

Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał 2023 roku

22 listopada 2023 roku



Prowadzimy w zielonej zmianie

Wojciech Dąbrowski
Prezes Zarządu



Podsumowanie 9 miesięcy 2023 roku

- PGE jako lider transformacji energetycznej
- Rosnące inwestycje – 6,6 mld złotych od początku 2023 roku (+73% r/r)
- Konsekwentna realizacja strategicznego kierunku rozwoju Grupy PGE
- Wydzielenie aktywów węglowych jako element niezbędny dla kontynuacji inwestycji i transformacji polskiego systemu elektroenergetycznego

Postępy inwestycyjne - Dystrybucja



- Łączne nakłady w 9 miesiącach 2023 - 2,9 mld złotych (+142% r/r)
- Kablowanie – ponad 1000 km w roku 2023
- Wymiana liczników na inteligentne liczniki zdalnego odczytu:
 - 110 tys. u odbiorców końcowych w 2023 roku
 - Modernizacja 4400 stacji przygotowanych pod montaż liczników bilansujących zdalnego odczytu

Postępy inwestycyjne - OZE

- Morskie Farmy Wiatrowe
 - Wraz z podpisaniem umowy na fundamenty w formie monopali zakontraktowane wszystkie kluczowe komponenty dla części morskiej Baltica 2 (październik 2023)
 - Umowa na ułożenie i podłączenie kabli (wrzesień 2023)
- Farmy fotowoltaiczne
 - Przekazano do eksploatacji 31 farm PV o sumarycznej mocy ok. 99 MW
 - W fazie realizacji 30 projektów PV o łącznej mocy ok. 270 MW. (przekazanie do eksploatacji do końca III kw. 2025 r.)
 - Rozwój kolejnych projektów (ok. 150 MW z budową rozpoczynającą się do końca 2024)
- Lądowe Farmy Wiatrowe
 - Akwizycja farmy wiatrowej Zalesie (ok. 25 MW)
 - Łączne moce PGE rosną do ok. 800 MW

Postępy inwestycyjne - Ciepłownictwo i Energetyka Niskoemisyjna

- EC Zgierz – koniec spalania węgla, w październiku przekazano do eksploatacji:
 - 3 silniki gazowe o mocy 4,4MWe/5MWt każdy,
 - gazowy kocioł rezerwowo-szczytowy o mocy 7 MWt,
 - instalacja OZE z kolektorami słonecznymi o mocy 100 kW
- Nowa EC Czechnica,
 - blok gazowo-parowy o mocy 179 MWe/163 MWt
 - kotłownia rezerwowo-szczytowa o mocy 152 MWt
- Budowa nowych, kogeneracyjnych jednostek wytwórczych: EC Kielce, EC Bydgoszcz
- EC Rzeszów - budowa II linii technologicznej instalacji przekształcania z odzyskiem energii
- Przygotowania do realizacji procesu dekarbonizacji do 2030 r. - EC Gdynia, EC Kraków, EC Wrocław i EC Gdańsk
- Budowa gazowych kotłowni rezerwowo-szczytowych o łącznej mocy ok. 520 MWt w 4 Elektrociepłowniach: w Gdyni, Gorzowie, Rzeszowie i Lublinie
- Inwestycje zakończone w 2023 - EC Kielce i EC Bydgoszcz gazowe kotłownie rezerwowo-szczytowe o łącznej mocy ok. 200 MWt
- Budowa dwóch bloków gazowo-parowych (2x670 MW) w Gryfinie
- Budowa bloku gazowo - parowego o mocy 871 MW w Rybniku

Ceny energii elektrycznej



- Sposób obliczania kwoty odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny – interpretacja Prezesa URE
- Rozporządzenie wprowadzające obniżkę cen dla gospodarstw domowych o 125 zł - zawiązana rezerwa na 291 mln złotych, według stanu klientów spełniających kryterium na 30.09.2023
- Ceny dla odbiorców na 2024 – oczekiwanie na decyzje legislacyjne

Węgiel kamienny



- Negocjacje z PGG – formalizowanie ustaleń, ok. 70% wolumenów zabezpieczonych w ramach umowy
- Zawarcie Umowy z Ministerstwem Klimatu i Środowiska - zwrot kosztów poniesionych w związku z realizacją decyzji o interwencyjnym imporcie węgla
- Pokrycie dla rezerwy – 634 mln złotych na koniec III kwartału
- Stabilny poziom zapasów węgla na sezon zimowy w Grupie PGE

