

Wyniki finansowe Grupy TAURON za 2021 r.

31 marca 2022 r.





Kluczowe dane za 2021 r.

Wyniki finansowe		
[mln zł]		2021 vs 2020
Przychody ze sprzedaży	25 614	23%
EBITDA	4 152	(2)%
Wynik netto*	338	-
CAPEX	2 932	(27)%
Dług netto/EBITDA	2,4x	spadek o 0,1x (vs 31.12.2020)

Dane operacyjne		
		2021 vs 2020
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	53,97	7%
Produkcja energii elektrycznej z OZE [TWh]	1,71	(12)%
Produkcja energii elektrycznej z jednostek węglowych [TWh]	13,88	31%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	12,00	3%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	33,41	3%
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	5,15	13%

* przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej



Kluczowe dane za IV kw. 2021 r.

Wyniki finansowe		
[mln zł]		Q4 2021 vs Q4 2020
Przychody ze sprzedaży	7 750	38%
EBITDA	447	(45)%
Wynik netto*	(119)	(95)%
CAPEX	969	(26)%
Dług netto/EBITDA	2,4x	spadek o 0,1x (vs 31.12.2020)

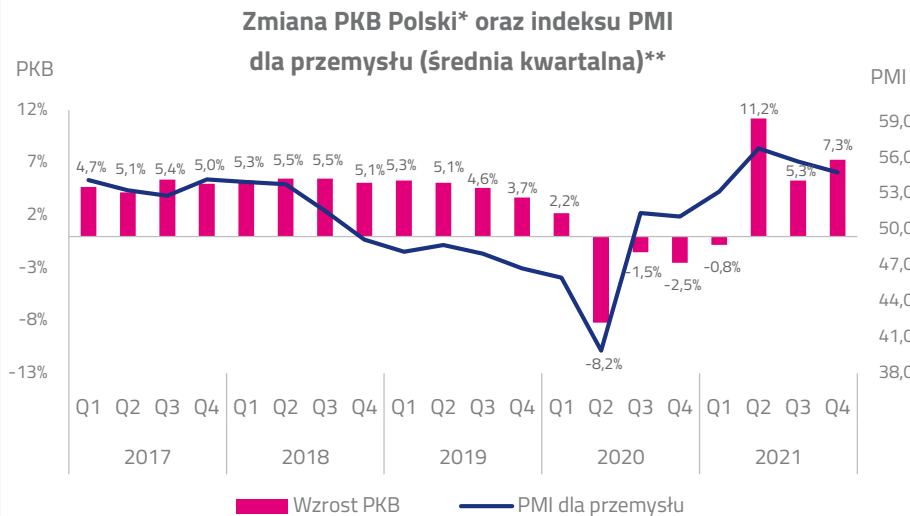
Dane operacyjne		
		Q4 2021 vs Q4 2020
Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]	13,91	4%
Produkcja energii elektrycznej z OZE [TWh]	0,48	(12)%
Produkcja energii elektrycznej z jednostek węglowych [TWh]	3,73	15%
Wytwarzanie ciepła [PJ]	3,99	(3)%
Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]	8,89	2%
Produkcja węgla handlowego [mln ton]	1,45	52%

* przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

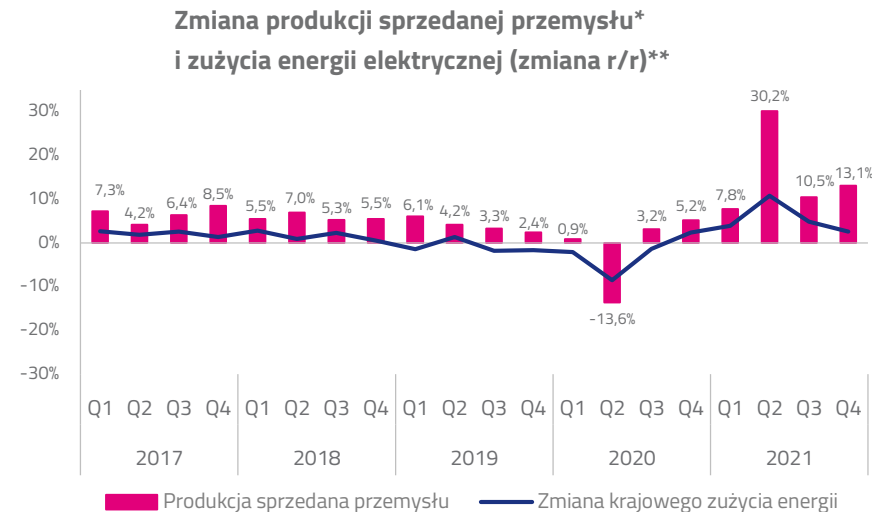


Podsumowanie najważniejszych wydarzeń 2021 r.

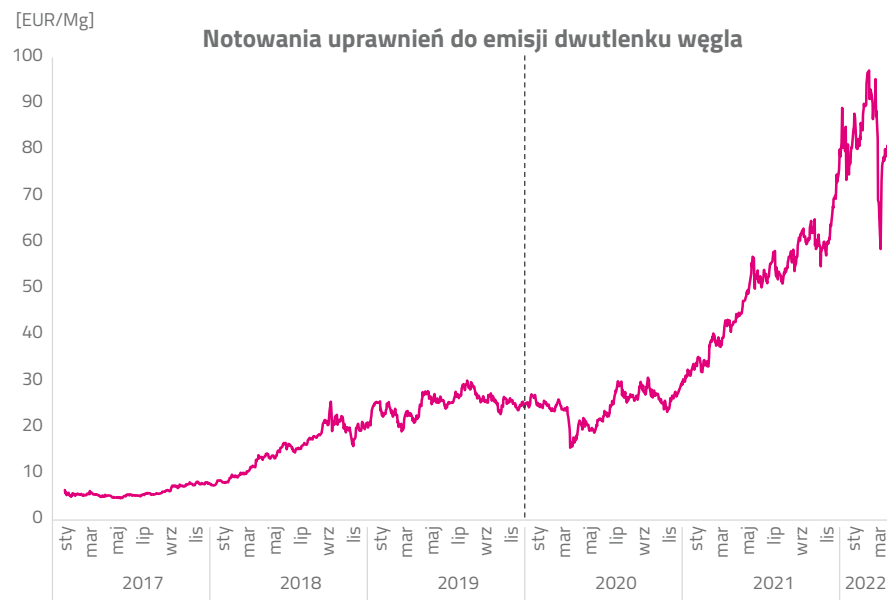
luty	Rozpoczęcie budowy farmy wiatrowej „Piotrków” o mocy 30 MW
marzec	Zawarcie umowy sprzedaży udziałów w spółce PGE EJ 1 sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa
marzec	Uruchomienie farmy fotowoltaicznej o mocy 6 MW zlokalizowanej w gminie Choszczno (I etap) W I kwartale 2022 r. zakończono budowę II etapu tego projektu o mocy 8 MW
lipiec	Zawarcie porozumienia ze Skarbem Państwa oraz grupami energetycznymi dotyczącego współpracy w zakresie wydzielenia aktywów węglowych do NABE
lipiec	Podjęcie decyzji o rezygnacji z udziału w procesie nabycia wybranych aktywów Grupy CEZ w Polsce
sierpień	Zawarcie listu intencyjnego z PGNiG w sprawie potencjalnej transakcji zbycia zaangażowania kapitałowego TAURON w Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A.
wrzesień	Zawarcie listu intencyjnego dotyczącego potencjalnej sprzedaży akcji w spółce TAURON Wydobycie na rzecz Skarbu Państwa
październik	Potwierdzenie ratingów przez agencję ratingową Fitch na poziomie „BBB-” z perspektywą stabilną
październik	Zawarcie umowy kredytu z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym na kwotę 2,8 mld zł
grudzień	Zawarcie umowy kredytu z Erste Group Bank AG na kwotę 0,5 mld zł
grudzień	Zawarcie umowy odkupu od Polskiego Funduszu Rozwoju udziałów w spółce Nowe Jaworzno Grupa TAURON (13,7% kapitału)
grudzień	Podjęcie decyzji w sprawie pozostawienia TAURON Ciepło w ramach Grupy TAURON
grudzień	Zawarcie ugody przez Elektrociepłownię Stalowa Wola ze spółką Abener Energia



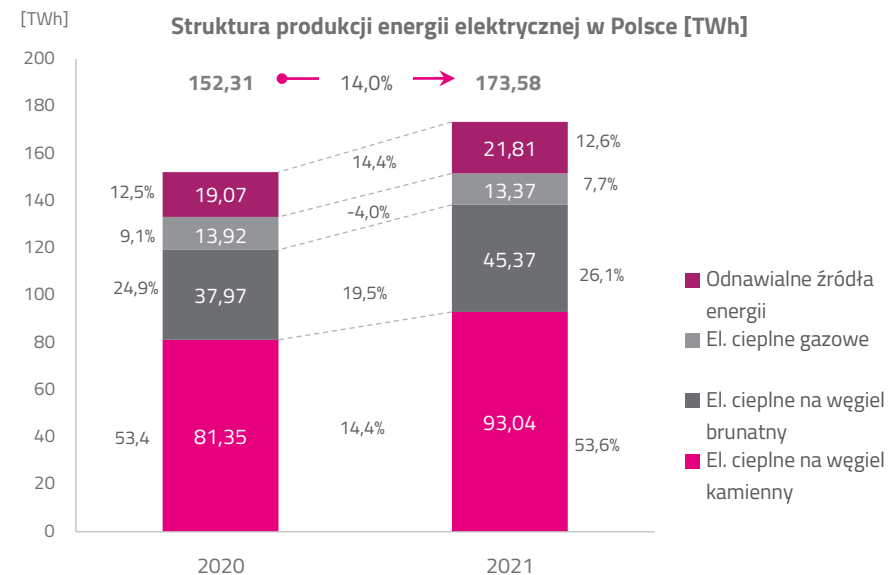
Źródło: * GUS ** Bankier.com



Źródło: * GUS ** PSE



Źródło: Thomson Reuters Eikon (Refinitiv), dane z giełdy ICE Endex.



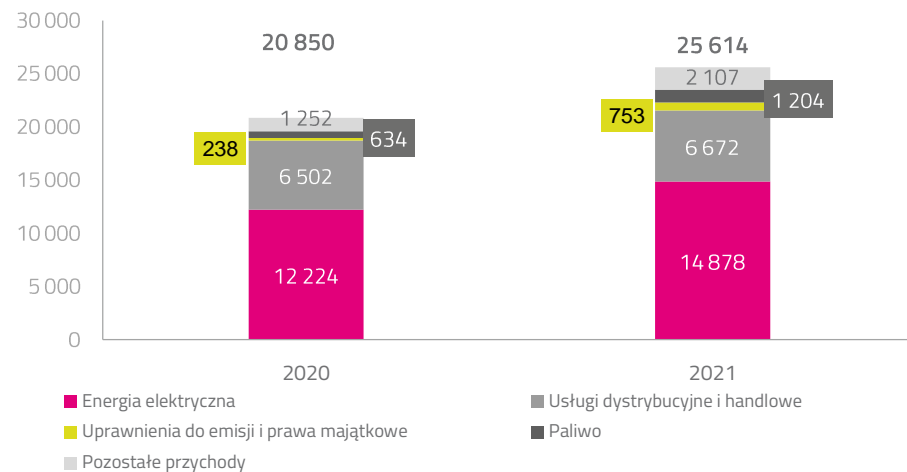
Źródło: PSE

Ze względu na zmianę formy publikacji danych przez PSE grupa elektrowni przemysłowych w roku 2020 została dodana do grupy elektrowni zawodowych ciepłych opartych na węglu kamiennym

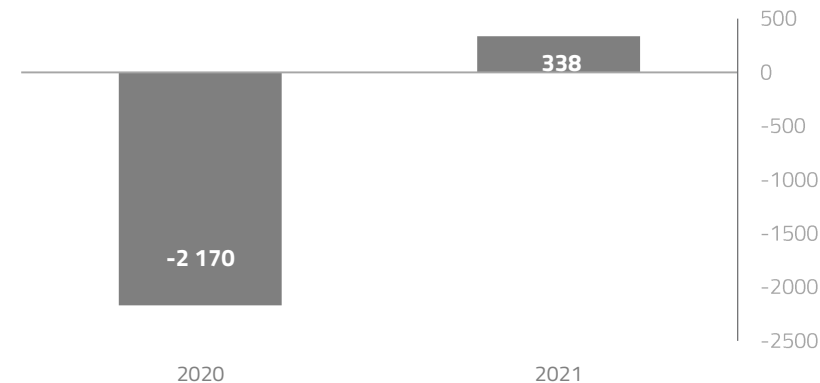


Dane finansowe za 2021 r.

