%
Dystrybucja, w tym:	287	427	-33%
Przyłączanie nowych odbiorców	129	189	-32%
Linie i sieci dystrybucyjne	73	156	-53%
Energetyka Odnawialna, w tym:	20	92	-78%
Modernizacje i odtworzenie	12	4	200%
Obrót, GOZ i pozostałe	25	47	-47%
SUMA	869	979	-11%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	839	957	-12%

Nakłady inwestycyjne w I kwartale 2021 r.



Kluczowe projekty		CAPEX w I kw. 2021
Wytwarzanie	Budowa bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra	167 mln PLN
	Modernizacje Energetyka Konwencjonalna	170 mln PLN
Dystrybucja	Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	135 mln PLN
	Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	139 mln PLN

Nowe projekty

Modernizacja i remonty

59%

41%

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

- Energetyka Konwencjonalna – budowa nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra (167 mln PLN)
- Dystrybucja – nakłady w kwocie 129 mln PLN poniesione na przyłączanie nowych odbiorców
- Ciepłownictwo – wydatki na projekty rozwojowe w wysokości 93 mln PLN

Dane operacyjne

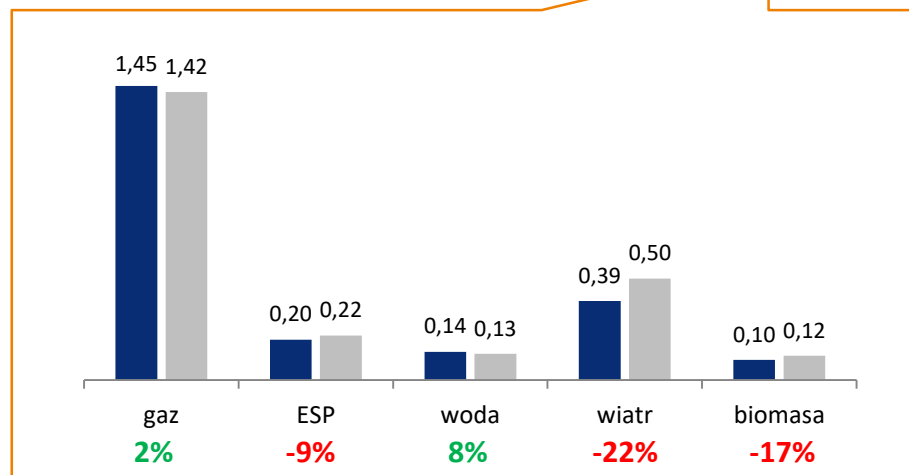
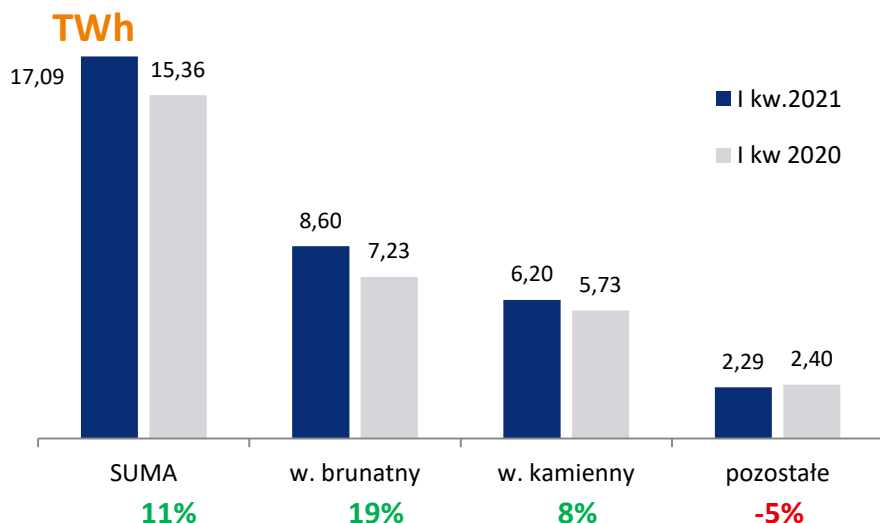


