# PGE Prezentacja Inwestorska

**Konferencja WallStreet26**

**Maj 2022**

*Prowadzimy w zielonej zmianie*

# Grupa PGE

# Łańcuch wartości w Grupie PGE w 2021r.

| | | |
|---|---|---|
| **Wydobycie** | • 2 kopalnie odkrywkowe węgla brunatnego (Bełchatów i Turów)<br>• Wydobycie węgla brunatnego 47,2 mln ton | Planowanie wydzielenie |
| **Wytwarzanie energii elektrycznej** | • Produkcja energii elektrycznej 68,8 TWh<br>• Moc elektryczna zainstalowana 17,8 GW<br>• Sprzedaż ciepła 56.8 mln GJ | |
| | • 2 Elektrownie na węgiel brunatny (Bełchatów i Turów)<br>• 3 Elektrownie na węgiel kamienny (Opole, Dolna Odra, Rybnik) | Planowane wydzielenie |
| **Produkcja ciepła** | • Elektrociepłownie – 16 lokalizacji (jednostki gazowe w 7 lokalizacjach, biomasowe w 2 lokalizacjach)<br>• Elektrownie wodne (Przepływowe 96 MW, Pompowo-szczytowe z dopływem naturalnym 287 MW, Pompowo-szczytowe 1 256 MW)<br>• Farmy wiatrowe 688 MW | |
| **Przesył** | • Działalność operatora systemu przesyłowego PSE S.A. (poza Grupą PGE) | |
| **Dystrybucja** | • Dystrybucja energii elektrycznej 35,7 TWh<br>• Długość linii ogółem: 297 029 km<br>• Liczba stacji transformatorowych: 95 455 | |
| **Sprzedaż hurtowa i detaliczna** | • Klienci końcowi 37,5 TWh<br>• Rynek hurtowy 67,7 TWh<br>• Rynek bilansujący 2,5 TWh | |



PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Działalność Grupy PGE w 2021 r.

Wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii | Dystrybucja | Sprzedaż-hurt i detal

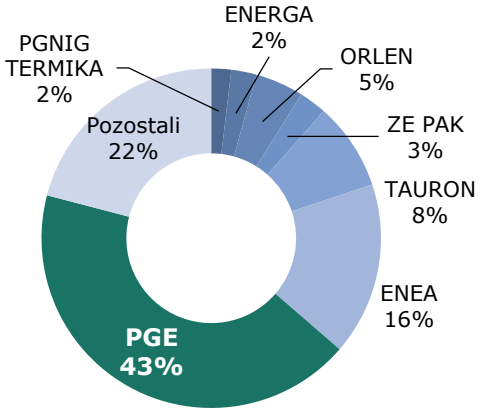
**EBITDA** (mln PLN)

(mln PLN)

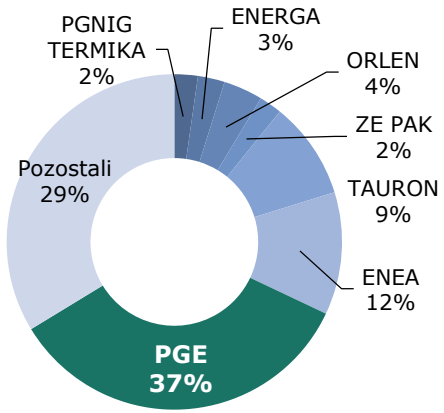
| | Grupa PGE | Energetyka Konwencjonalna (planowane wydzielenie do NABE) | Ciepłownictwo | Energetyka Odnawialna | Dystrybucja | Obrót |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Przychody ze sprzedaży** | **52 730** | **18 730** | **4 019** | **1 050** | **6 415** | **22 260** |
| **Zysk operacyjny** | **5 123** | **1 998** | **104** | **686** | **1 559** | **794** |
| **CAPEX** | **4 662** | **1 759** | **610** | **189** | **1 358** | **8** |
| **Kluczowe aktywa segmentu** | **5 elektrowni konwencjonalnych** | **16 elektrociepłowni 677 km sieci ciepłowniczych** | **17 farm wiatrowych , 5 farm fotowoltaicznych, 29 elektrowni wodnych przepływowych, 4 elektrownie szczytowo-pompowe w tym 2 z dopływem naturalnym** | **297 029 km linii dystrybucyjnych** | **5,45 mln Klientów** | |
| **Moc zainstalowana elektryczna/cieplna** | 12 852 MWe / 844 MWt | 2 608 MWe / 6 842 MWt | 2 331 Mwe | - | - | |
| **Wolumen energii elektrycznej** | Produkcja energii elektrycznej netto 57,42 TWh | Produkcja energii elektrycznej netto 8,76 TWh | Produkcja energii elektrycznej netto 2,59 TWh | Wolumen dystrybuowanej energii 37,74 TWh | Sprzedaż energii do odbiorców końcowych 37,48 TWh | |
| **Wolumen ciepła** | Produkcja ciepła 5,13 PJ | Produkcja ciepła 51,64 PJ | - | - | - | |
| **Pozycja rynkowa** | Grupa PGE jest liderem wydobycia węgla brunatnego (91%) | - | Grupa PGE jest największym producentem OZE z udziałem rynkowym ok. 9% (z wyłączeniem biomasy i biogazu) | Największy obszar dystrybucyjny, drugie miejsce pod względem wolumenu dystrybuowanej energii | Lider rynku hurtowego i detalicznego | |
| | Grupa PGE jest największym wytwórcą energii elektrycznej i ciepła | | | | | |