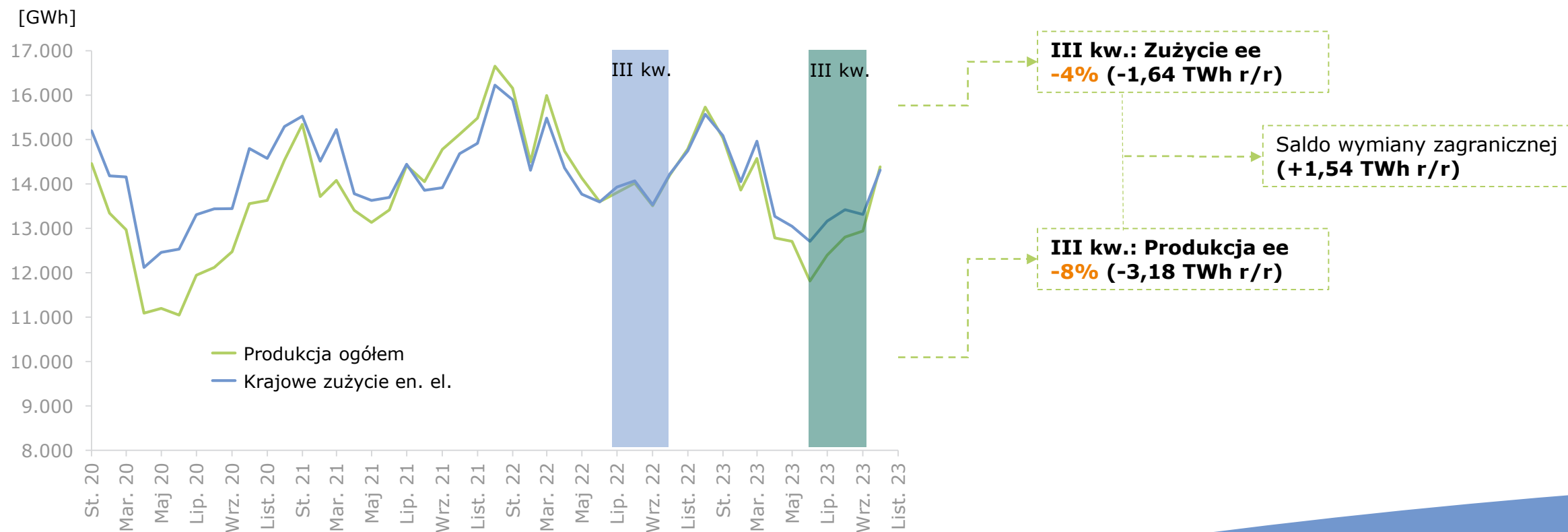
Lechośław Rojewski
Wiceprezes Zarządu ds. finansowych