Kluczowe dane operacyjne

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

[TWh]	I kw. 2021	I kw. 2020	r/r
Produkcja energii el. netto, wg paliw:	17,09	15,36	11%
węgiel brunatny	8,60	7,23	19%
węgiel kamienny:	6,20	5,73	8%
w tym Energetyka Konwencjonalna	4,69	4,28	10%
w tym Opole 5/6*	1,71	1,84	-7%
w tym Ciepłownictwo	1,51	1,45	4%
gaz ziemny	1,45	1,42	2%
el. szczytowo-pompowe	0,20	0,22	-9%
woda	0,14	0,13	8%
wiatr	0,39	0,50	-22%
biomasa	0,10	0,12	-17%
odpady komunalne	0,01	0,01	0%
Sprzedaż ciepła [PJ]	22,96	19,75	16%
w tym Energetyka Konwencjonalna	2,26	1,90	19%
Sprzedaż energii el. do odbiorców finalnych	9,67	10,74	-10%
Dystrybucja energii el.	9,53	9,17	4%

Wolumen produkcji wg paliw – I kw. 2021 r/r



Energetyka Konwencjonalna

↑ **Produkcja energii:** Wzrost produkcji na węglu brunatnym i kamiennym ze względu na wzrost zapotrzebowania KSE i spadek salda importu. Niższa produkcja w el. wiatrowych.

↑ **Węgiel brunatny:** wyższe średnie obciążenie bloków ELB (+6% r/r) i ELT (+48% r/r).

↑ **Węgiel kamienny:** istotny wzrost produkcji w ELR (+0,5 TWh). Spadek produkcji w ELO (-0,1 TWh).

Ciepłownictwo.

↔ **Nieznaczny wzrost produkcji energii** (+0,1 TWh r/r)

↔ **Gaz ziemny:** porównywalna produkcja, spadek cen gazu o 1,3 PLN/GJ.

↑ **Ciepło:** Wzrost sprzedaży ciepła o **2,9 PJ (+16% r/r)** ze względu na niższe średnie temperatury dobowe (-1,6 °C).

OZE

↓ **Wiatr:** niekorzystne warunki pogodowe. Load factor na poziomie 27,7% wobec 41,7% w I kw. 2020.