# Pozycja Grupy PGE na rynkach energii (2021)

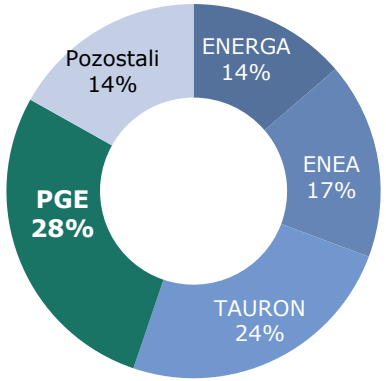
**Produkcja energii netto**



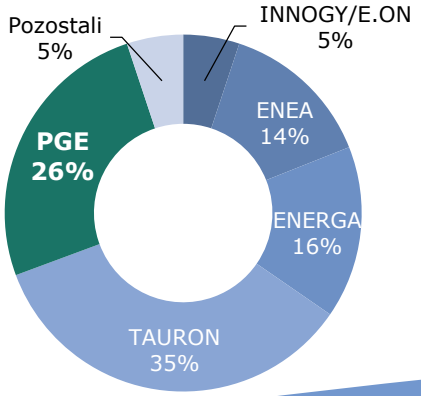

**Moc zainstalowana**




**Sprzedaż do odbiorców końcowych**




**Wolumen dystrybuowanej energii**



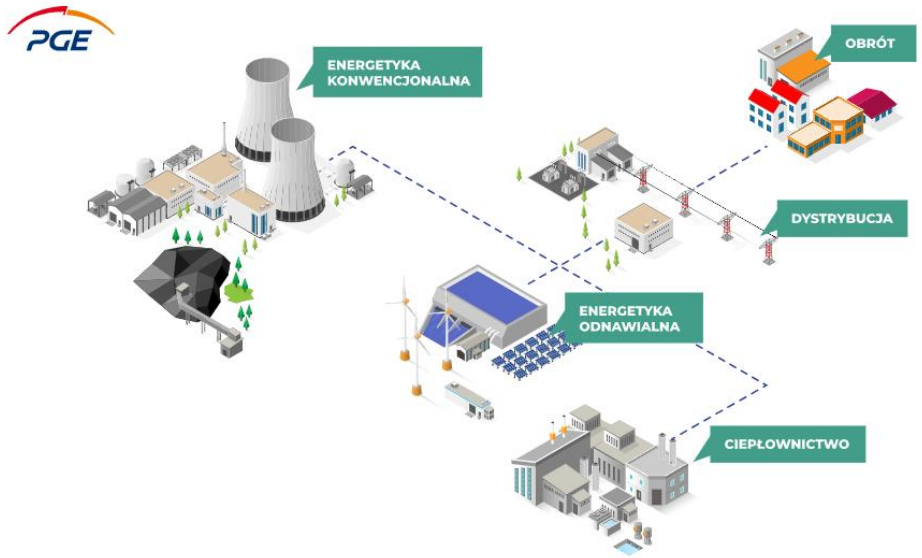

Źródło: Szacunki własne w oparciu o dane ARE, URE i raporty spółek, za okres I-III kw. 2021 r., dane dystrybucyjne za 2020 r.



PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

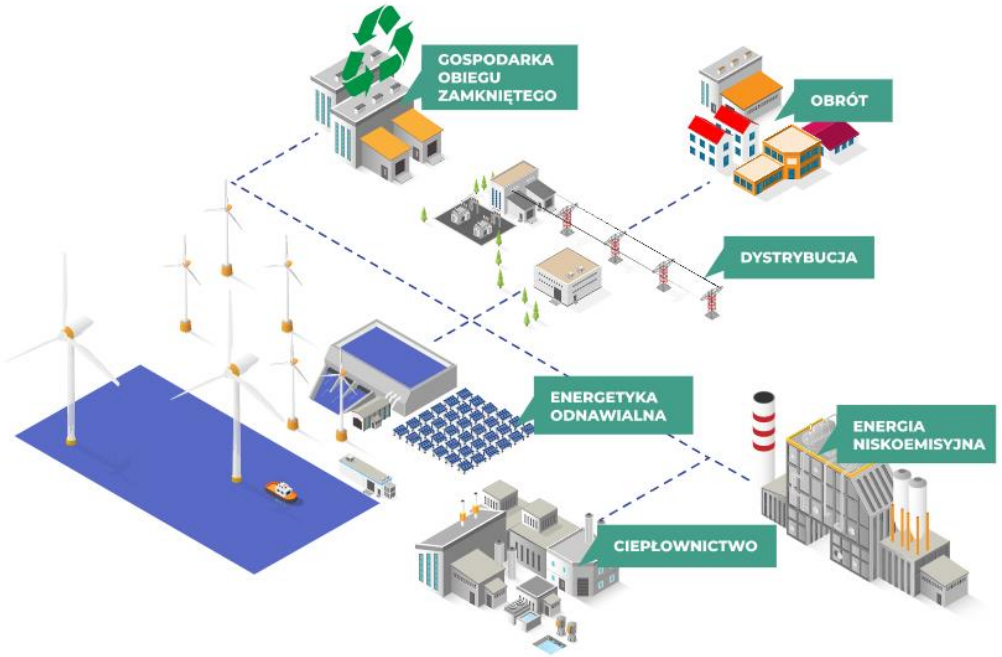
# Ewolucja modelu biznesowego PGE

## Aktualny model biznesowy




- Kluczowe rola produkcji energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny i węgiel kamienny
- Mniejsza rola innych segmentów biznesowych
- Znaczna ekspozycja na ceny energii elektrycznej i CO2

## Model biznesowy 2022+




- Po wydzieleniu aktywów węglowych kluczowa rola Dystrybucji
- Odbudowa potencjału wytwórczego poprzez inwestycje w nowe aktywa produkcyjne, zwłaszcza morskie farmy wiatrowe
- Stabilność dzięki przychodom regulowanym i zakontraktowanym



Prowadzimy w zielonej zmianie

# Trzy fundamenty strategiczne Grupy PGE 2030

## Wizja Grupy

PGE

Lider **zrównoważonej transformacji** energetycznej w Polsce

**Prowadzimy w zielonej zmianie**

### Energia przyjazna dla środowiska

- **85%** udziału źródeł zero- i niskoemisyjnych w portfelu do 2030 r.*
- **50%** udział energii odnawialnej w portfelu spółki do 2030 r.
- **100% energii z OZE** oraz **0 emisji netto $CO_2$** w 2050 r.

### Nowoczesne usługi energetyczne

- Zapewnienie klientom **aktywnego udziału** w **transformacji energetycznej**
- **~85pkt.**** utrzymanie najwyższego na rynku wskaźnika satysfakcji klientów
- **Skrócenie czasu przerw** w dostawach energii oraz **wzrost sprawności** procesów przyłączeniowych