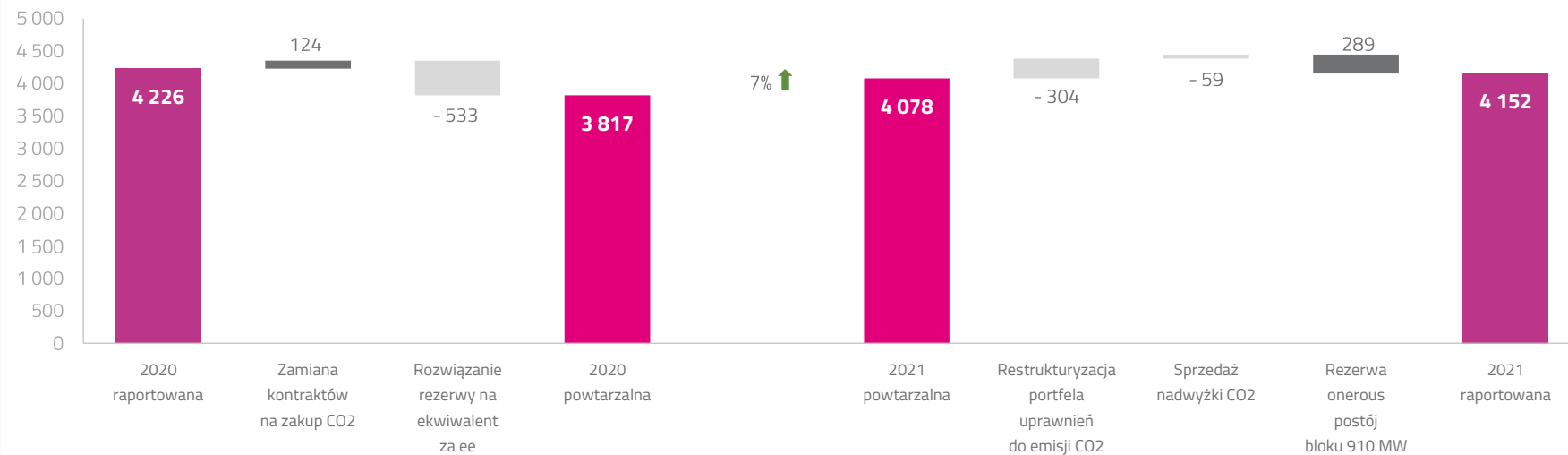
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom
jednostki dominującej [mln zł]



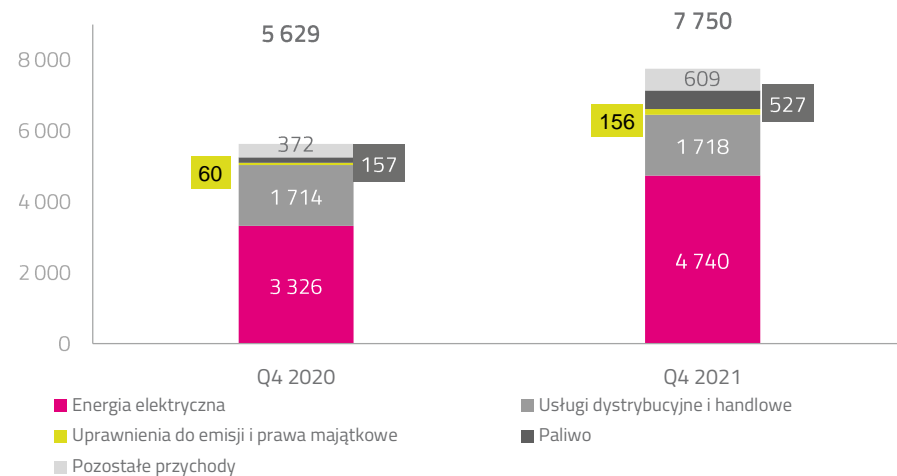
EBITDA 2021 vs 2020 [mln zł]



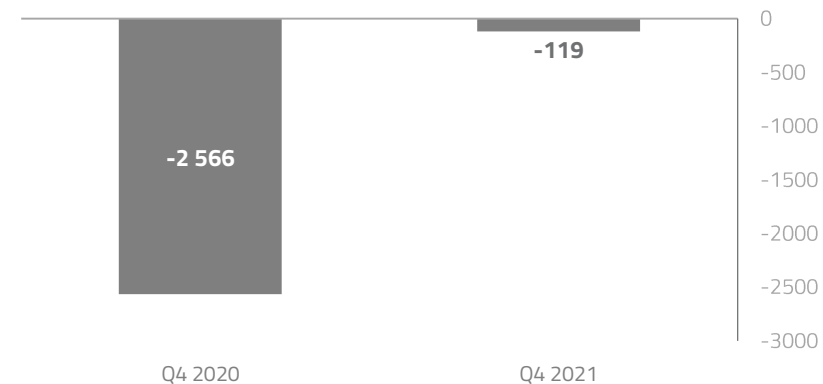


Dane finansowe za IV kw. 2021 r.

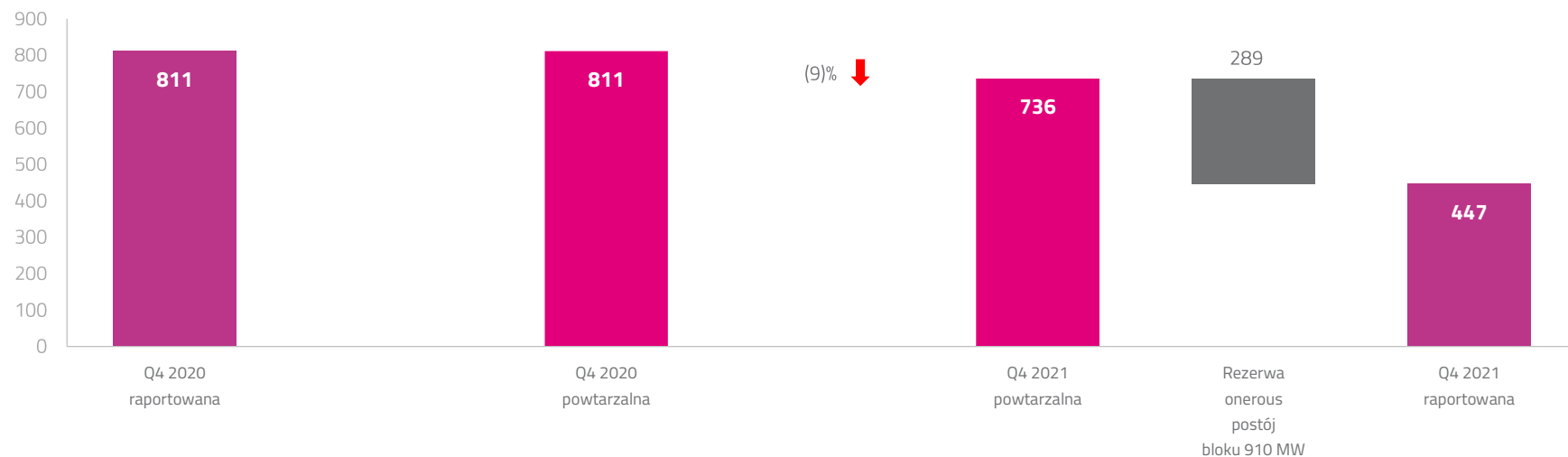
Przychody ze sprzedaży [mln zł]



Wynik netto przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej [mln zł]



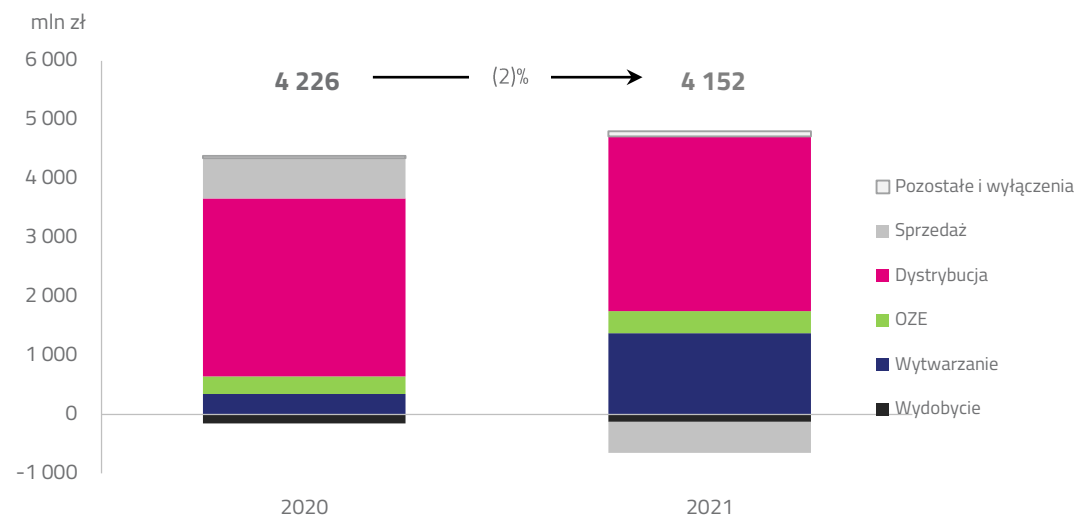
EBITDA Q4 2021 vs Q4 2020 [mln zł]



Wyniki segmentów za 2021 r.

[mln zł]	Dystrybucja	OZE	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	7 099	661	9 819	24 134	1 467	(17 566)
EBITDA	2 967	376	1 375	(524)	(130)	88
EBIT	1 767	224	(25)	(564)	(458)	(28)
CAPEX	2 044	90	240	82	276	200

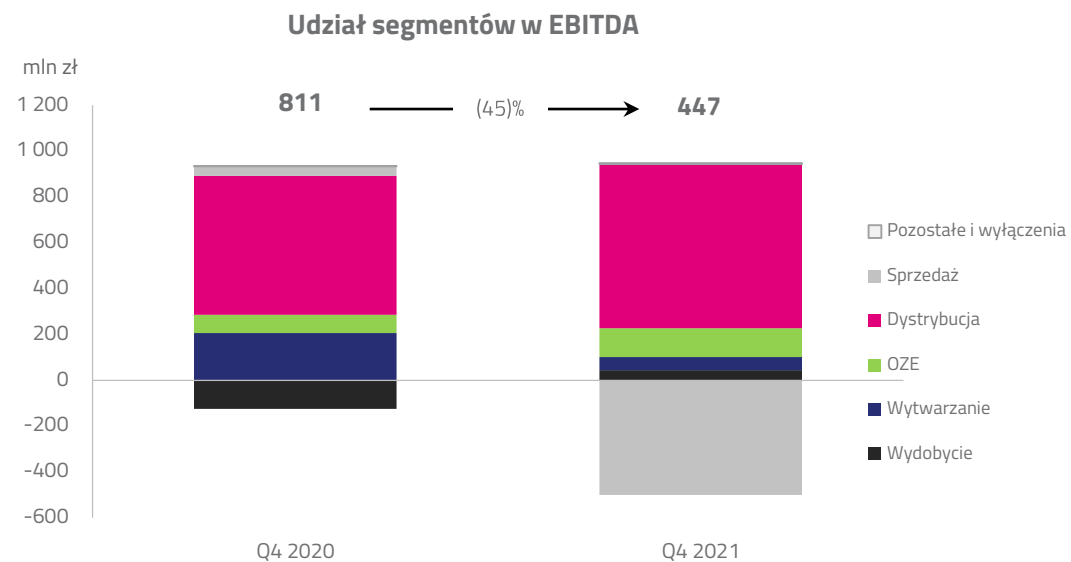
Udział segmentów w EBITDA



* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

Wyniki segmentów za IV kw. 2021 r.