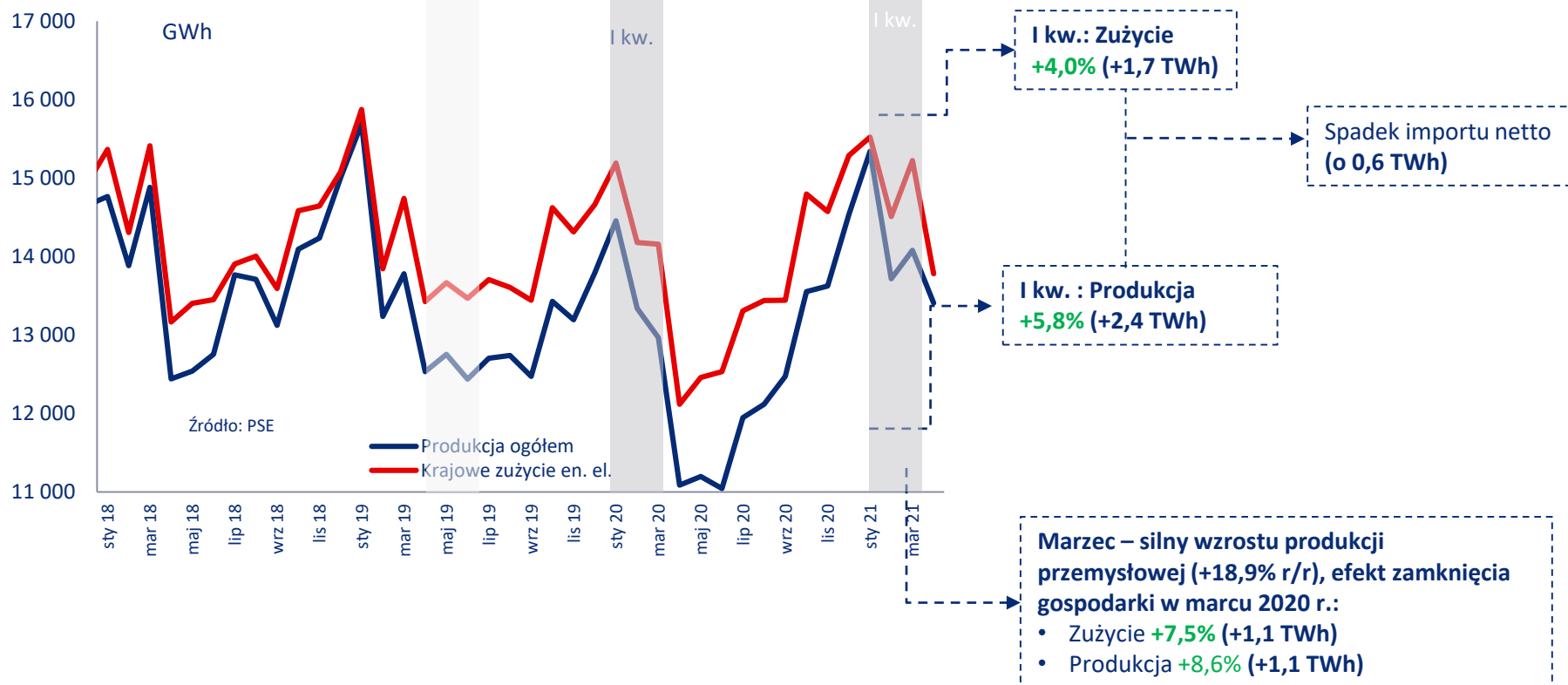
↑ **Woda:** wzrost produkcji, nieco lepsze warunki hydrologiczne.

* W 1Q 2021 i 1Q2020 wyprodukowane zostało 0,01 TWh z odpadów komunalnych (nieuwzględnione na wykresie)

Rynek energii elektrycznej (1)

Wzrost produkcji przemysłowej w I kw. 2021 i niskie temperatury: większe zapotrzebowanie

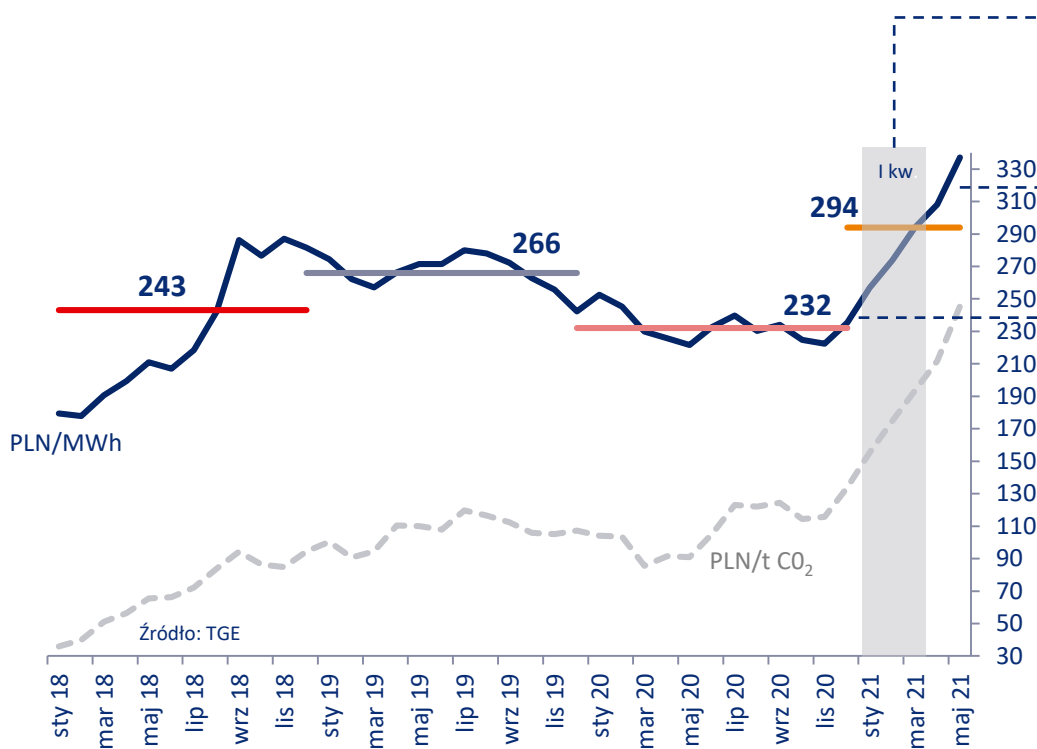
Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej