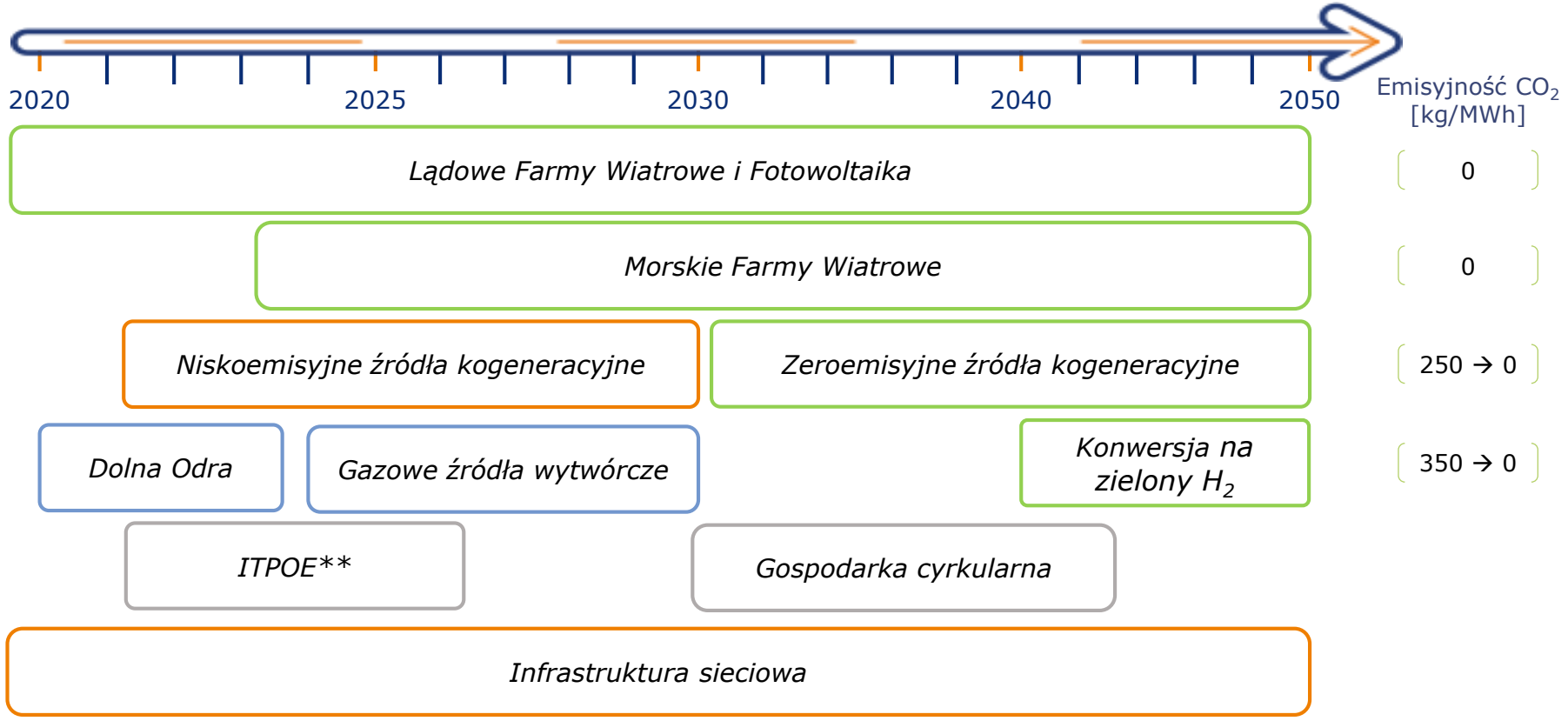
### Sprawna i efektywna organizacja

- Wzrost **produktywności** i **sprawności** działania organizacji
- **25%** obniżenie kosztów stałych funkcjonowania GK PGE do 2030 r.***
- **Ewolucja** w kierunku mniejszej pracochłonności i efektywności kosztowej

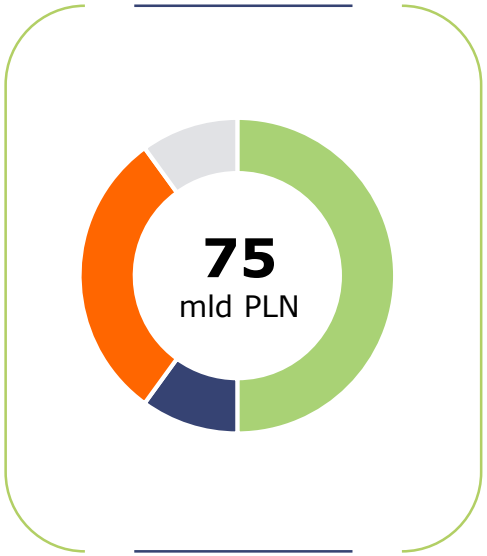
**Zakładając wydzielenie portfolio węglowego z GK PGE*
***CSI – Customer Satisfaction Index*
****Wynik w stosunku do 2019 r., wartości nie obejmują efektu obniżenia kosztów w segmencie energetyki konwencjonalnej*

# Ambitny plan inwestycyjny

## Ramowy plan inwestycyjny w ramach Strategii GK PGE 2030*




**CAPEX 2021-30**




**Przyporządkowanie technologii do dat na osi czasu odpowiada rozwojowym CAPEX*
***Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii*
*Źródło: Strategia GK PGE 2030*

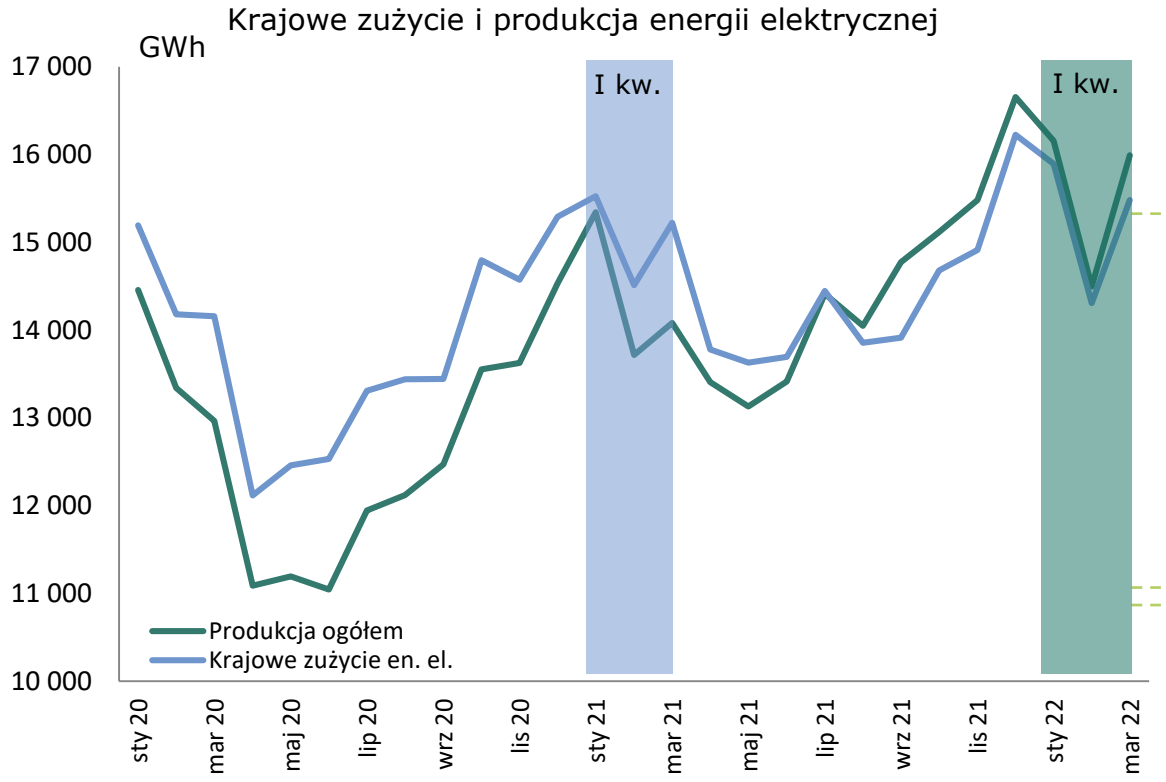


PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Sytuacja na rynku energii

# Rynek energii elektrycznej - bilans energii

## Gospodarka odrabia pandemiczne straty. Polska eksporterem energii netto w I kw. 2022 r.




Źródło: PSE

**I kw.: Zużycie**
**+0,9% (+0,4 TWh)**

Eksport netto
na poziomie **1,0 TWh**

**I kw.: Produkcja**
**+8,1% (+3,5 TWh)**

Wysoki wzrost PKB w I kw. 2022 r. (**+8,5% r/r**). Eksport energii ze względu na wyższe ceny na rynkach zagranicznych.