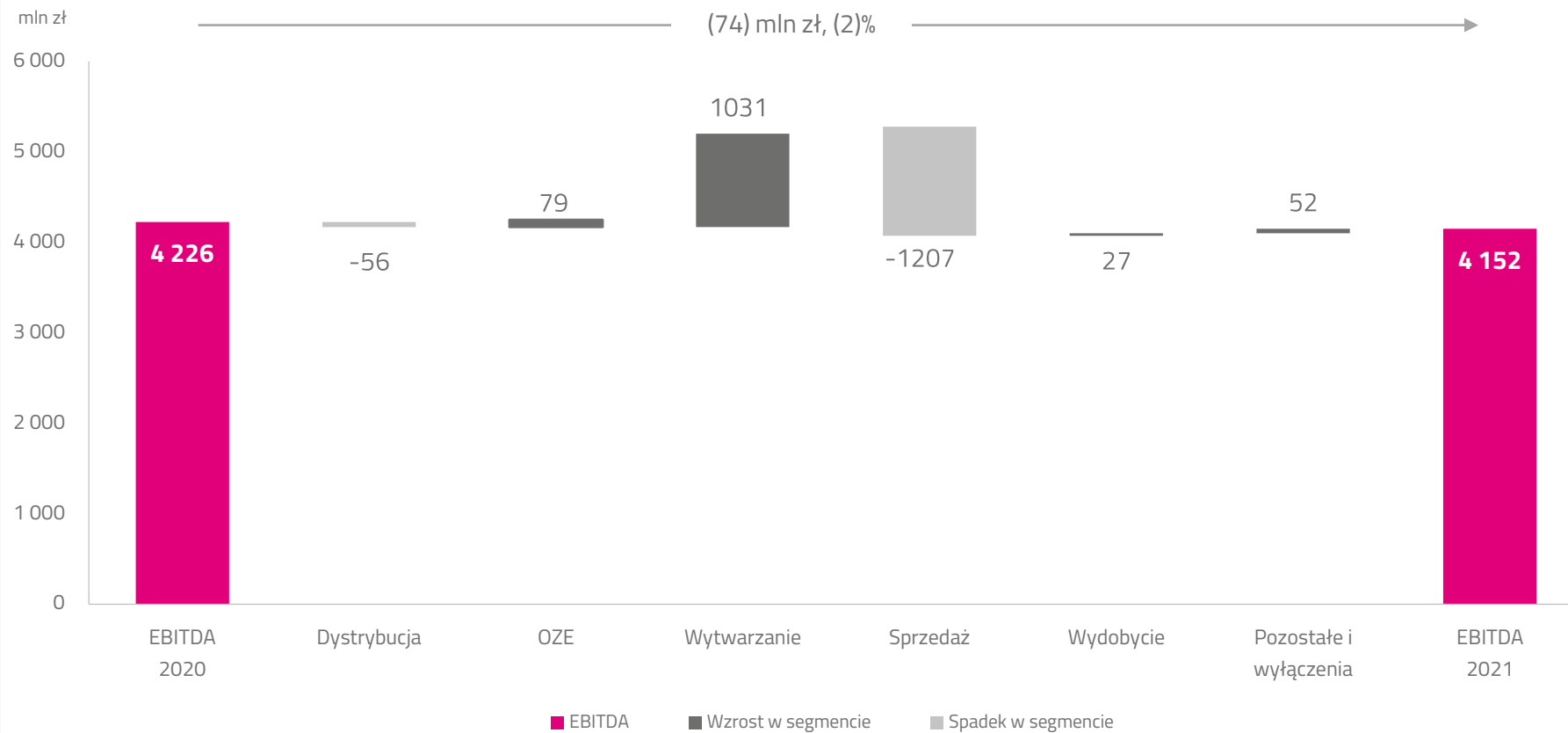
[mln zł]	Dystrybucja	OZE	Wytwarzanie	Sprzedaż	Wydobycie	Pozostałe i wyłączenia*
Przychody	1 837	217	3 401	7 796	477	(5 977)
EBITDA	716	126	57	(501)	44	5
EBIT	410	90	(70)	(510)	2	(30)
CAPEX	682	41	48	33	83	81



* Pozycje niezawarte w przedstawionych segmentach

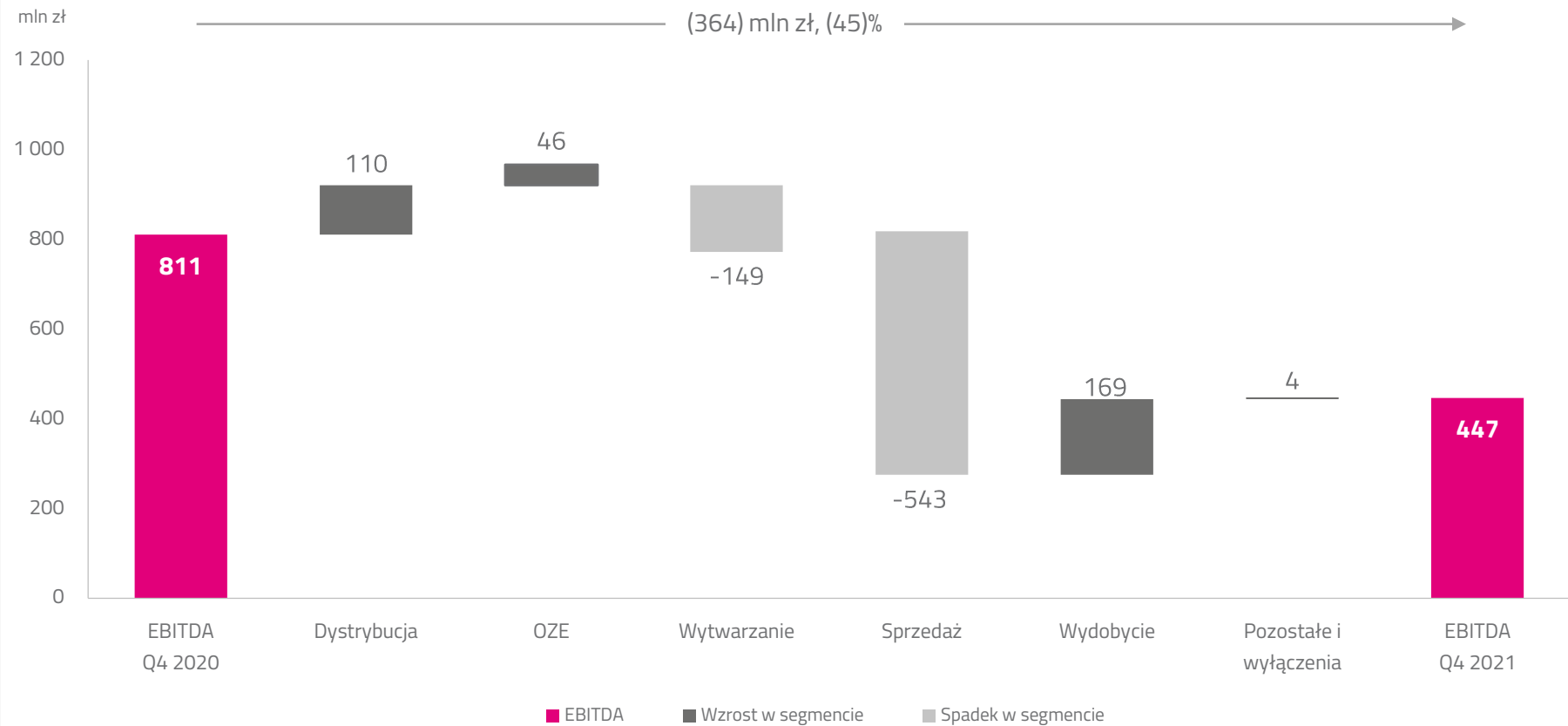


EBITDA za 2021 r.





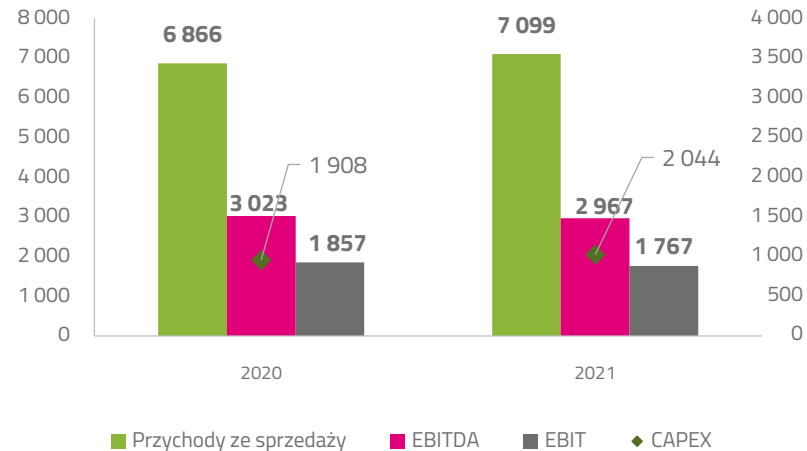
EBITDA za IV kw. 2021 r.



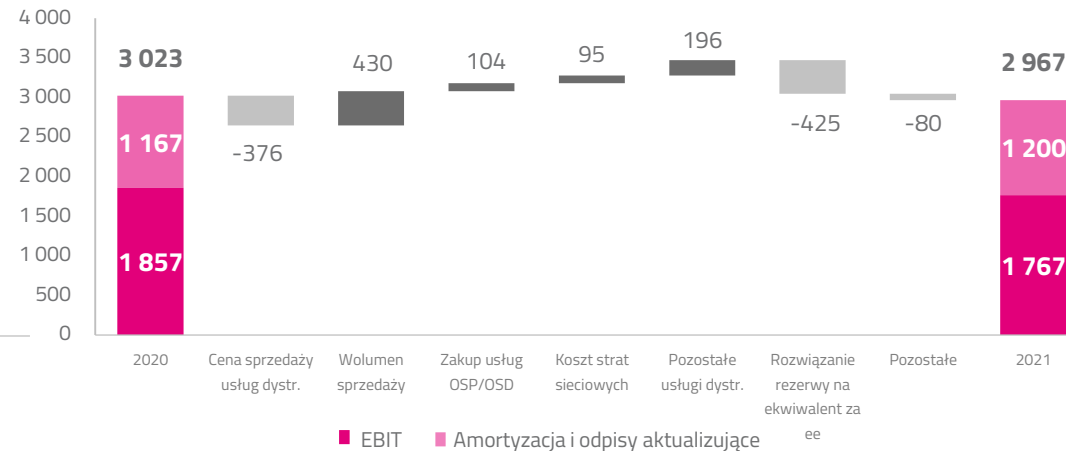


Segment Dystrybucja 2021 r.