Rynek energii elektrycznej - bilans energii

Kontynuacja trendu spadku zapotrzebowania, utrzymujący się import z zagranicy

Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej

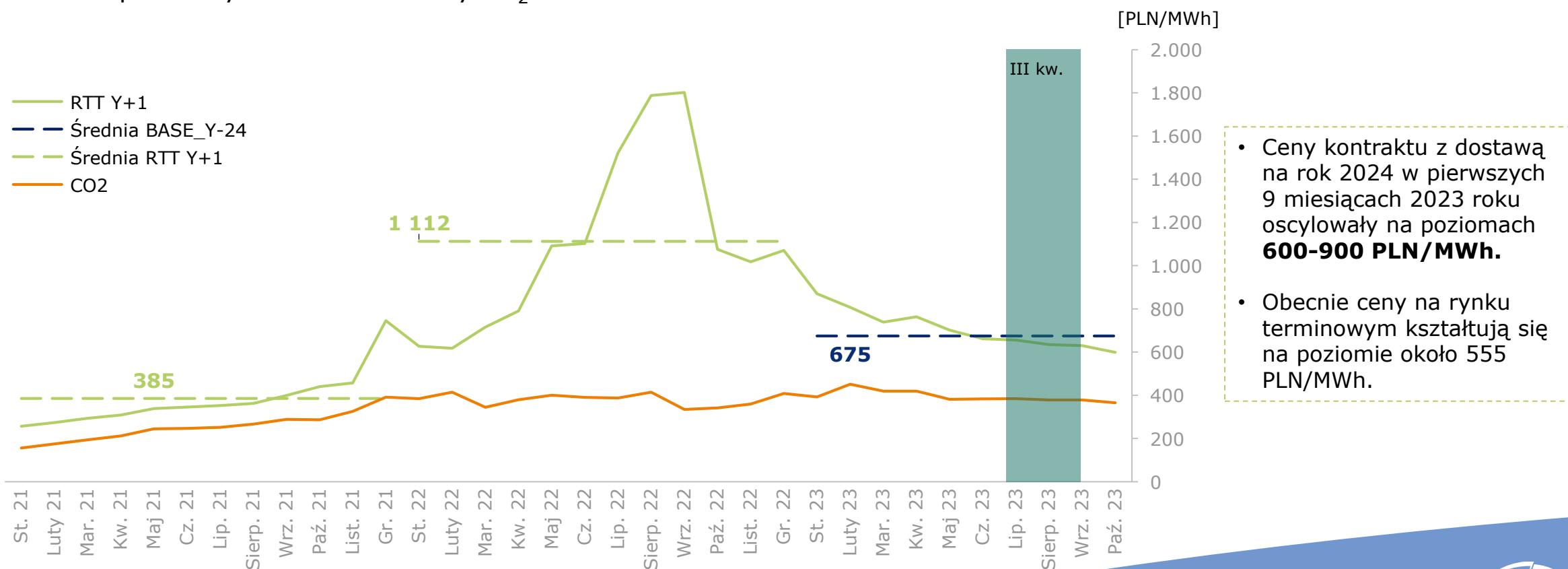


Źródło: PSE

Rynek energii elektrycznej - ceny

Spadek ceny paliw odzwierciedlony w cenach energii

Kontrakt pasmowy 1Y Forward i ceny CO₂

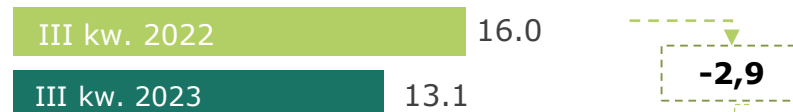


Źródło: TGE

Podsumowanie III kw. 2023 r. - wyniki operacyjne

Produkcja en. elektrycznej netto

TWh

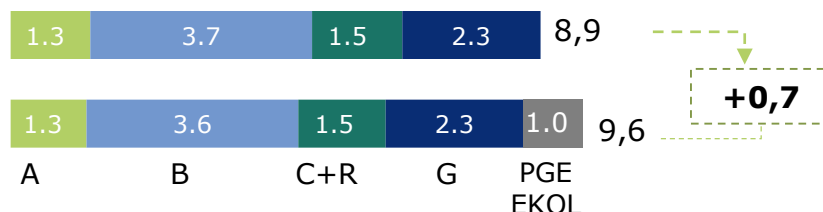


Niższa produkcja na węglu brunatnym i węglu kamiennym ze względu na niższe zapotrzebowanie, wzrost importu.

Wyższa produkcja z gazu ziemnego ze względu na niższe ceny paliwa.

Dystrybucja en. elektrycznej

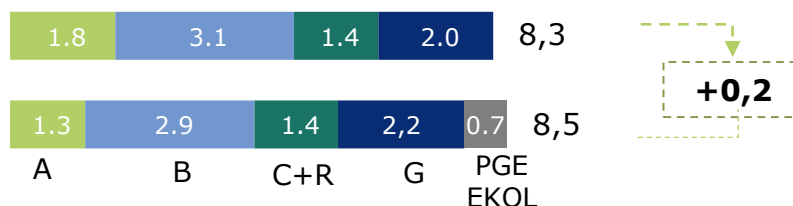
TWh



Przyrost w efekcie przejęcia spółek Segmentu Energetyka Kolejowa od 03.04.2023 r. Spadek zapotrzebowania u odbiorców na wysokim i średnim napięciu oraz działania optymalizacyjne po stronie odbiorców w każdej grupie taryfowej.

Sprzedaż do odbiorców finalnych

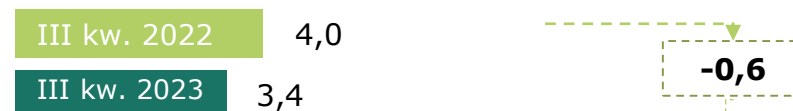
TWh



Wyższa sprzedaż do odbiorców końcowych o ok. 3% w efekcie włączenia PGE Energetyki Kolejowej. Porównywalnie - spadki na taryfach A i B w wyniku wzrostu konsumpcji ze źródeł odnawialnych.