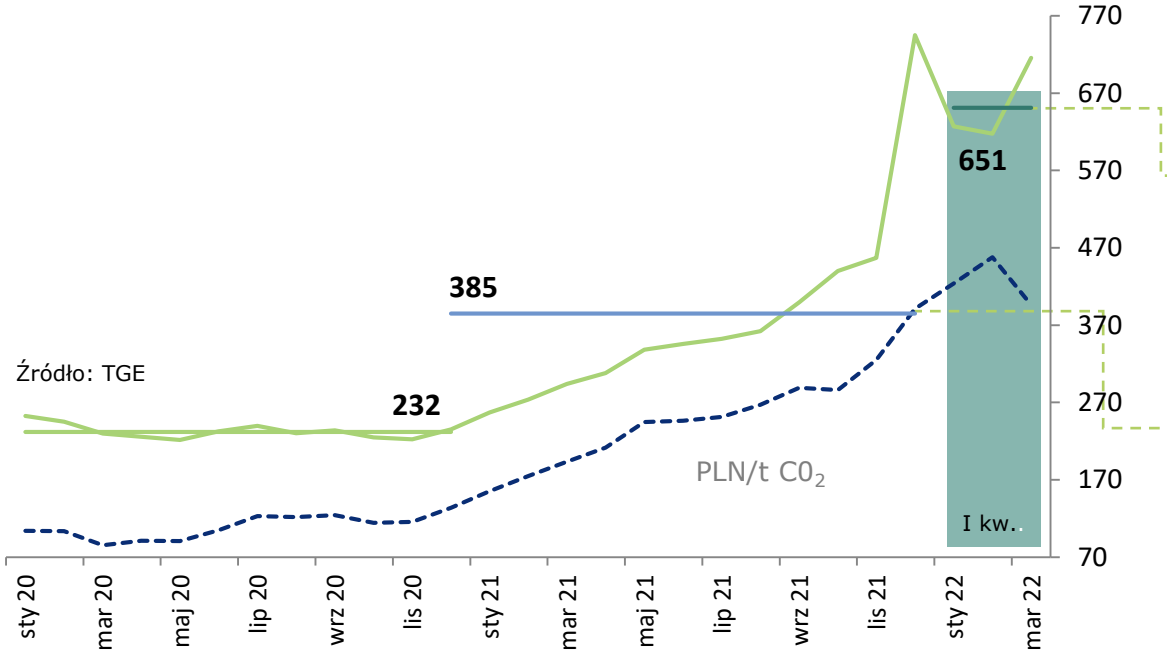


PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Rynek energii elektrycznej - ceny

## Niepewność rynkowa i rosnące ceny paliw odzwierciedlane w cenach energii

Kontrakt pasmowy 1Y Forward i ceny $CO_2$




- Wzrost cen CO2 pociąga za sobą istotnie wyższą cenę BASE na rok 2023 o **266 PLN/MWh ~651 PLN/MWh**

- BASE na 2022 wyższy o **153 PLN/MWh** r/r (2022: **385 PLN/MWh**)

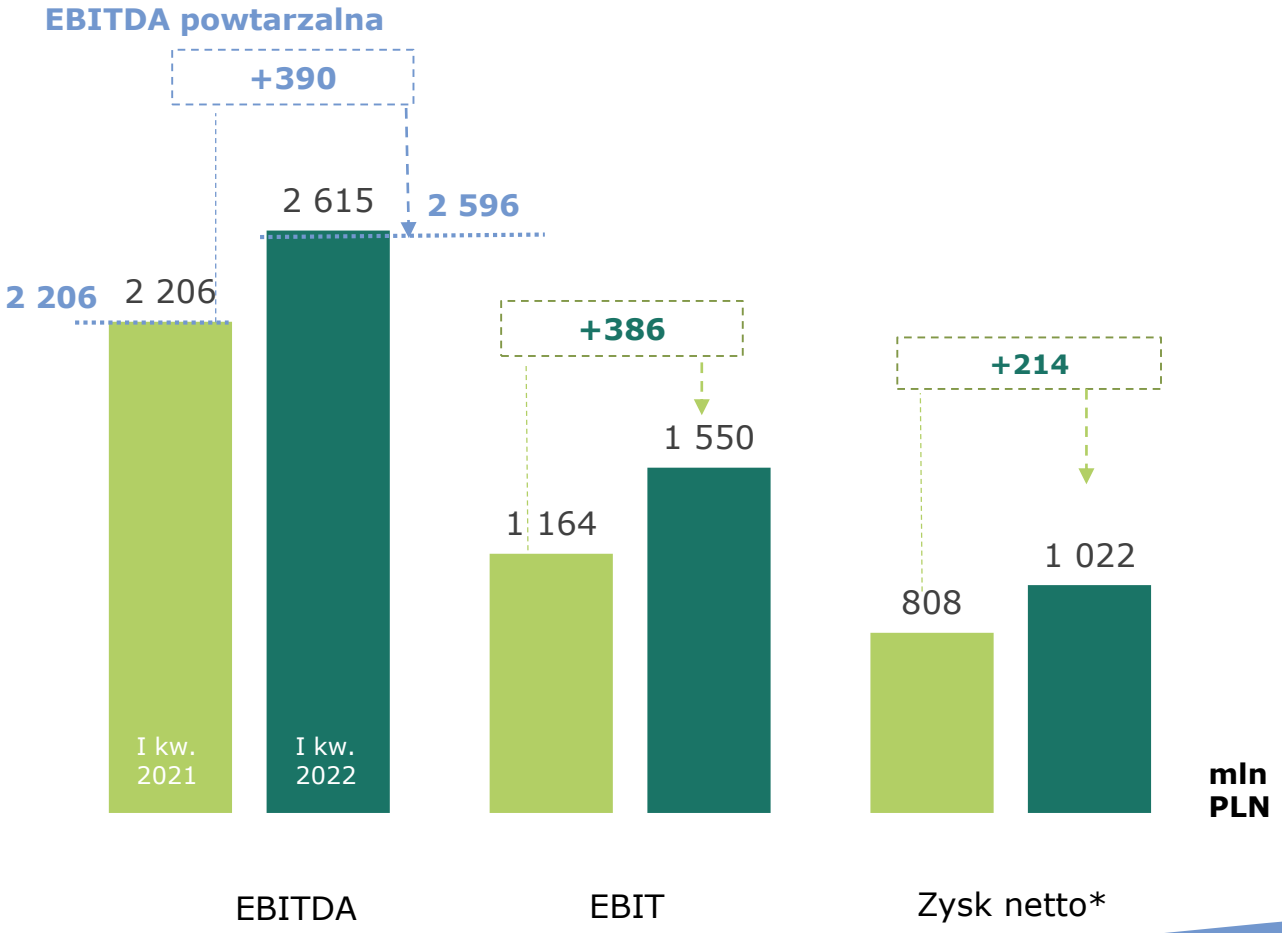


PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Finanse

# Podsumowanie I kwartału 2022 r. - wyniki finansowe

- Wzrost EBITDA powtarzalnej o 390 mln PLN
- EBITDA raportowana wyższa o 409 mln PLN. Niewielki wpływ zdarzeń jednorazowych:
  - Rozwiązanie rezerwy na prosumentów + 19 mln PLN
- Brak istotnych odpisów z tytułu trwałej wartości aktywów. W I kwartale 2022 r. negatywny wpływ na EBIT odpisów RAT i PDUA wyniósł (-6 mln PLN), a w I kwartale 2021 r. odpisy RAT i WN wyniosły (-44 mln PLN).