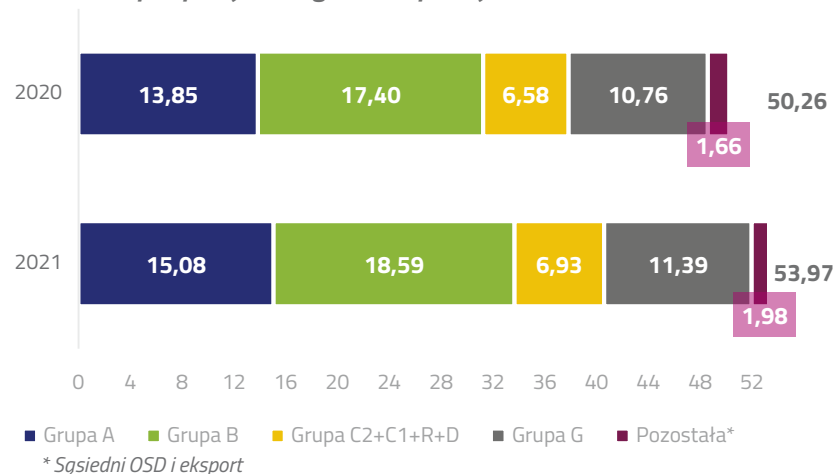
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Dystrybucja energii elektrycznej [TWh]



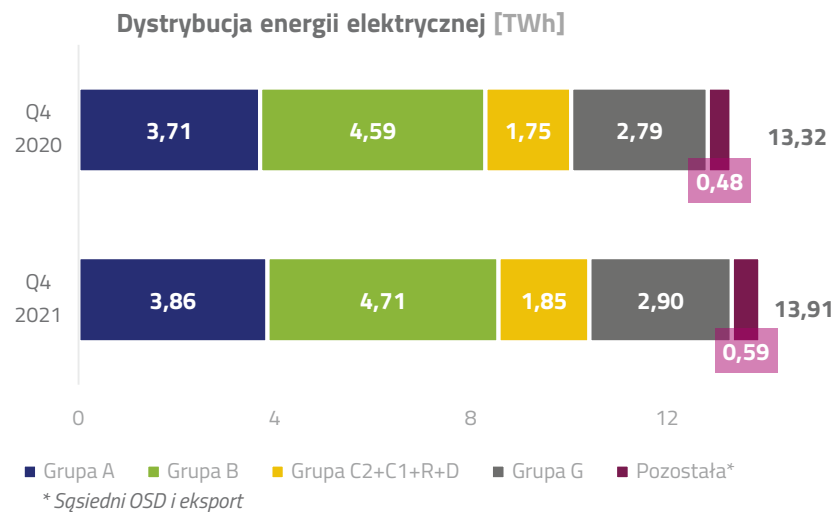
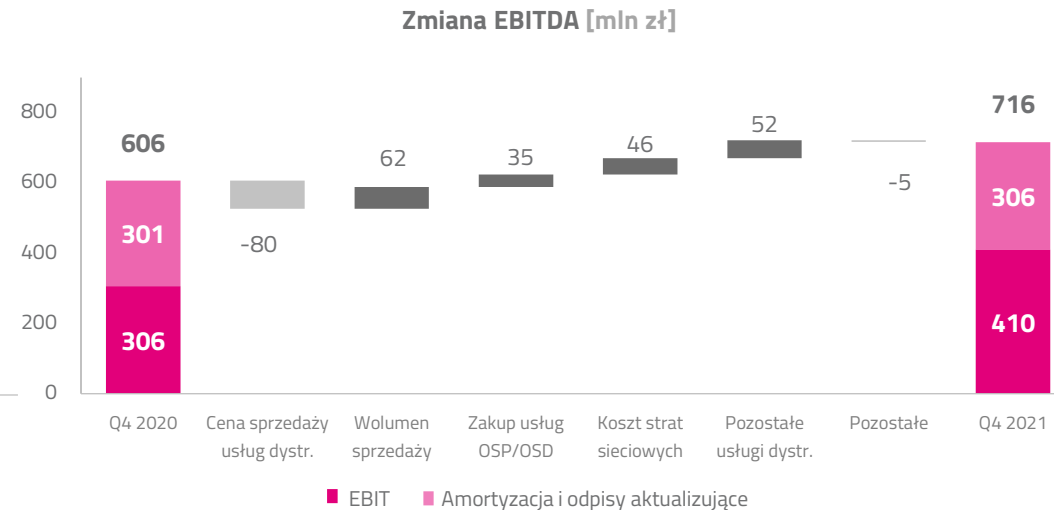
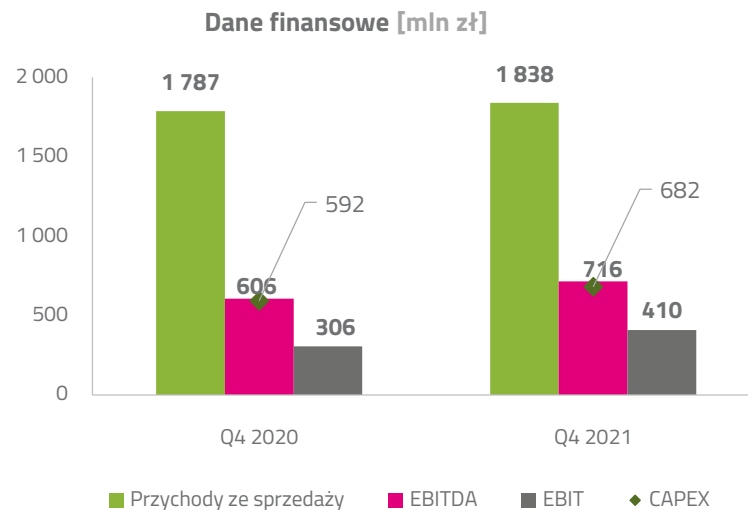
Wzrost wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii o 3,7 TWh ✓

Wzrost pozostałych przychodów dystrybucyjnych ✓

Spadek średniej stawki dla odbiorców końcowych ✗



Segment Dystrybucja IV kw. 2021 r.



▪ Wzrost wolumenu sprzedaży usług dystrybucji energii o 0,6 TWh



▪ Wzrost pozostałych przychodów dystrybucyjnych



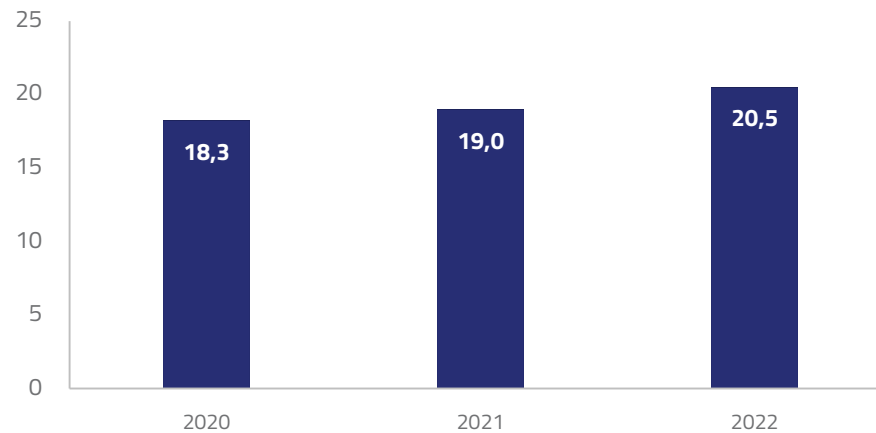
▪ Spadek średniej stawki dla odbiorców końcowych



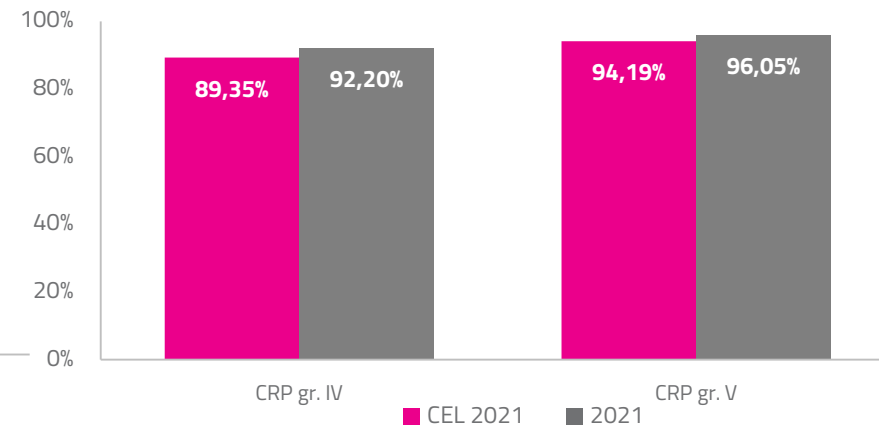


Segment Dystrybucja kluczowe parametry

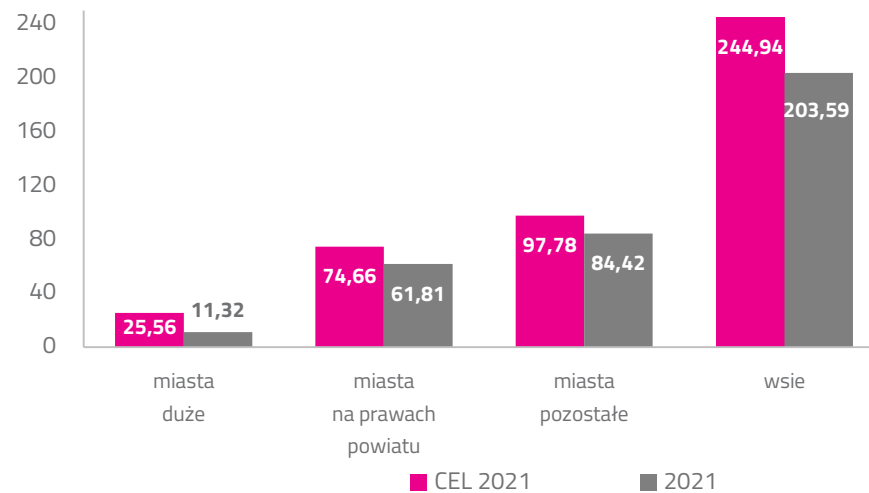
Wartość Regulacyjna Aktywów [mld zł]



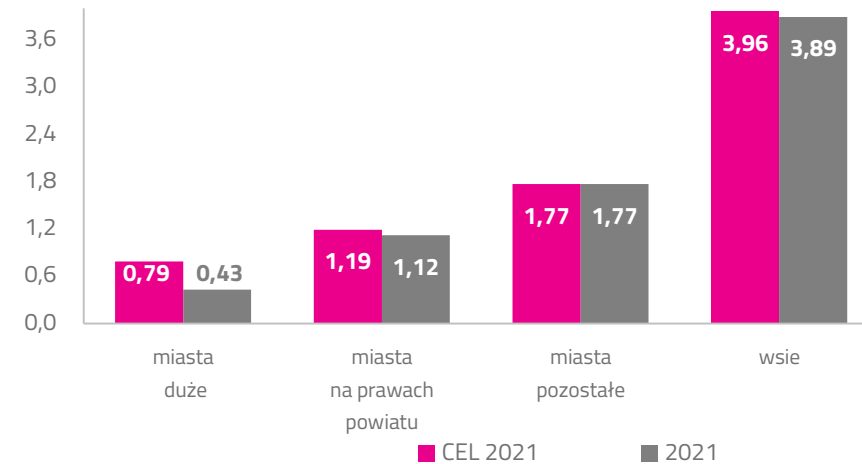
Czas Realizacji Przyłączenia [%]



Czas Trwania Przerwy [min/odbiorcę]