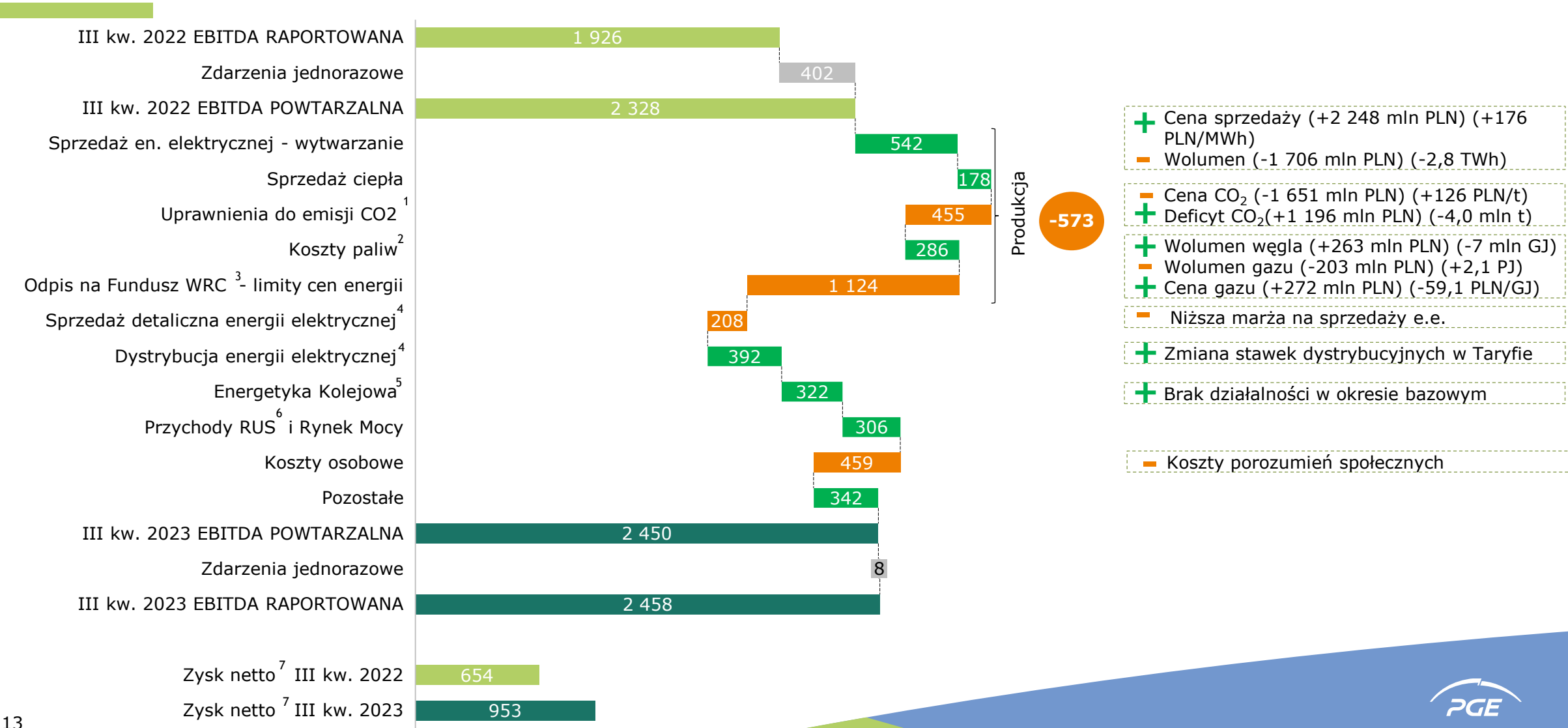
Sprzedaż ciepła

PJ



Spadek zapotrzebowania w rezultacie warunków pogodowych (wyższe średnie temperatury o 0,7°C).