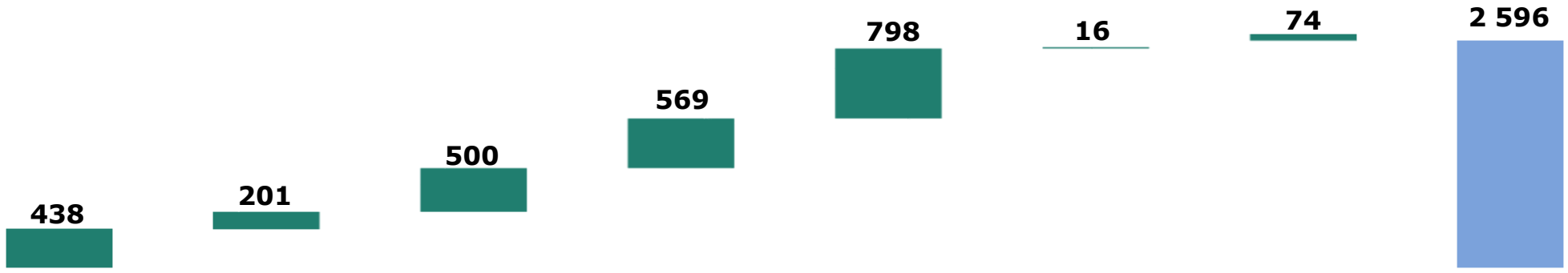





** Zysk netto dla akcjonariuszy jednostki dominującej*

PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Powtarzalny[1] zysk EBITDA w I kw. 2022 - składniki i dynamika




| | Energetyka Konwencjonalna | Ciepłownictwo | Energetyka Odnawialna | Obrót | Dystrybucja | GOZ[2] | Inne | EBITDA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **I kw. 2022** | **438** | **201** | **500** | **569** | **798** | **16** | **74** | **2 596** |
| Udział w EBITDA (%) | *17%* | *7%* | *19%* | *22%* | *31%* | *1%* | *3%* | *100%* |
| **I kw. 2021** | **511** | **510** | **193** | **352** | **658** | **9** | **-27** | **2 206** |
| Zmiana (mln PLN) | -73 | -309 | 307 | 217 | 140 | 7 | 101 | 390 |
| ***Zmiana (%)*** | ***-14%*** | ***-61%*** | ***159%*** | ***62%*** | ***21%*** | ***78%*** | ***-*** | ***18%*** |

Wzrost cen sprzedaży energii i niższe koszty paliw skompensowały wyższe koszty $CO_2$ i mniejsze wpływy z usług systemowych (RUS i rynek mocy łącznie). Negatywny wpływ wyższych kosztów zarządzania handlem.

Negatywny efekt istotnie wyższych cen gazu i $CO_2$ przeważa nad wzrostem cen ciepła i premią kogeneracyjną.

Znacznie wyższe ceny energii elektrycznej na rynku SPOT i wzrost wolumenów produkcji.

Wzrost przychodów z działalności wewnątrz GK PGE, wynikający głównie ze wzrostu przychodów z tytułu zarządzania handlowego.

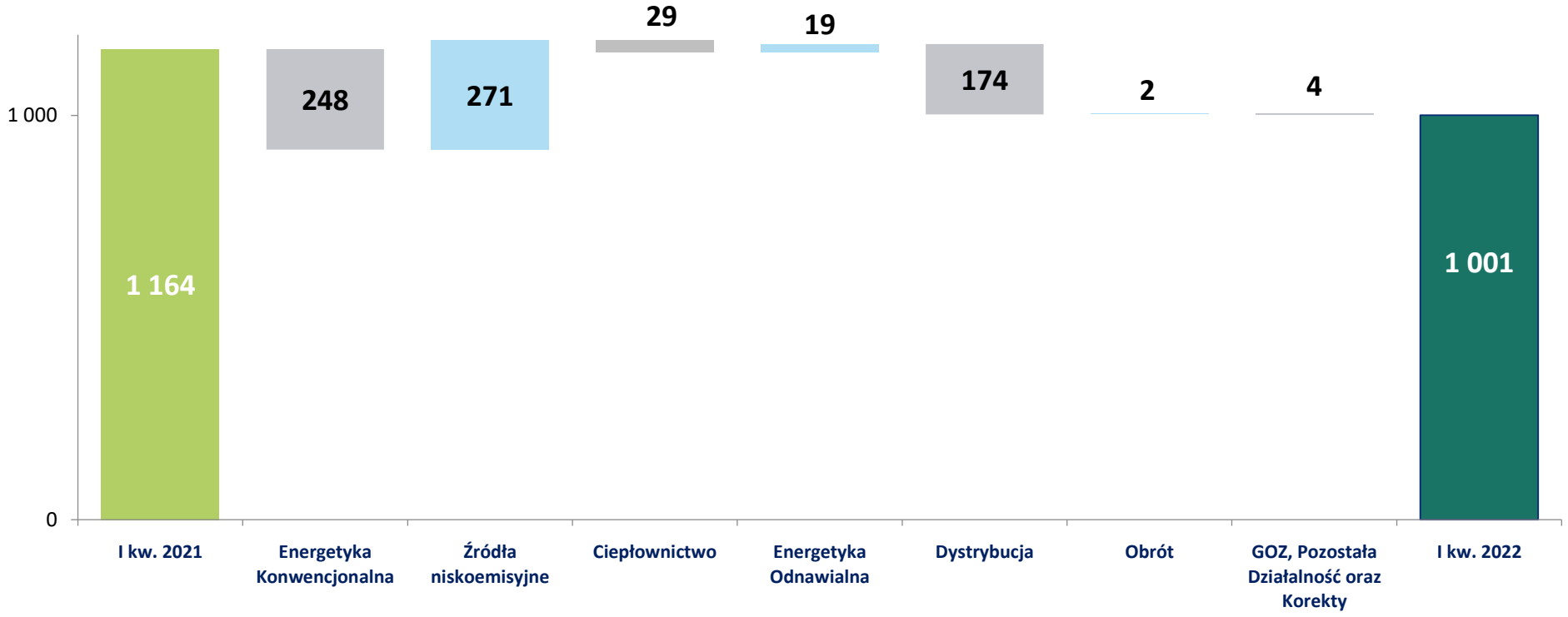
Wyższy wolumen dystrybuowanej energii, wzrost taryf dystrybucyjnych oraz spadek kosztów energii na pokrycie różnicy bilansowej.

[1]Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych



PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Wydatki inwestycyjne w I kw. 2022 r/r (kasowo)




| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I kw. 2021 | **1 164** | 411 | 63 | 183 | 33 | 440 | 3 | 32 | |
| I kw. 2022 | | 162 | 335 | 154 | 52 | 266 | 5 | 28 | **1 001** |

El. Turów Blok 7
El. Bełchatów -BAT

PGE Gryfino 2050
(bloki CCGT przy
El. Dolna Odra)

Niższe nakłady
na SN i nN

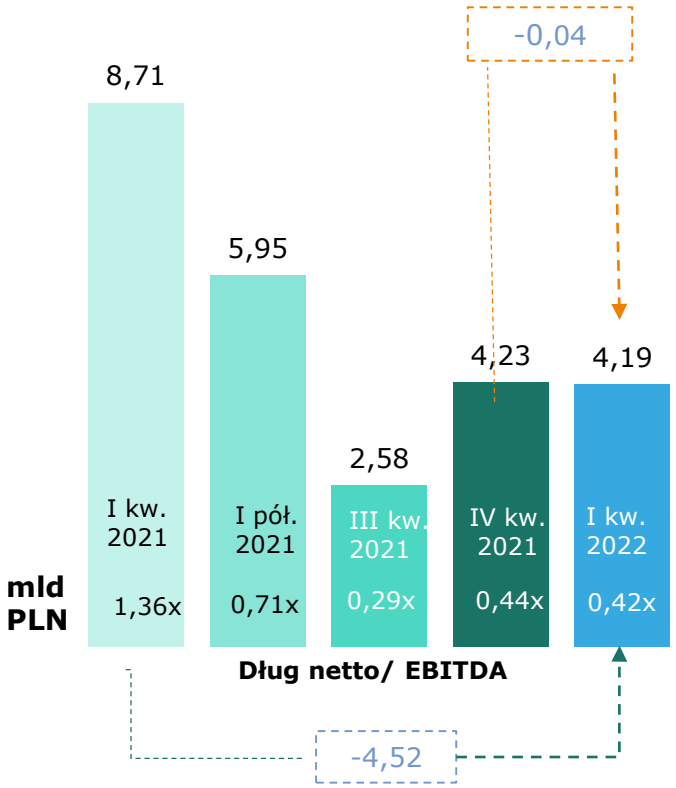


PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Zadłużenie netto w I kw. 2022 r.