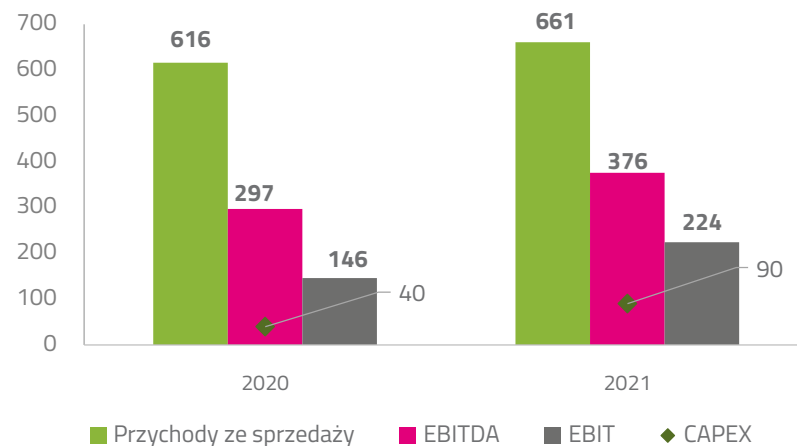


Częstość Przerw [liczba przerw/odbiorcę]

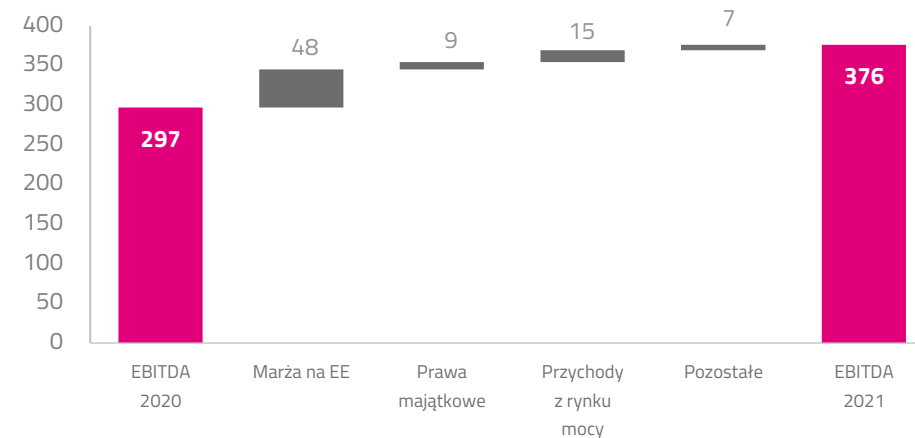


Segment OZE 2021 r.

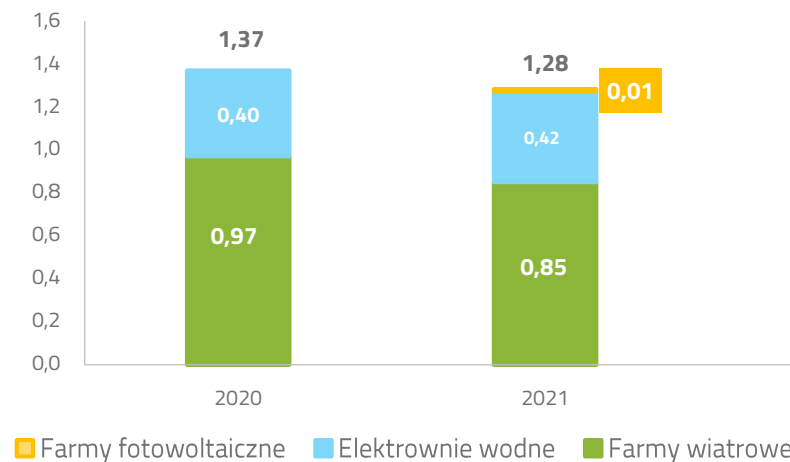
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii elektrycznej [TWh]



Przychody z rynku mocy



Niższy wolumen produkcji energii elektrycznej z farm wiatrowych

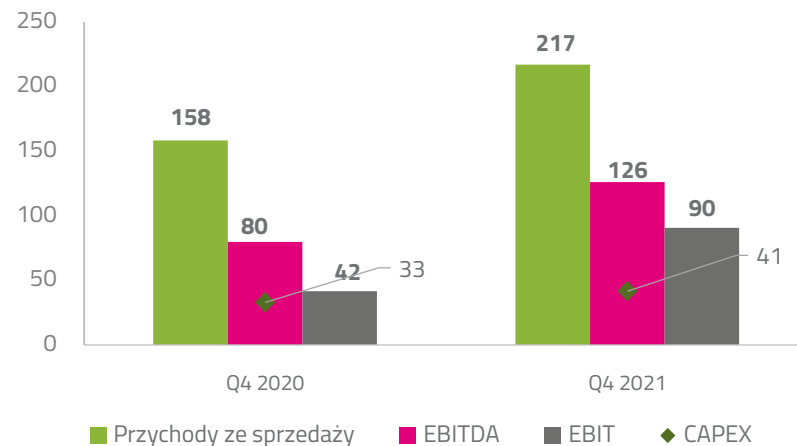


Uruchomienie farm fotowoltaicznych – dodatkowy wolumen produkcji energii elektrycznej

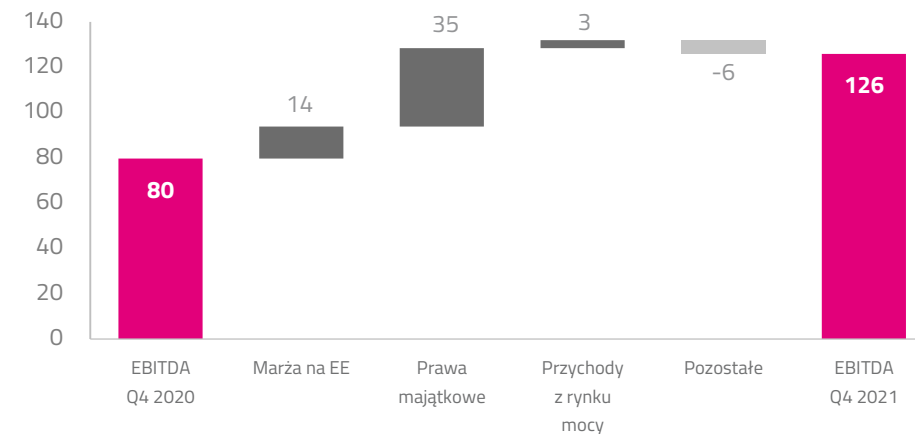


Segment OZE IV kw. 2021 r.

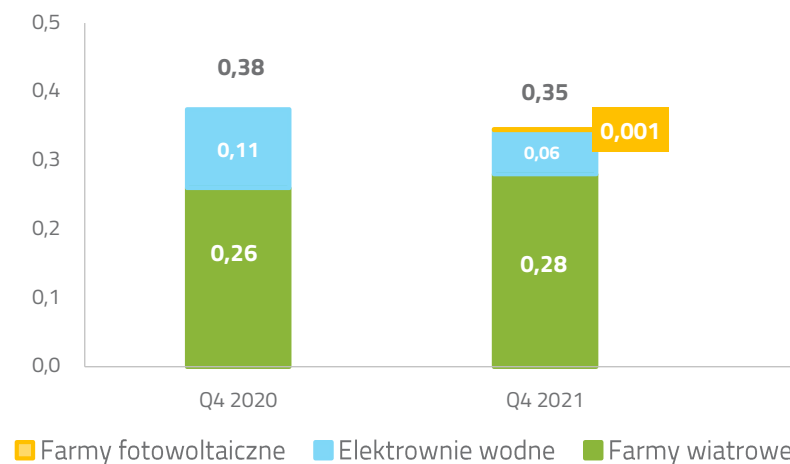
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii elektrycznej [TWh]



Przychody z rynku mocy



Wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej i praw majątkowych



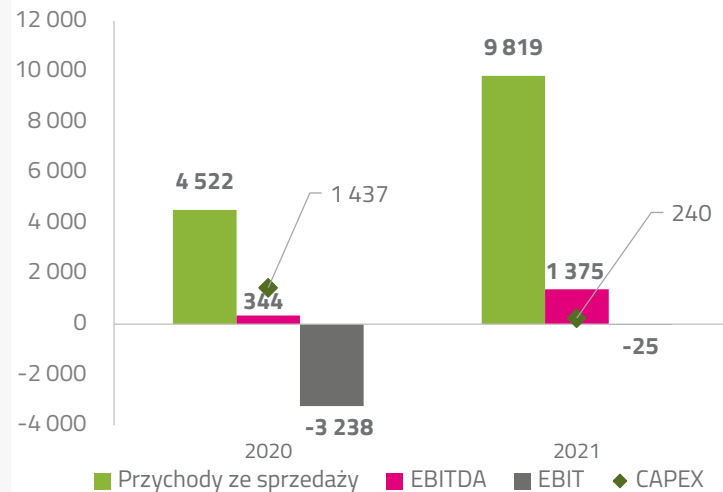
Brak wsparcia dla elektrowni wodnych i farmy wiatrowej Zagórze (najstarsza farma w Polsce)



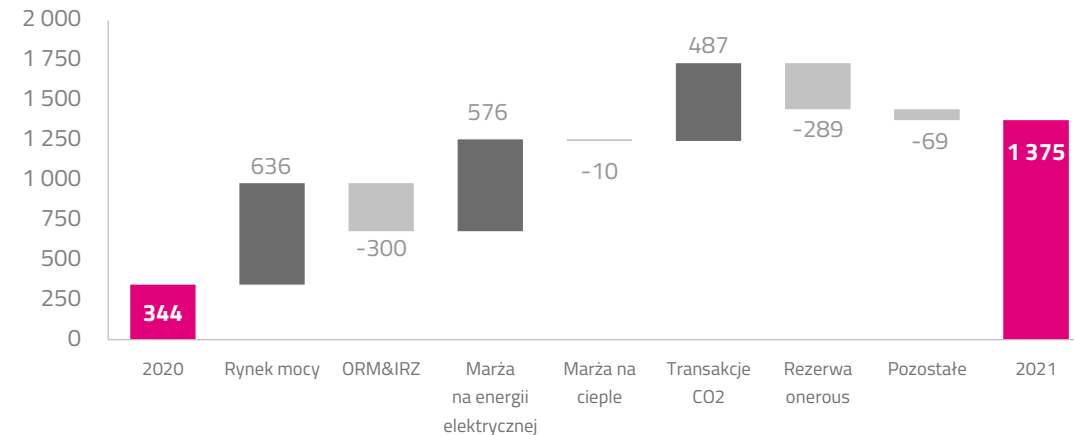


Segment Wytwarzanie 2021 r.