Rynek energii elektrycznej (2)

Silna presja na marże

Kontrakt pasmowy 1Y Forward i ceny CO₂



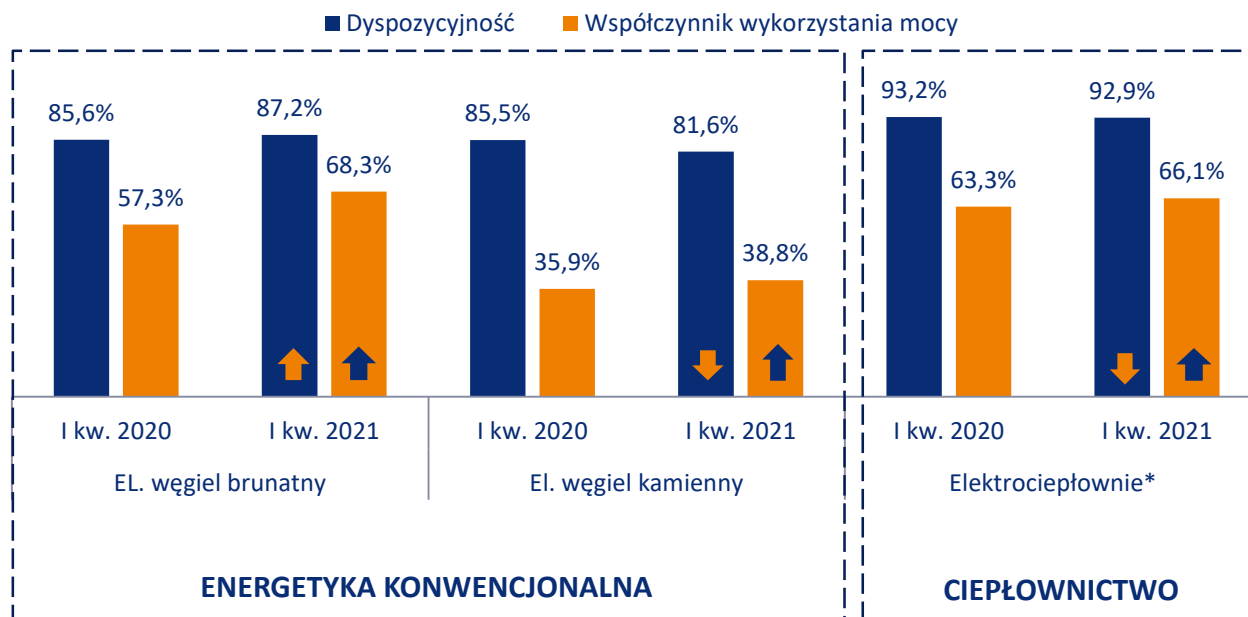
- Średnia cena hurt. zrealizowana przez Grupę PGE w I kw. 2021: Energetyka Konwencjonalna i Ciepłownictwo **~247 PLN/MWh**

- Aktualny wzrost cen CO₂ pociąga za sobą istotnie wyższą cenę BASE na rok 2022 o **62 PLN** **~294 PLN/MWh**
- Wzrost cen CO₂ nie odzwierciedlany w cenie energii elektrycznej

- BASE na 2021 niższy o **34 PLN r/r** (2021: **232 PLN/MWh**)
- Spadek cen skompensowany częściowo przychodami z Rynku Mocy

Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Wzrost produkcji aktywów konwencjonalnych

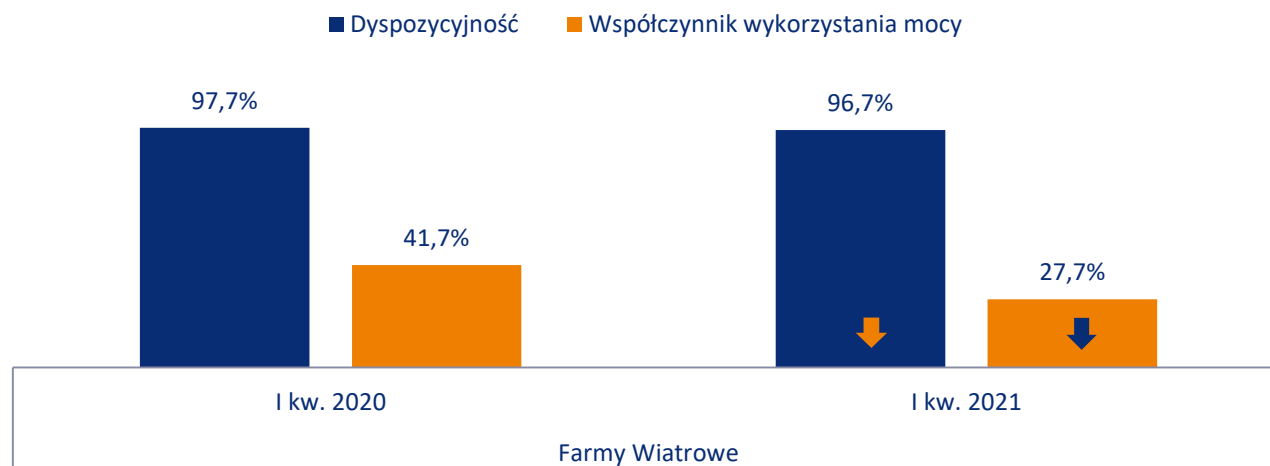


- Wyższe obciążenie elektrowni wobec wzrostu zapotrzebowania oraz niższego salda importu. Niższa produkcja el. wiatrowych.
- Wyższe wykorzystanie elektrociepłowni- efekt niższych temperatur kwartału (-1,6 °C) r/r.

* Elektrociepłownie segmentu Ciepłownictwo

Aktywa wytwórcze - wiatrowe

Gorsze warunki wietrzne



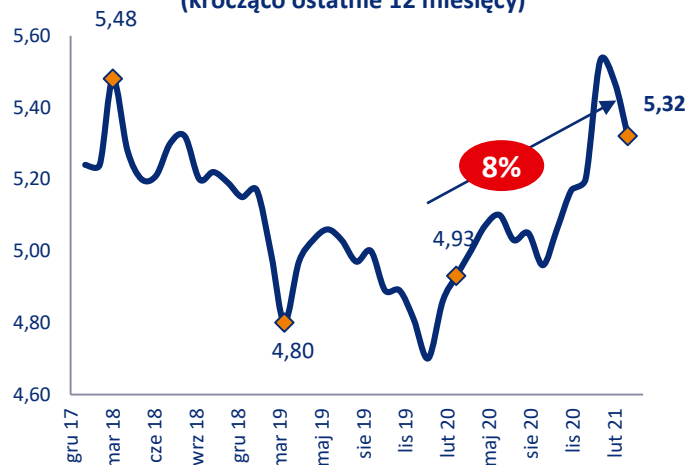
- Zdecydowanie niższa wietrzność w styczniu i lutym
- Spadek dyspozycyjności w kwartale

Aktywa dystrybucyjne

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)

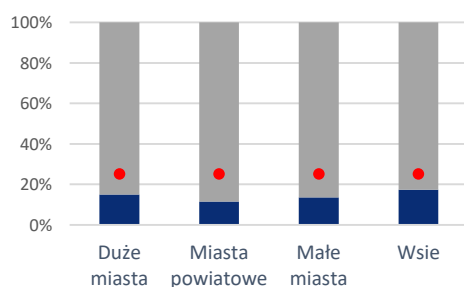


Straty sieciowe [%]
(krocząco ostatnie 12 miesięcy)