- Spadek zadłużenia netto w I kw. 2022 r. (kw/kw)
  - Wysoka EBITDA powiększona o rezerwy na $CO_2$ (ok. 5 mld PLN) = 7,6 mld PLN.
  - Wydatki inwestycyjne na poziomie 1,0 mld PLN.
  - Wydatki na nabycie $CO_2$ ok. 6,0 mld PLN.
  - Wydatki na uzupełnienie zapasów węgla ok. 0,3 mld PLN.
- Realne zadłużenie netto (skorygowane o przyszłe płatności za CO2): **11,8 mld PLN** (dług netto/EBITDA = 1,38x)

**Zadłużenie netto***




*Dane porównywalne

# EBITDA powtarzalna: perspektywa na 2022 rok

| | Perspektywa 2022 vs 2021 | Główne czynniki |
|---|---|---|
| **Energetyka Konwencjonalna** | → | • Średnioroczna cena hurtowa energii na poziomie ~510-520 PLN/MWh<br>• Średnioroczny koszt $CO_2$ na poziomie 300-310 PLN/t<br>• Brak stabilności rynkowej ryzykiem poziomu marży na pozycji otwartej<br>• Spodziewany wyższy średni koszt węgla kamiennego, pomimo względnie stabilnego poziomu cen dla wolumenu objętego umowami długoterminowymi<br>• Presja na wolumeny produkcyjne - nowe moce OZE, oczekiwana wyższa generacja źródeł wiatrowych |
| **Ciepłownictwo** | ↓ | • Dwukrotny wzrost kosztów uprawnień do emisji $CO_2$<br>• Średnia cena gazu ziemnego ok. 150-200 procent wyższa<br>• Wzrost taryf ciepłowniczych i przychodów z tytułu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w znacznym stopniu nie pokrywa wzrostu cen $CO_2$ oraz kosztów paliw |
| **Energetyka Odnawialna** | ↑ | • Spodziewane wyższe ceny energii elektrycznej na rynku SPOT<br>• Spodziewane średnioroczne wyższe ceny zielonych certyfikatów<br>• Nowe moce fotowoltaiczne |
| **Obrót** | → | • Presja na wygenerowane marże w efekcie znacznego wzrostu kosztów energii elektrycznej<br>• Wyższe przychody z tytułu zarządzania handlowego |
| **Dystrybucja** | → | • Wartość regulacyjna aktywów (WRA) wyższa o ~0,7 mld PLN: ~19,6 mld PLN<br>• Nieco wyższy oczekiwany efektywny średnioważony koszt kapitału (WACC) 5,8% (przed opodatkowaniem) w wyniku możliwości uzyskania premii za reinwestowanie. |



PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Nakłady inwestycyjne: perspektywa na 2022 rok

| | Perspektywa 2022 vs 2021 | Główne czynniki |
|---|---|---|
| **Energetyka Konwencjonalna** | ↓ | • Wraz z końcem programu dostosowań do BAT ograniczenie poziomu do nakładów utrzymaniowych |
| **Źródła niskoemisyjne** | ↑ | • Rosnące nakłady na budowę mocy gazowych w El. Dolna Odra wraz z postępami inwestycji |
| **Ciepłownictwo** | ↑ | • Wzrost nakładów związany z budową nowych niskoemisyjnych bloków gazowych, w tym m.in. Nowa EC Czechnica, EC Bydgoszcz, EC Zgierz, EC Kielce |
| **Energetyka Odnawialna** | ↑ | • Przyrost nakładów na realizację budowy morskich farm wiatrowych<br>• Rosnące nakłady w ramach programu rozwoju mocy fotowoltaicznych<br>• Niezależnie od rosnących nakładów na rozwój organiczny możliwe akwizycje |
| **Obrót** | → | • Realizacja bieżących projektów rozwojowych i utrzymaniowych |
| **Dystrybucja** | ↑ | • Rosnące nakłady na przyłączanie nowych źródeł<br>• Realizacja programu kablowania sieci oraz instalacji inteligentnych liczników |



PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# Inwestycje

# Program budowy farm morskich

**2,5 GW**

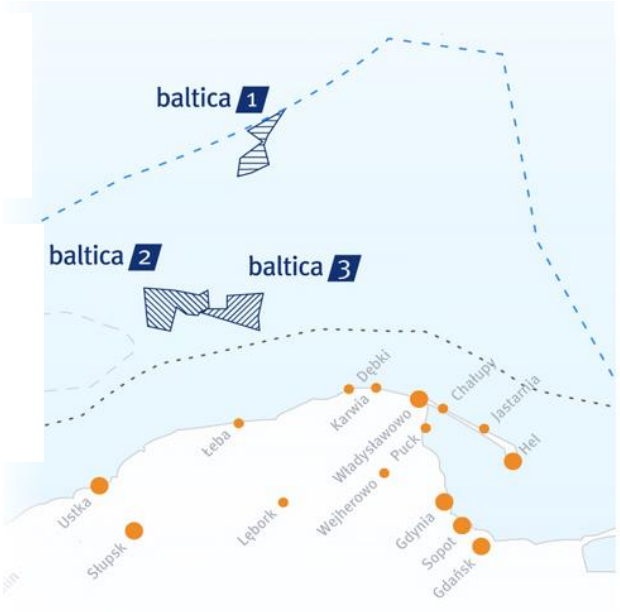
- Obszar Baltica 3 – umowa przyłączeniowa na 1 045
- MW
- Obszar Baltica 2 – umowa przyłączeniowa na 1 498 MW
- Projekty realizowane we współpracy z Ørsted

**<2030**

**4 GW**

- Obszar Baltica 1 – umowa przyłączeniowa na 896 MW
- Potencjalne nowe projekty (3,1 GW)

**>2030**




## Założenia techniczne (Baltica 2 & Baltica 3)

- **Moc całkowita:** 2.5 GW
- **Turbiny:** min. 12 MW
- **Odległość do brzegu:** ca. 35 km
- **Głębokość:** 23-50 m
- **Oczekiwany czas pracy :** 30 lat

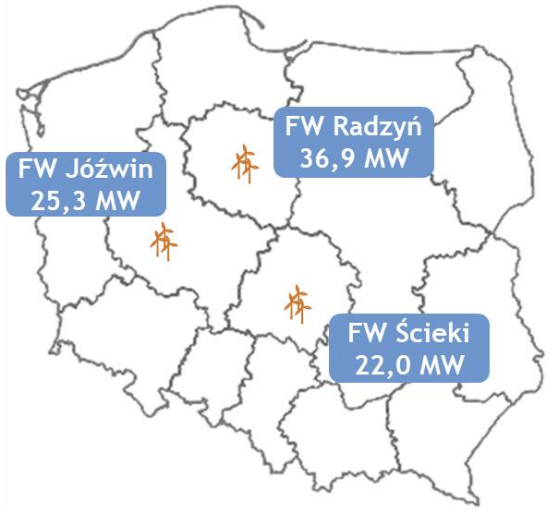
## Harmonogram

| | |
|---|---|
| **2021** | Wniosek o wsparcie do Prezesa URE |
| **2022/23** | Ostateczna cena kontraktu CFD na energię |
| **2023** | Pozwolenie na budowę |
| **2023** | Decyzja Inwestycyjna Baltica 3 |
| **2024** | Decyzja Inwestycyjna Baltica 2 |
| **2026** | **Podanie napięcia Baltica 3** |
| **2027** | **Podanie napięcia Baltica 2** |