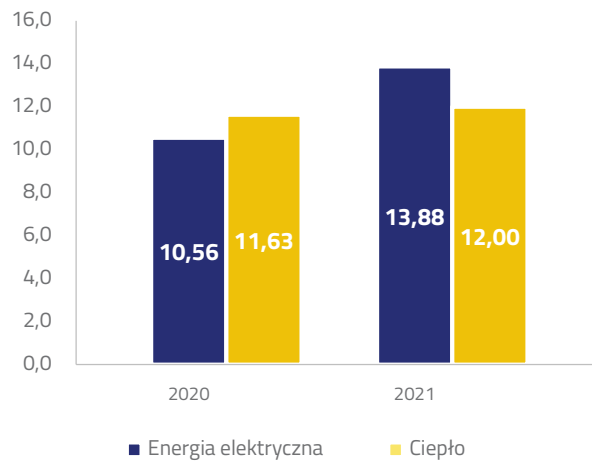
Dane finansowe [mln zł]



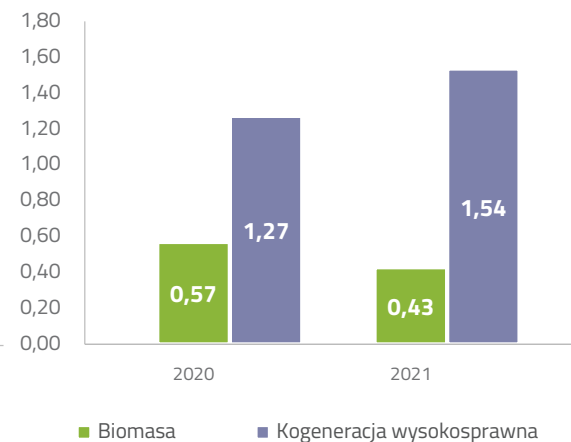
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii (jedn. węglowe) [TWh]
i ciepła [PJ]



Produkcja z biomasy i wysokosprawnej
kogeneracji [TWh]



Uzyskanie przychodów z rynku mocy przy jednoczesnym braku przychodów z ORM i IRZ



Awaria bloku energetycznego o mocy 910 MWe w Jaworznie

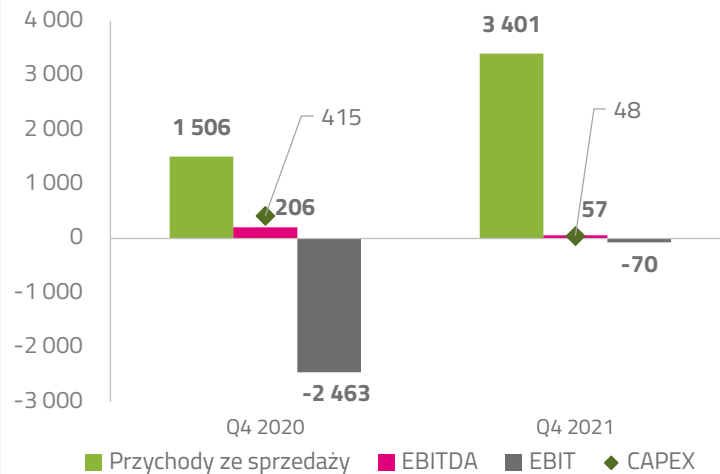


Pozytywny wpływ transakcji CO2

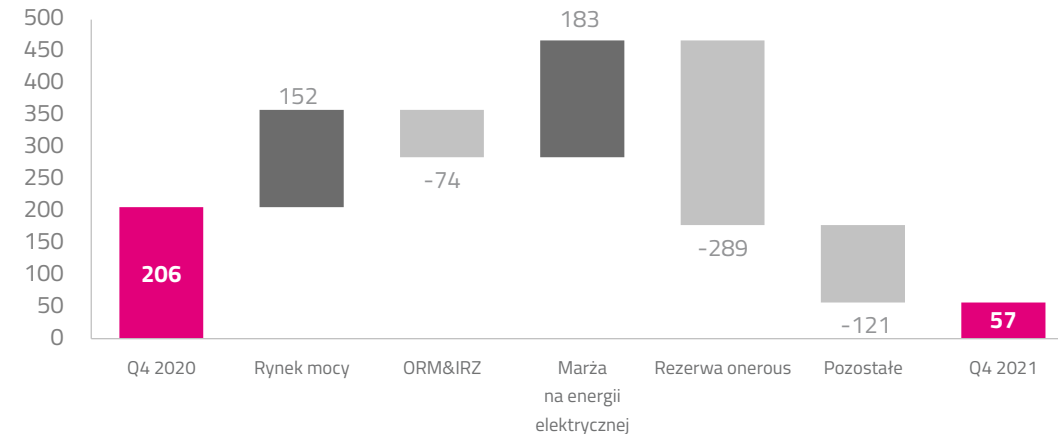


Segment Wytwarzanie IV kw. 2021 r.

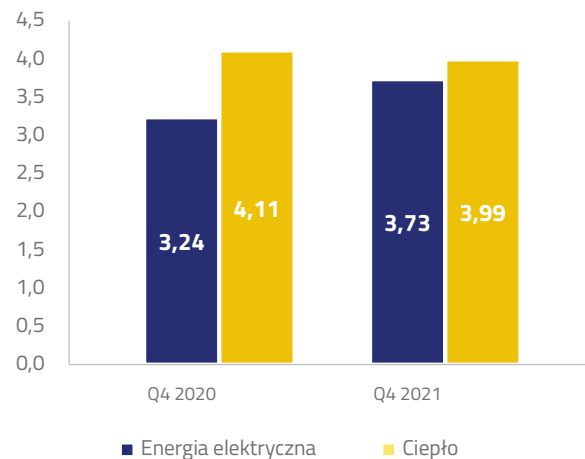
Dane finansowe [mln zł]



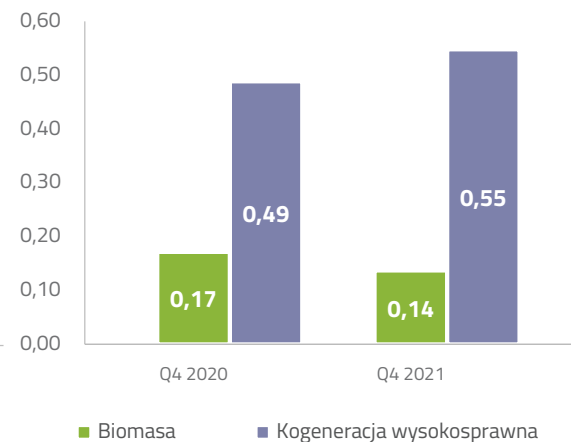
Zmiana EBITDA [mln zł]



Produkcja energii (jedn. węglowe) [TWh]
i ciepła [PJ]



Produkcja z biomasy i wysokosprawnej
kogeneracji [TWh]



Uzyskanie przychodów z rynku mocy przy jednoczesnym braku przychodów z ORM i IRZ



Awaria bloku energetycznego o mocy 910 MWe w Jaworznie



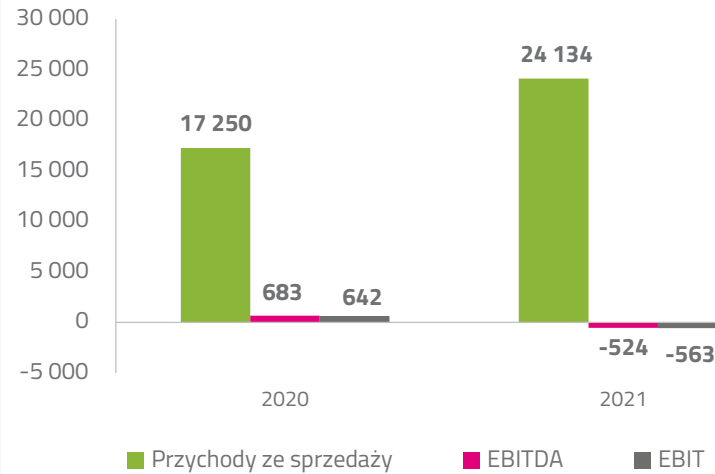
Wyższy wolumen produkcji energii z jednostek węglowych



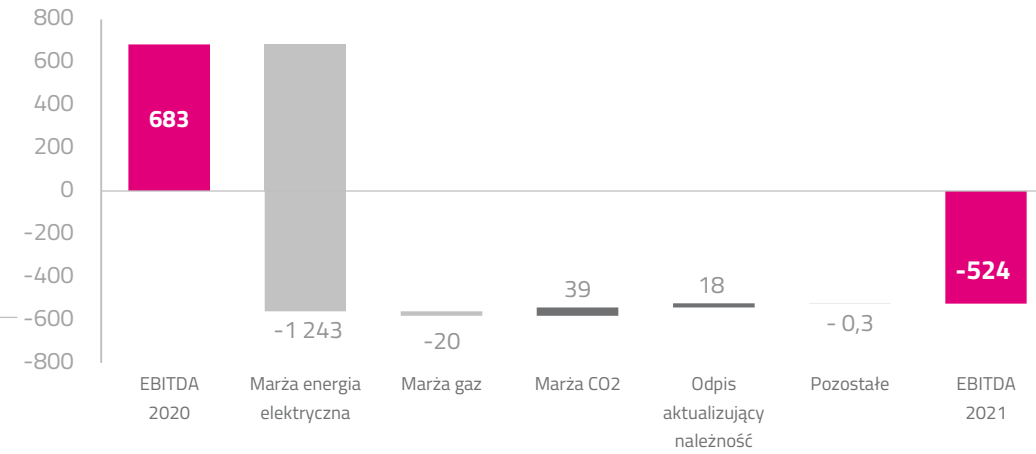


Segment Sprzedaż 2021 r.

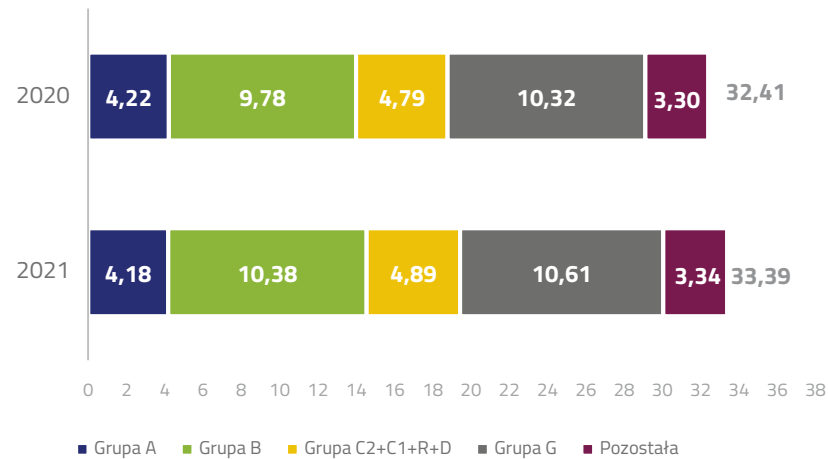
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



▪ Pełne pokrycie kosztów w taryfie G



▪ Wzrost poziomu lojalizacji klientów



▪ Wzrost cen zakupu PM OZE



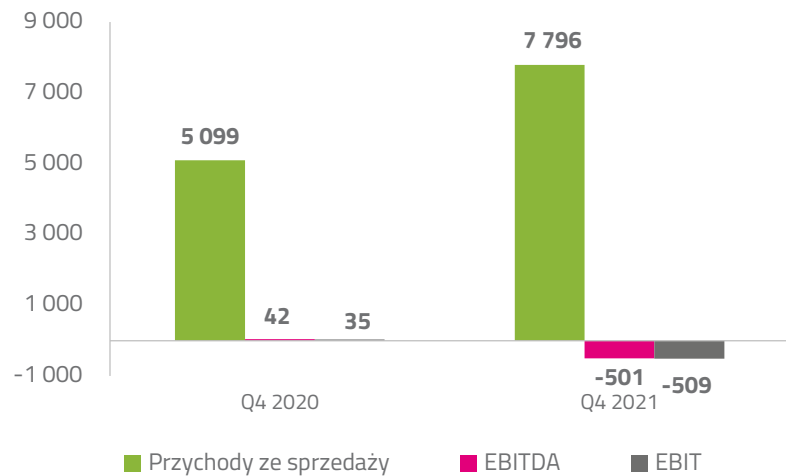
▪ Rozliczenie umowy elektrycznej



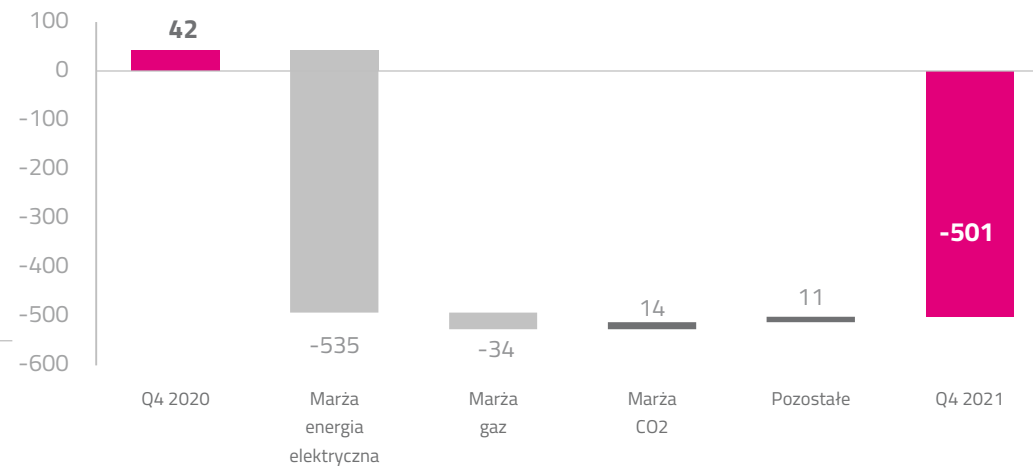


Segment Sprzedaż IV kw. 2021 r.