Główne czynniki budowy EBITDA III kw. 2023 r. (mln PLN)

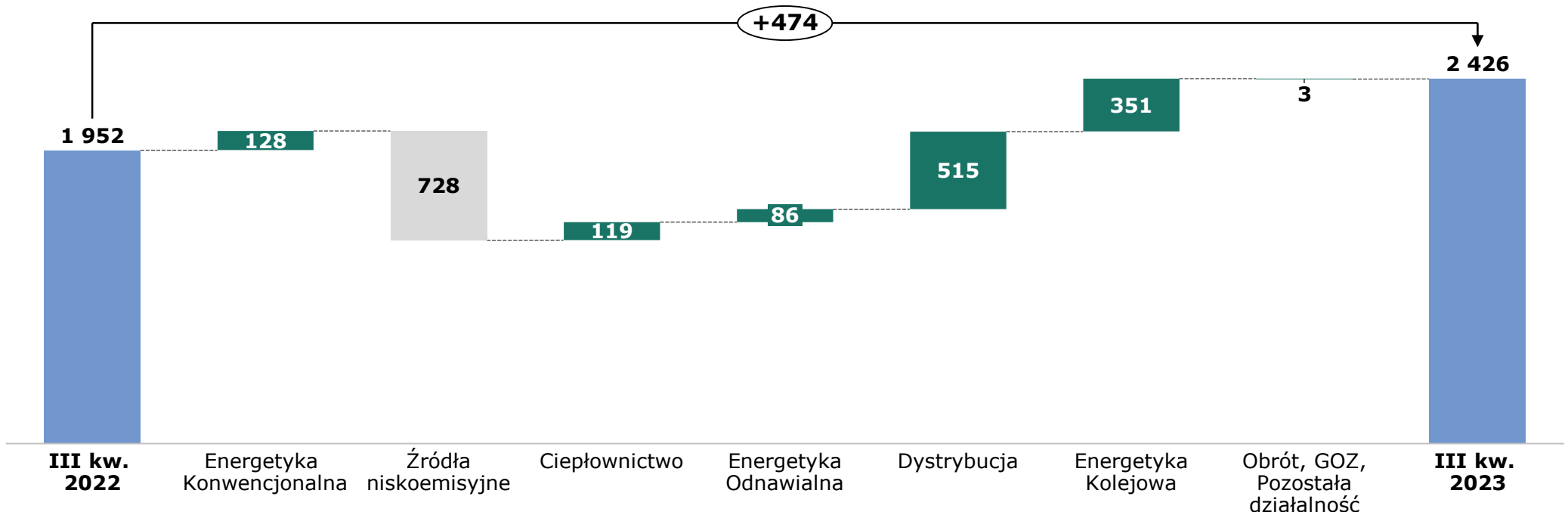


1) w ujęciu zarządczym 2) pozycja uwzględnia również pozostałe materiały produkcyjne i energię na potrzeby pompowania 3) Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny 4) bez doszacowania kosztów różnicy bilansowej 5) marża na en. elektrycznej i usłudze dystrybucyjnej 6) Regulacyjne Usługi Systemowe 7) zysk netto dla akcjonariuszy jednostki dominującej



*rowadzm w zielonej zmianie

Wydatki inwestycyjne w III kw. 2023 r/r* (kasowo w mln PLN)