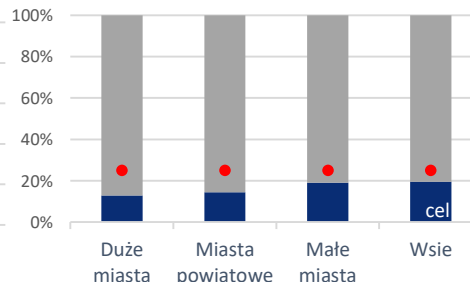


- Pozytywna dynamika wolumenu dystrybuowanej energii ze względu na zwiększony pobór energii przez klientów grupy taryfowej „G”
- Wyższy poziom strat sieciowych na koniec marca br. (zmiana profilu odbiorców – wyższe straty generowane na niskim napięciu)

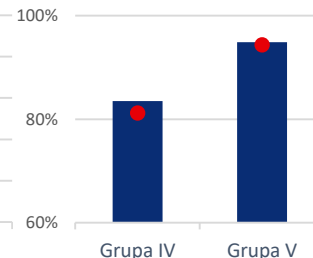
Czas trwania przerw*



Częstość przerw*



Czas przyłączenia



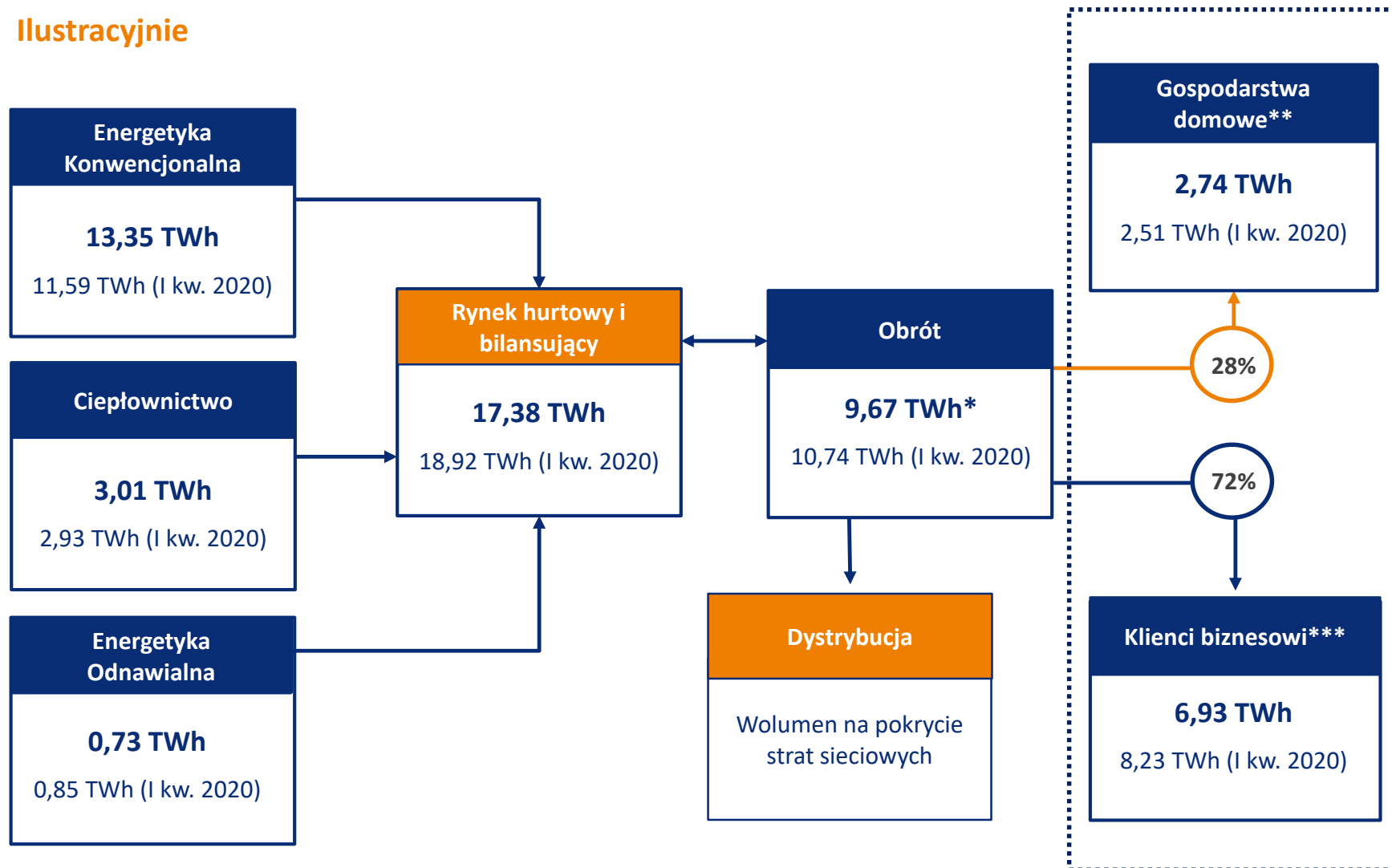
- Wskaźniki jakościowe SAIDI, SAIFI lepsze od indykowanego celu kwartalnego URE na rok 2021.
- Czas przyłączenia nie do końca wypełniany, m.in. w efekcie warunków atmosferycznych i pandemicznych, utrudniających przyłączenia. W granicach progu nieczułości.