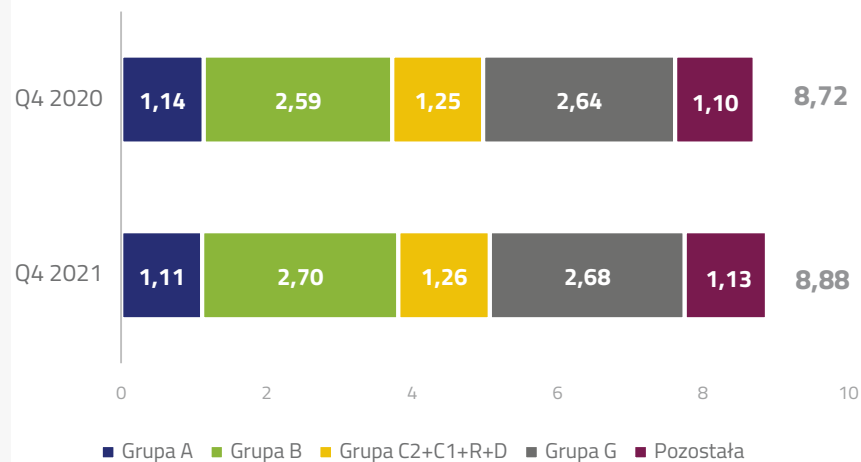
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej [TWh]



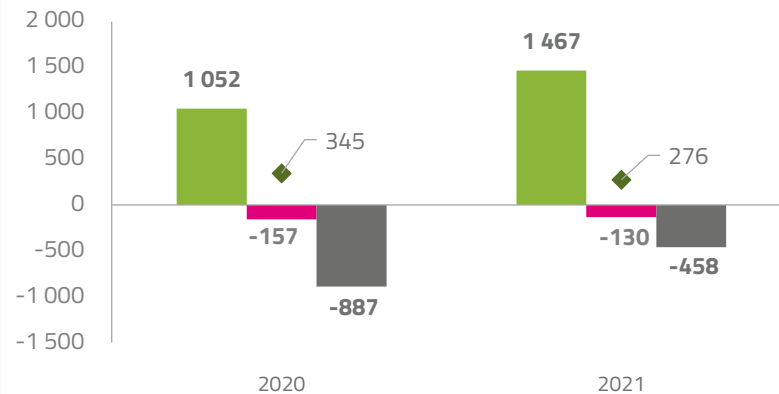
Pełne pokrycie kosztów w taryfie G ✓

Wyższy wolumen sprzedaży energii ✓

Rozliczenie umowy elektrycznej -

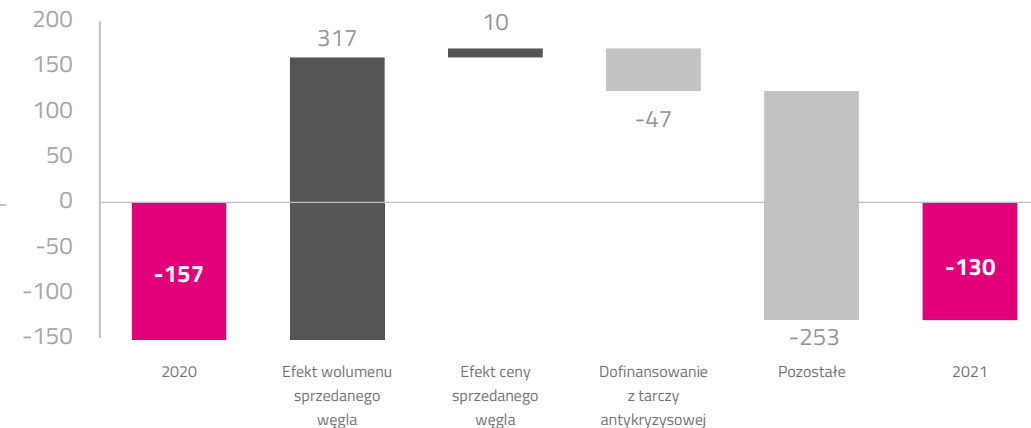
Segment Wydobycie 2021 r.

Dane finansowe [mln zł]

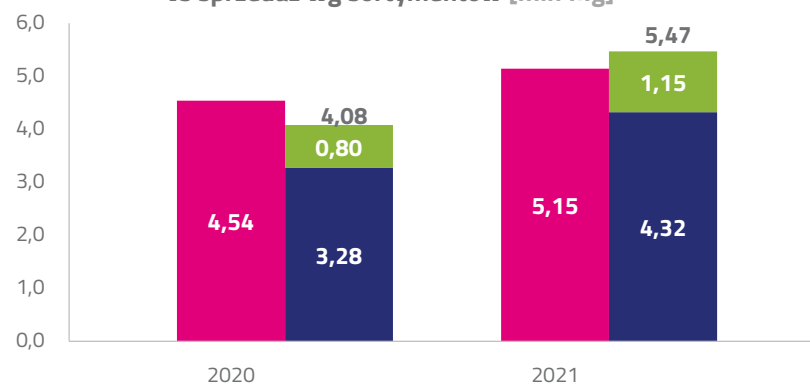


■ Przychody ze sprzedaży ■ EBITDA ■ EBIT ◆ CAPEX

Zmiana EBITDA [mln zł]



Wolumen produkcji węgla handlowego
vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]



■ Produkcja węgla handlowego ■ Sprzedaż miałów ■ Sprzedaż pozostałych sortymentów

■ Wyższa produkcja węgla ✓

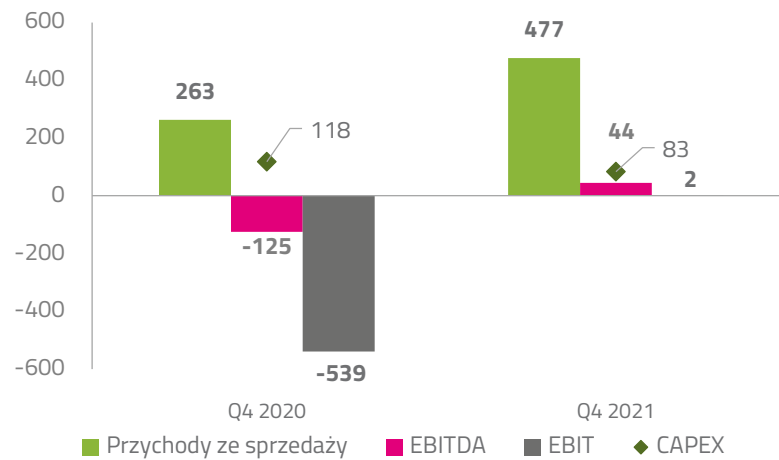
■ Wyższa sprzedaż węgla ✓

■ Wzrost o 8 zł/Mg jednostkowego mining cash cost* (wzrost z 243 do 251 zł/Mg) -

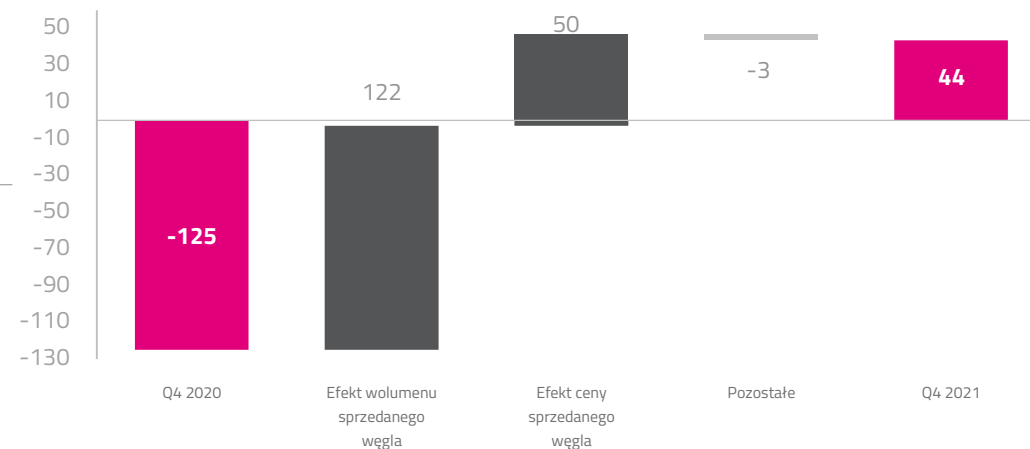
* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

Segment Wydobycie IV kw. 2021 r.

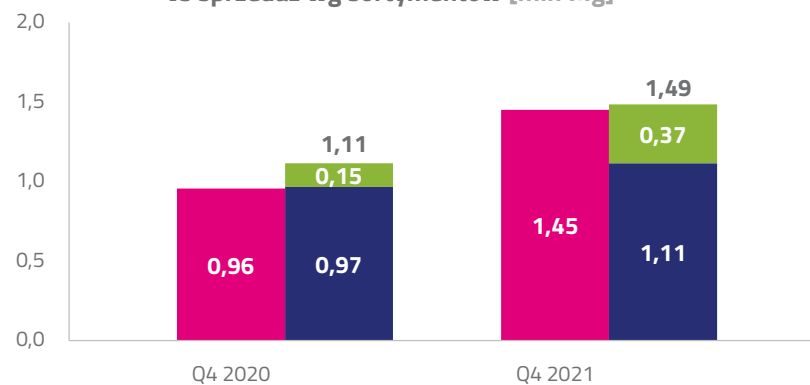
Dane finansowe [mln zł]



Zmiana EBITDA [mln zł]



Wolumen produkcji węgla handlowego
vs sprzedaż wg sortymentów [mln Mg]

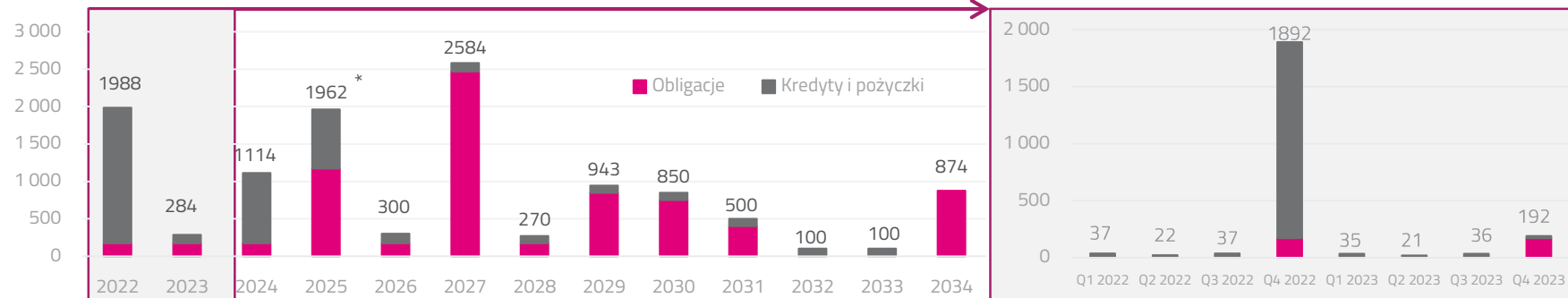


■ Produkcja węgla handlowego ■ Sprzedaż miałków ■ Sprzedaż pozostałych sortymentów