**Wydarzenia:**

- **Strategiczne partnerstwo: umowa z Ørsted** dotycząca sprzedaży 50% udziałów w Baltica 2 i Baltica 3. Transakcja zawarta w **maju 2021**.
- **Styczeń 2020 r**., decyzja środowiskowa dla farm wiatrowych Baltica 2 i Baltica 3, w czerwcu 2020 r., PSE S.A. przyznało warunki przyłączeniowe do sieci dla farmy wiatrowej Baltica 1
- **Luty 2021 r.**, wejście w życie ustawy **o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych**
- **Kwiecień 2021 r.** Prezes URE przyznał prawo do pokrycia ujemnego salda (kontrakt CFD) dla farm wiatrowych Baltica 3 and Baltica 2. Maksymalny poziom ceny rozliczeniowej wynosi 319,60 PLN/MWh. Wymagana decyzja Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym, oczekiwana w 2022.
- **Sierpień 2021 r., Société Générale wybrane na doradcę finansowego** do aranżacji i pozyskania finansowania dla budowy morskich farm wiatrowych Baltica 2 i Baltica 3.
- **Styczeń 2021 r.** List intencyjny dotyczący przyszłej współpracy w zakresie morskiej energetyki wiatrowej z Tauronem i ENEĄ. **Listopad 2021 r.** Warunkowa umowa z Tauronem i ENEĄ dotycząca sprzedaży udziałów w spółkach projektowych, których zadaniem będzie pozyskanie pozwoleń lokalizacyjnych na budowę farm offshore w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej na Morzu Bałtyckim. Zgoda UOKiK na koncentrację z ENEA wydana w grudniu 2021 r., a z Tauronem wydana w styczniu 2022 r.

# Akwizycja Collfield Investments




**Moc całkowita:** 84,2 MWe
**Średnioroczna produkcja energii:** approx. 240 GWh
**Wartość transakcji: ponad** 900 mln PLN
**Finalizacja transakcji:** II kw. 2022 r.
**Farmy wspierane zielonymi certyfikatami**
**Sprzedaż w dużym stopniu zabezpieczona kontraktami PPA**

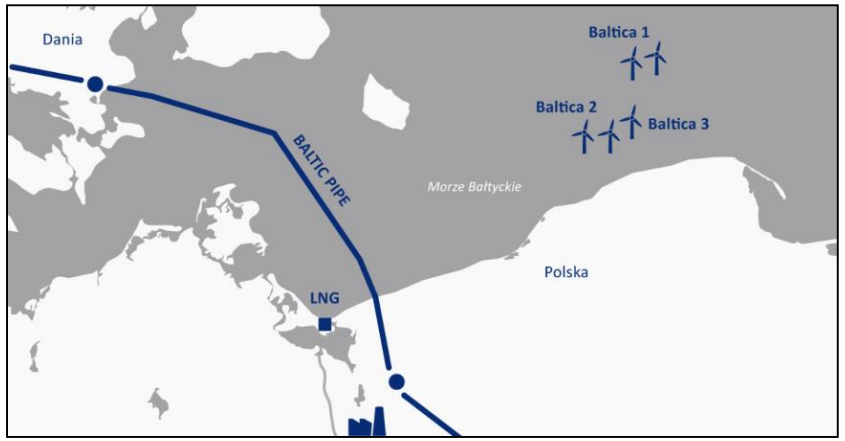
- PGE nabędzie 100% udziałów spółki Collfield Investments, która posiada trzy SPV (spółki projektowe) będące operatorami trzech farm wiatrowych o łącznej mocy **84,2 MW**. Zamknięcie transakcji planowane jest w II kw. 2022 r.

- Farmy wiatrowe będące przedmiotem akwizycji są zlokalizowane w województwie kujawsko-pomorski (FW Radzyń o mocy 36,9 MW, oddana do użytkowania w 2015), województwie łódzkim (FW Ścieki o mocy 22 MW, oddana do użytkowania w 2012) oraz w województwie wielkopolskim (FW Jóźwin o mocy 25,3 MW, oddana do użytkowania w 2015).

- Transakcja stanowi element wdrożenia strategii Grupy PGE do roku 2030, która przewiduje między innymi zwiększenie posiadanych mocy lądowych farm wiatrowych o ponad 1 GW do roku 2030. Akwizycja zostanie częściowo sfinansowana środkami z nowej emisji akcji (zakładane wydatki na farmy wiatrowe i fotowoltaiczne o łącznej mocy 170 MW do roku 2023).

- **Wartość transakcji przekroczy 900 mln PLN** i zostanie ostatecznie ustalona na datę rozliczenia transakcji, na podstawie określonych w umowie mechanizmów. Wartość transakcji obejmuje także środki pieniężne na rachunkach Collfield i spółek projektowych.

# Nowe bloki gazowo-parowe przy elektrowni Dolna Odra (PGE Gryfino 2050)




**Moc brutto:** 2x683 MWe

**Sprawność netto :** ok. 63%

**Paliwo:** gaz ziemny

**Emisyjność netto:** <0,35 t $CO_2$/MWh

**Wartość umowy na budowę:** 3,70 mld PLN

**Wartość kontraktu serwisowego:** 1,03 mld PLN (czas trwania 12 lat)

**Oddanie do użytkowania:** 11 Grudnia, 2023

## Wydarzenia:

- 6 grudnia, 2019 - pozyskanie **17-letniego kontraktu mocowego w aukcji głównej na rok 2024**
- 3 stycznia, 2020 – akceptacja oferty konsorcjum General Electric i Polimexu na budowę bloków CCGT
- 30 stycznia, 2020 – Podpisanie przez PGE GiEK kontraktu z **General Electric Global Services GmbH, Polimexem Mostostal S.A. i General Electric International Inc.** Na budowę 2 bloków CCGT i 12-letniej umowy serwisowej.
- 10 Marca, 2020 – PGE GiEK podpisuje kontrakt z **GAZ-SYSTEM na przyłączenie elektrowni Dolna Odra do sieci gazowej** – inwestycja wiąże się z budową 63 km gazociągu i stacji gazowej
- 29 października, 2020 – prawomocna decyzja pozwolenia na budowę
- 5 listopada, 2020 – przekazanie Generalnemu Wykonawcy terenu budowy
- 1 grudnia, 2020 - GAZ-SYSTEM operator gazociągów przesyłowych pozyskał wszystkie decyzje administracyjne konieczne do rozpoczęcia budowy gazociągu BALTIC PIPE i rozpoczął etap realizacji budowy. Oddanie do użytkowania gazociągu planowane w październiku 2022.
- **25 listopada, 2021** – wmurowanie kamienia węgielnego pod budowę bloków CCGT.
- Marzec 2022, GAZ-SYSTEM podpisał umowę na budowę 63 km gazociągu dostarczającego gaz do nowych bloków przy elektrowni Dolna Odra
- Trwają prace wykonawcze, zaawansowanie prac **: 62%,** wg stanu na koniec marca 2022 r.