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

- Cel indykowany URE

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w I kw. 2021

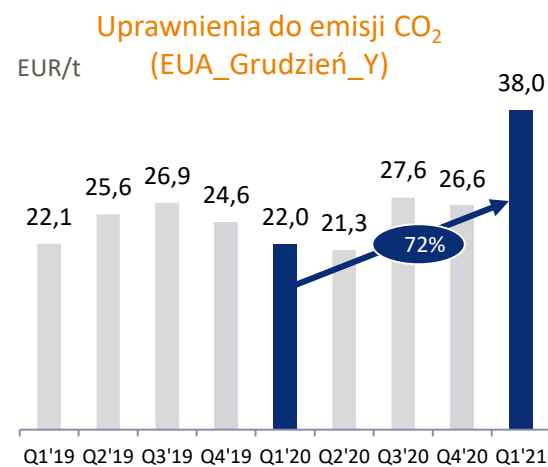
Ilustracyjnie



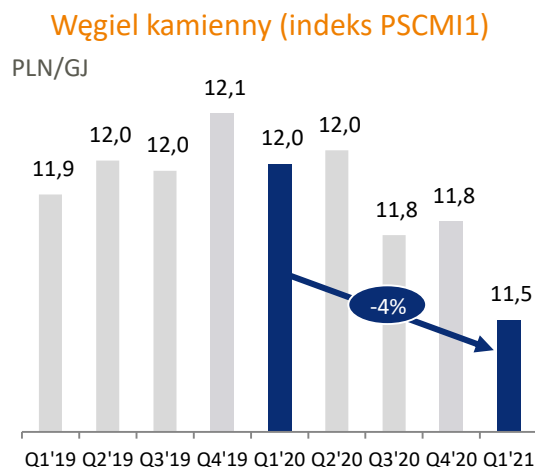
* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