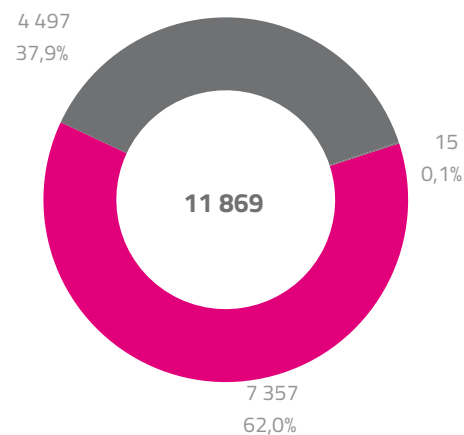
- Wyższa sprzedaż węgla ✓
- Wyższa produkcja węgla ✓
- Spadek o 70 zł/Mg jednostkowego mining cash cost* (spadek z 386 do 316 zł/Mg) ✓

* Suma wszystkich kosztów rodzajowych bez amortyzacji, odpisów aktualizujących, kosztów niezwiązanych bezpośrednio z produkcją węgla oraz kosztów niemających trwałego wpływu na przepływy spółki

Zapadalność długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 31 grudnia 2021 r. [mln zł]

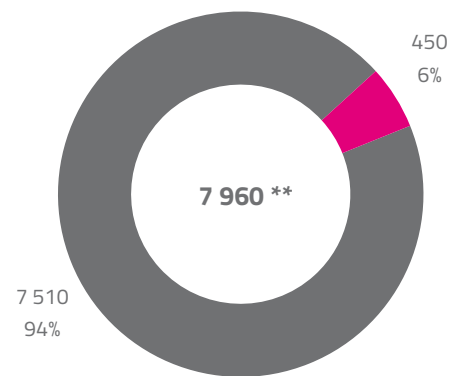


Struktura długu Grupy TAURON w ujęciu nominalnym na 31 grudnia 2021 r. [mln zł]



■ Obligacje ■ Kredyty ■ Pożyczki z WFOŚiGW

Kwoty dostępnego finansowania Grupy TAURON na 31 grudnia 2021 r. [mln zł]



■ Kredyty ■ Obligacje

Struktura długu według stopy oprocentowania [mln zł]

Kwota długu	Oprocentowanie	Zabezpieczenie oprocentowanie zmienne
11 869	Zmienne: 6 285	IRS: 3 840
	Stałe: 5 584	Brak: 2 445

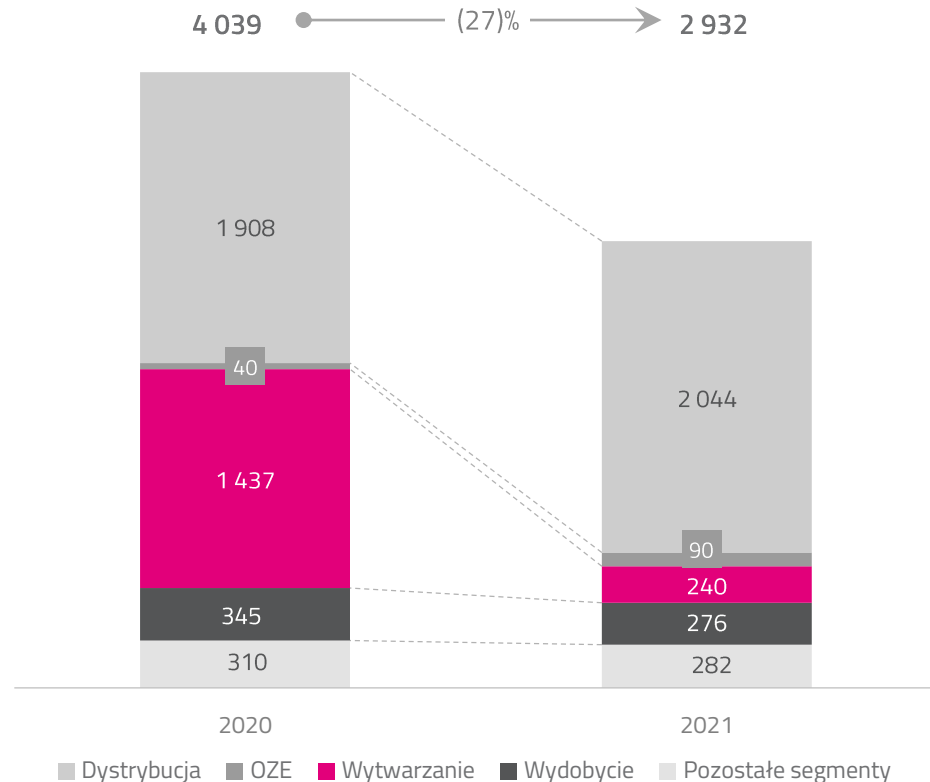
■ Dług denominowany w EUR (emisja euroobligacji, obligacji NSV i obligacji EBI) stanowi 33 proc. długu ogółem

* Z uwzględnieniem maksymalnego terminu zapadalności uruchomionych środków w ramach odnawialnych kredytów bankowych

** Poza wskazanymi dostępnymi finansowaniami Grupa TAURON korzysta również z kredytu w rachunku bieżącym do kwoty: 250 mln zł

CAPEX – podział na segmenty

Nakłady inwestycyjne wg segmentów* [mln zł]



* Nakłady nie uwzględniają inwestycji kapitałowych (zgodnie z prezentacją w sprawozdaniu finansowym).
Nakłady łącznie z inwestycjami kapitałowymi, bez uwzględnienia kosztów finansowych, wyniosły:
3 849 mln zł w 2020 r. oraz 2 942 mln zł w 2021 r.

Główne inwestycje realizowane w 2021 r.

Dystrybucja:



- Budowa nowych przyłączy (1011 mln zł)
- Modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego (877 mln zł)
- System łączności Dyspozytorskiej (38 mln zł)

Wytwarzanie:



- Nakłady odtworzeniowo-modernizacyjne i komponenty remontowe w TW (106 mln zł)
- Budowa nowych mocy Jaworzno 910 MW (26 mln zł)
- Dostosowanie jednostek wytwórczych do BAT (22 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój sieci ciepłowniczych (22 mln zł)
- Przyłączenia nowych obiektów do sieci ciepłej (20 mln zł)

OZE:



- Budowa FW Piotrków o mocy 30 MW (52 mln zł)
- Budowa PV Choszczno I i II (15 mln zł)
- Budowa FW Majewo o mocy 6 MW (8 mln zł)

Wydobycie:



- Przygotowanie produkcji (169 mln zł)
- Zadania modernizacyjno-odtworzeniowe (89 mln zł)
- Budowa szybu Grzegorz w ZG Sobieski (10 mln zł)
- Budowa poziomu 800 m w ZG Janina (4 mln zł)

Sprzedaż i pozostałe:



- Budowa Internetu szerokopasmowego w ramach POPC III i CUB (98 mln zł)
- Inwestycje IT w TOK (76 mln zł)
- Utrzymanie i rozwój oświetlenia (56 mln zł)
- Silniki gazowe (20 mln zł)

* Inwestycje nie uwzględniają kosztów finansowych doliczanych do nakładów

Perspektywy na 2022 r.



Dystrybucja



- Raportowana EBITDA na stabilnym poziomie r/r
- Wzrost WACC z 5,50 proc. w 2021 r. do 5,78 proc. w 2022 r.
- Wzrost WRA z 19,0 mld w 2021 r. do 20,5 mld zł w 2022 r.
- Wzrost średniej stawki dystrybucyjnej o 8,5 proc. r/r
- Oczekiwany wyższy r/r wolumen dystrybuowanej energii
- Wzrost kosztów usług obcych i zatrudnienia



Wytwarzanie



- Raportowana EBITDA na niższym poziomie r/r – głównie efekt rozwiązania umowy sprzedaży energii w formule „koszt+” pomiędzy NJGT (blok 910 MW) a TPE
- EBITDA oczyszczona o efekt umowy „koszt+” na stabilnym poziomie r/r
- Wzrost hurtowych cen energii elektrycznej
- Odkupy energii na rynku hurtowym na potrzeby bloku 910 MW w związku z jego postojem do końca kwietnia br. oraz praca bloku w okresie optymalizacji/testów PSE po ponownej synchronizacji bloku z siecią
- Stabilny r/r wolumen produkcji energii elektrycznej
- Wyższe r/r koszty zakupu węgla
- Niepełne pokrycie kosztów w taryfie ciepłowniczej
- Wzrost kosztów usług obcych i zatrudnienia



Wydobycie

- Stabilny r/r wolumen produkcji węgla handlowego
- Wzrost średniej ceny sprzedaży węgla
- Wzrost kosztów usług obcych, energii, materiałów, zatrudnienia
- Poziom raportowanej EBITDA zależny od rządowego programu dla górnictwa (dotacje do redukcji zdolności produkcyjnych)



OZE



- Raportowana EBITDA na wyższym poziomie r/r – efekt znaczącego wzrostu hurtowych cen energii i zielonych certyfikatów
- Oczekiwany wzrost wolumenu produkcji energii elektrycznej z OZE
- Wzrost kosztów usług obcych i zatrudnienia



Sprzedaż



- Raportowana EBITDA na wyższym poziomie r/r – głównie efekt rozwiązania umowy sprzedaży energii w formule „koszt+” pomiędzy NJGT (blok 910 MW) a TPE
- EBITDA oczyszczona o efekt umowy „koszt+” na stabilnym poziomie r/r
- Ryzyko uzyskania rentowności w obszarze sprzedaży gazu
- Niepewność związana z wolumenem sprzedaży energii elektrycznej i pokryciem kosztów w taryfie G w przypadku znacznego wzrostu wolumenu
- Rosnące koszty zakupu praw majątkowych oraz koszty związane z prosumentami

Raportowana EBITDA Grupy



CAPEX

CAPEX dostosowany do wysokości EBITDA oraz sytuacji finansowej Grupy



Zadłużenie

Wskaźnik dług netto/EBITDA < 3,5x





Kontakt

Zespół Relacji Inwestorskich

Paweł Gaworzyński

pawel.gaworzynski@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 34

Mirosław Szczygielski

miroslaw.szczygielski@tauron.pl

tel. + 48 32 774 25 38

Katarzyna Heinz

katarzyna.heinz@tauron.pl

tel. + 48 516 111 038

Magdalena Wilczek

Magdalena.wilczek@tauron.pl

tel. + 48 723 600 894



Zastrzeżenie prawne

Niniejsza prezentacja ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

Niniejsza prezentacja została sporządzona przez TAURON Polska Energia S.A. („Spółka”).

Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie ponoszą odpowiedzialności z tytułu jakiegokolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związany z niniejszą prezentacją.

Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

W zakresie, w jakim niniejsza prezentacja zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, a w szczególności słowa „projektowany”, „planowany”, „przewidywany” i podobne wyrażenia (łącznie z ich zaprzeczeniami), stwierdzenia te wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością oraz innymi czynnikami, których skutkiem może być to, że rzeczywiste wyniki, sytuacja finansowa, działania i osiągnięcia Spółki albo wyniki branży będą istotnie różnić się od jakichkolwiek przyszłych wyników, działań lub osiągnięć wyrażonych w takich stwierdzeniach dotyczących przyszłości.

Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

Dziękujemy za uwagę