# Projekt Nowa Elektrociepłownia Czechnica

**Moc elektryczna i cieplna:** 179 MWe i 315 MWt + akumulator ciepła

**Sprawność ogólna wytwarzania:** ok. 85%

**Paliwo: gaz ziemny**

**Emisyjność netto:** <0,35 t $CO_2$/MWh

**Wartość umowy na budowę:** 1,16 mld (netto)

**Wartość kontraktu serwisowego:** 25 mln PLN i 20,7 mln EUR (netto), czas trwania 103 miesiące

**Oddanie do użytkowania: II kw. 2024**

**Efekt środowiskowy** – zakładana redukcja emisji:

- CO2 z 450 kg/MWh do 220 kg/MWh
- SO2 o 90%
- NOx o 53%
- Cząstki stałe o 17%

**Wydarzenia:**

- Luty 2020 r., KOGENERACJA S.A. podpisała umowę z Fortum Power and Heat na przyłączenie Nowej EC Czechnica do sieci przesyłowej
- Marzec 2020, KOGENERACJA S.A. i GAZ-SYSTEM podpisały umowę na przyłączenie Nowej EC Czechnica do sieci gazowej
- 1 marca 2021 r. – warunkowa akceptacja oferty konsorcjum Polimexu Mostostal S.A. i Polimexu Energetyka sp. z o.o. na budowę elektrociepłowni gazowo-parowej Nowa EC Czechnica
- 12 marca 2021 r. , uzyskanie **premii kogeneracyjnej indywidualnej** dla Nowej EC Czechnica
- 1 kwietnia 2021 r. – spełnienie warunków dla podpisania umowy na budowę Nowej EC Czechnica
- **23 czerwca 2021 r. – podpisanie umowy na budowę Nowej EC Czechnica**
- 28 października 2021r., przekazanie Generalnemu Wykonawcy terenu budowy
- Listopad 2021 r. – ukończenie badań geotechnicznych
- Grudzień 2021 r. Umowa na dofinansowanie projektu w formie pożyczki kwotą 300 mln PLN i dotacji kwotą 30 mln PLN z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

# Program rozwoju mocy fotowoltaicznych

**Bieżące projekty:**
- 19 projektów, które wygrały aukcję OZE w czerwcu 2021
- 3 projekty, które wygrały aukcję OZE w grudniu 2021
- PV Augustynka
- PV Jeziórko 1&2

**Moc zainstalowana projektów :** 17,63 MWe + 3 MWe + 25 MWe + 153 MWe
**Przekazanie o użytkowania: II półrocze 2022/ 2023**

**Całkowita planowana moc źródeł fotowoltaicznych: 3 GW w 2030**
**Obecnie zabezpieczono ok. 3000 ha pod budowę ponad 2 GW**

**Informacja o projektach 1 MW :**
- PGE Energia Odnawialna wygrała aukcje dla instalacji o mocy do 1 MW
- 15-letni okres wsparcia – 2023-2037
- Czerwiec 2021: 14 instalacji o mocy 1 MW, 5 instalacji o mocy 0,5-0,8 MW (ze względu na ograniczenia sieci dystrybucyjnych)
- Grudzień 2021: 3 instalacje o mocy 1 MW
- Stan obecny: rozpoczęta budowa 5 farm fotowoltaicznych

**Informacja o projektach Jeziórko 1&2**
- Łączna moc zainstalowana **153 MWe**
- Wydzierżawione grunty pod budowę
- Pozwolenie na budowę uzyskane w grudniu 2021 r.
- Rozpoczęcie procedury przetargowej w kwietniu 2022 r.
- Przekazanie do użytkowania: 100 MW w 2023 r., 53 MW w 2024 r.

**Informacja o projekcie Augustynka:**
- Moc zainstalowana 25 MWe
- Wydzierżawione grunty pod budowę
- Pozwolenie na budowę uzyskane w październiku 2020 r.
- Rozpoczęcie procedury przetargowej do końca 2021 r.
- PV Augustynka wygrała aucję OZE w grudniu 2021 r.

**Nabycie 7 projektów farm fotowoltaicznych**
- Łączna moc zainstalowana 26 MWe
- Wszystkie projekty posiadają ważne techniczne warunki przyłączenia
- Przewidywane oddanie do użytkowania do końca III kw. 2023 r.
- Szacunkowa produkcja – blisko 29 GWh rocznie

# Materiały dodatkowe

# Kluczowe dane operacyjne

## Produkcja energii netto według paliw, sprzedaż do odbiorców finalnych oraz dystrybucja

| [TWh] | I kw. 2022 | I kw. 2021 | r/r |
|---|---|---|---|
| **Produkcja energii el. netto, wg paliw:** | **17,32** | **17,27** | **0%** |
| węgiel brunatny | 10,32 | 8,78 | 18% |
| *w tym Turów 7* | 0,59 | 0,18 | 228% |
| węgiel kamienny | 4,87 | 6,20 | -21% |
| w tym Energetyka Konwencjonalna | 3,31 | 4,69 | -29% |
| *w tym Opole 5/6* | 1,11 | 1,71 | -35% |
| w tym Ciepłownictwo | 1,56 | 1,51 | 3% |
| gaz ziemny | 1,12 | 1,45 | -22% |
| el. szczytowo pompowe | 0,22 | 0,20 | 10% |
| woda | 0,14 | 0,14 | 0% |
| wiatr | 0,55 | 0,39 | 41% |
| biomasa | 0,09 | 0,10 | -10% |
| odpady komunalne | 0,01 | 0,01 | 0% |
| **Sprzedaż ciepła [PJ]** | **21,28** | **22,96** | **-7%** |
| *w tym Energetyka Konwencjonalna* | 0,93 | 2,27 | -59% |
| **Sprzedaż energii el. do odbiorców finalnych** | **9,10** | **9,67** | **-6%** |
| **Dystrybucja energii el.** | **9,79** | **9,53** | **3%** |

**Średnia zrealizowana hurtowa cena energii**

| [PLN/MWh] | I kw. 2022 | I kw. 2021 | r/r |
|---|---|---|---|
| segment Energetyka Konwencjonalna (EK) | 457,00 | 248,38 | 84% |
| segment Ciepłownictwo (EC) | 370,19 | 243,35 | 52% |
| **Ogółem (EK i Ciepłownictwo)** | 443,37 | 247,56 | 79% |
| **(EK) średni koszt CO2 (PLN/t $CO_2$)** | 283,06 | 108,07 | 162% |
| **(EC) średni koszt CO2 (PLN/t $CO_2$)** | 251,86 | 115,59 | 118% |
| **Ogółem (EK i EC) średni koszt CO2 (PLN/t $CO_2$)** | 278,03 | 109,35 | 154% |



PGE
Prowadzimy w zielonej zmianie

# 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 zwiera 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.

# Zespół Relacji Inwestorskich i Zrównoważonego Rozwoju

**Filip Osadczuk**

**Szef Zespołu**

**Pełnomocnik Zarządu ds. ESG**

filip.osadczuk@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 24

**Krzysztof Dragan**

krzysztof.dragan@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 15 13

**Stanisław Ozga CFA**

stanislaw.ozga@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 69

**Dorota Borkowska**

dorota.borkowska@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 19 98



PGE

Prowadzimy w zielonej zmianie

# Dziękujemy