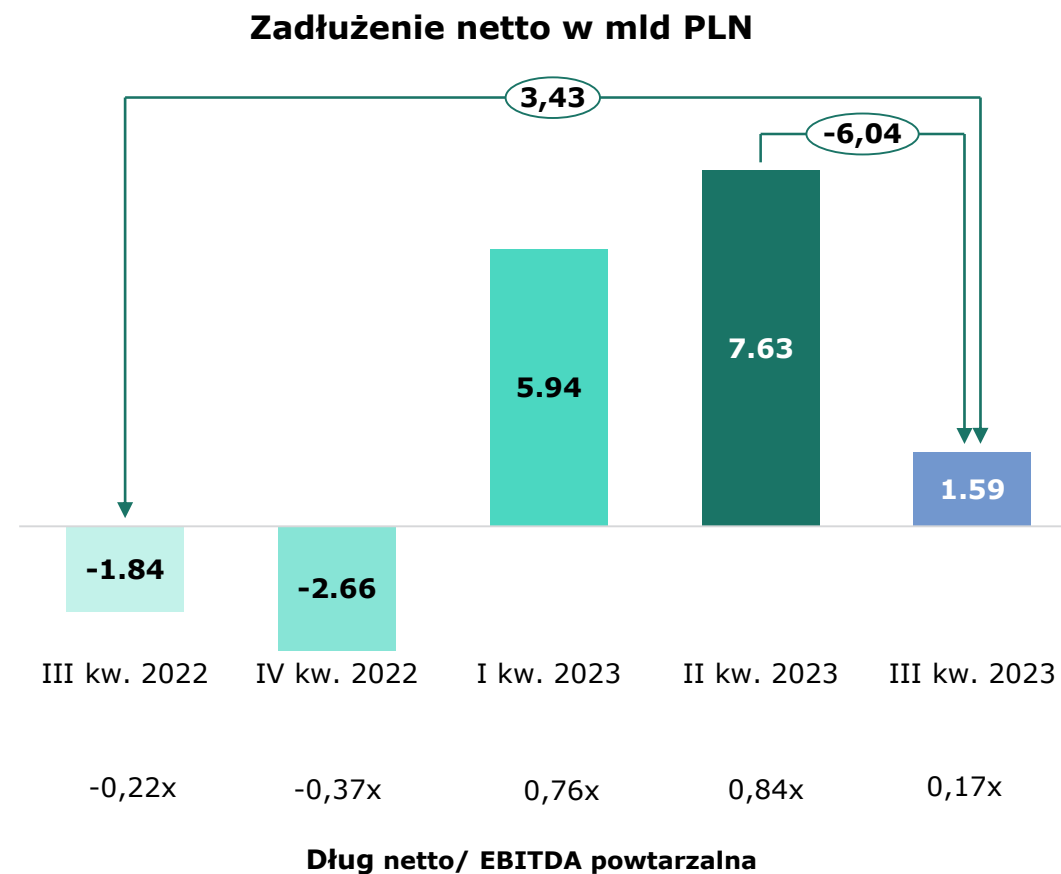


III kw. 2022	1 952	142	812	189	283	503	0	23	
III kw. 2023		270	84	308	369	1 018	351	26	2 426

- Bloki gazowo-parowe w Gryfinie
- Nowa EC Czechnica
- Budowa Morskich Farm Wiatrowych oraz modernizacje EW Dębe i ESP Porąbka-Żar
- Przyłączenia nowych odbiorców, kablowanie, nakłady na sieci SN i nN,
- Modernizacja układów zasilania i budowa podstacji trakcyjnych

Zadłużenie netto III kw. 2023 r.

- Główne elementy wpływające na stan zadłużenia netto na koniec III kw. 2023 r.:
 - Wykonana EBITDA powtarzalna 2,5 mld PLN.
 - Wydatki inwestycyjne na poziomie 2,4 mld PLN.
 - Utworzenie rezerwy na CO₂ ok. 5,6 mld PLN.
 - Nabycie udziałów w spółkach celowych FW 0,3 mld PLN.
- Ekonomiczne zadłużenie netto (skorygowane o przyszłe płatności i rozliczenia za CO₂): **18,5 mld PLN** (dług netto/LTM EBITDA powtarzalna = 2,00x)



EBITDA powtarzalna: perspektywa na 2024 rok

Niepewność regulacyjna na rynku energii

Perspektywa 2024 vs 2023		Główne czynniki
Energetyka Konwencjonalna	↓	- Spodziewane niższa marża na sprzedaży energii elektrycznej - Niższe przychody z Rynku Mocy - Presja na wolumeny produkcyjne - nowe moce OZE, oczekiwana wyższa generacja źródeł wiatrowych oraz fotowoltaicznych, wymiana międzysystemowa - Spodziewany niższy poziom jednostkowych kosztów zużycia paliw produkcyjnych (węgiel kamienny)
Ciepłownictwo	↓	- Spodziewane niższe ceny energii elektrycznej - Spadek przychodów z tytułu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji - Nieznaczny wzrost taryf ciepłowniczych
Energetyka Odnawialna	→	- Porównywalny wynik elektrowni szczytowo-pompowych - Nowe moce w fotowoltaice i wietrze
Obrót	↑	Spadek kosztów energii elektrycznej w wyniku doszacowania
Dystrybucja	↑	- Oczekiwany wyższy efektywny średnioważony koszt kapitału (WACC) w wyniku zakładanej możliwości uzyskania premii za reinwestowanie – ok. 10% + premia za reinwestowanie - Spodziewana wyższa wartość regulacyjna aktywów (WRA) na poziomie ok. 21,6 mld PLN
Energetyka Kolejowa	→	- Niższe przychody z tytułu opłat przyłączeniowych - Spodziewany wyższy efektywny średnioważony koszt kapitału (WACC)

SESJA Q&A