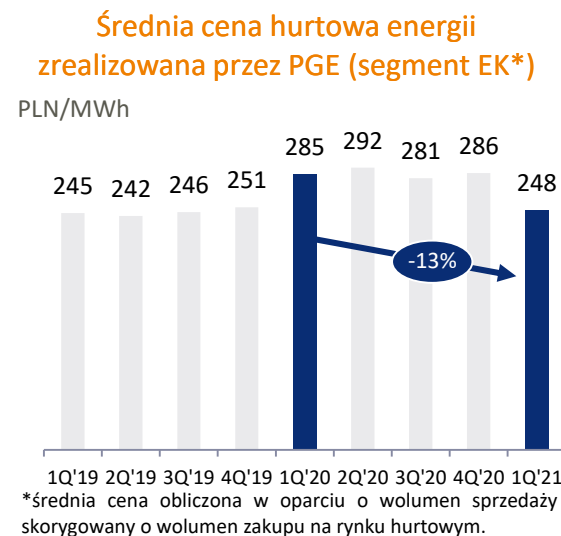
Wzrost cen energii na TGE r/r



Źródło: Bloomberg, ICE, PGE

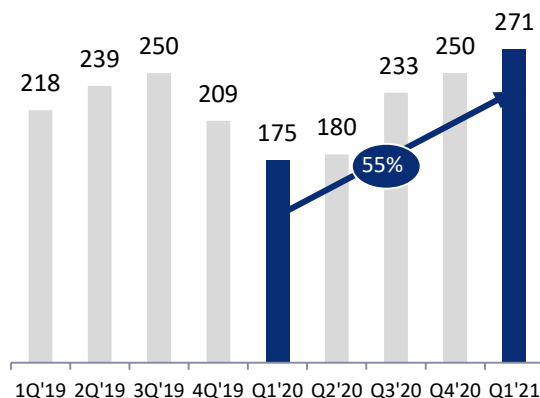


Źródło: ARP



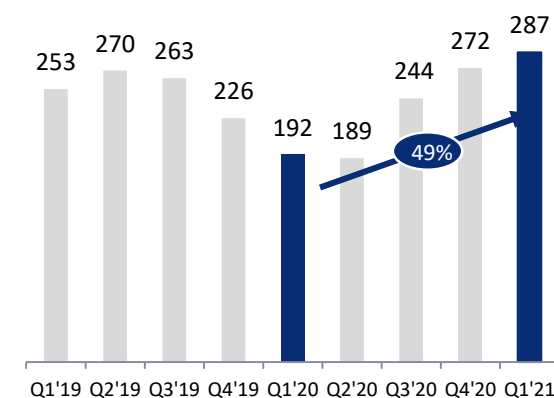
Średnie kwartalne ceny energii na TGE (w PLN/MWh)

Rynek dnia następnego – podstawa



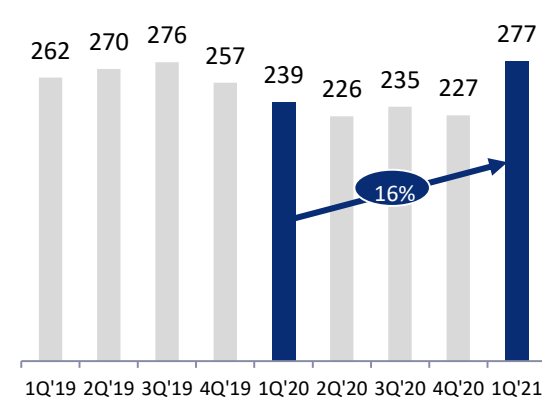
Źródło: TGE

Rynek dnia następnego – szczyt



Źródło: TGE

Kontrakty na kolejny rok – Base_Y+1



Źródło: TGE

Zaproszenie na konferencję

W imieniu

Wojciecha Dąbrowskiego

Prezesa Zarządu

oraz

Piotra Sudoła

Dyrektora Pionu Finansów

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

która odbędzie się
w środę, 26 maja 2021 r.
o godzinie 10.30 (CEST)

Link do transmisji internetowej będzie dostępny
na stronie internetowej PGE <https://infostrefa.tv/pge/>
Możliwe jest odsłuchanie spotkania poprzez linię telefoniczną
pod numerem 123480899, kod dostępu: 0147580

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 Dzięciołowski
Erste Group	Marcin Górnik
IPOPEMA	Robert Maj
JP Morgan	Anna Antonova
mBank	Kamil Kliszc
Pekao	Maksymilian Piotrowski
PKO BP	Andrzej Rembelski
Raiffeisen Centrobank	Oleg Galbur
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 byłoby 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

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