FOEEiG

KONKURENCYJNOŚĆ POLSKIEGO PRZEMYSŁU

w aspekcie regulacji unijnych.

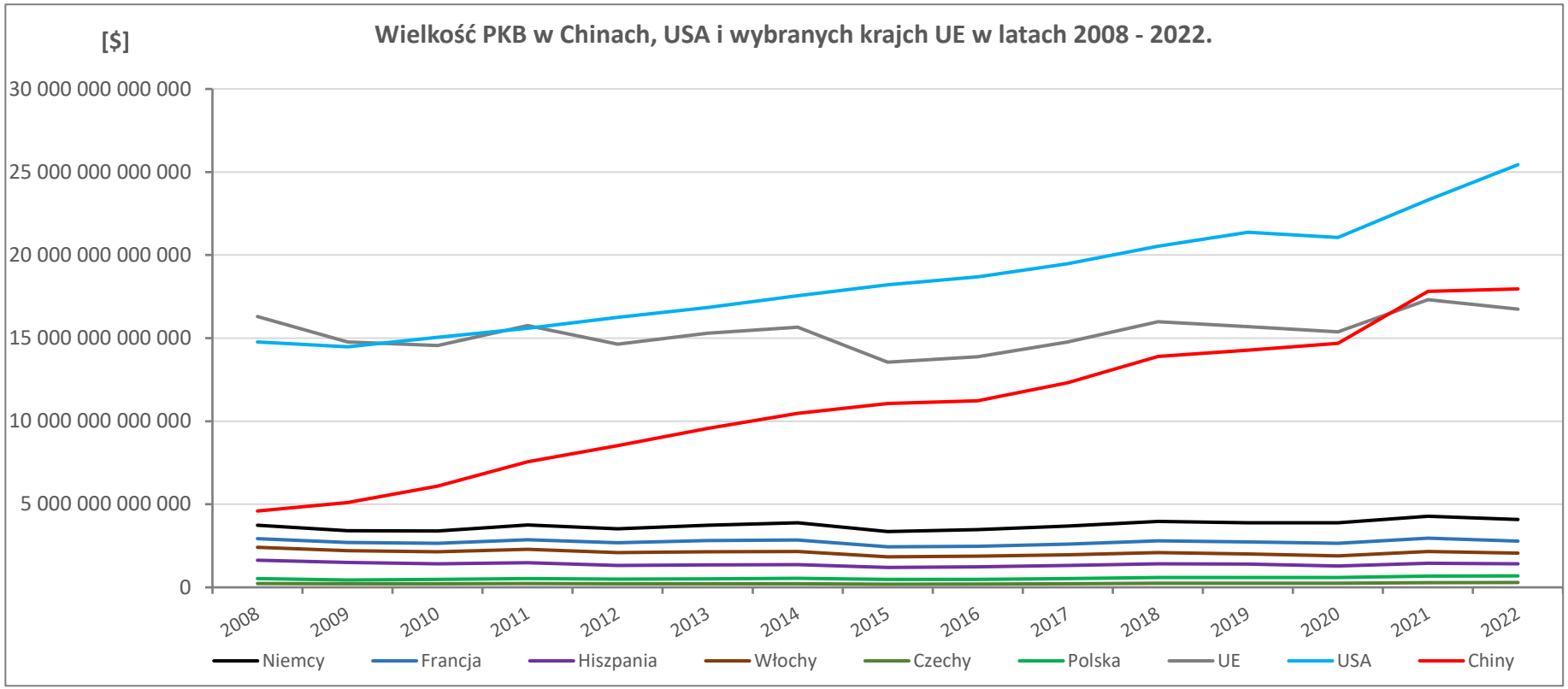
Jachranka 25.09.2025 r.

EUROPA JAKO OBSZAR GOSPODARCZY

– *przyczyny stagnacji europejskiej gospodarki.*

Obszar UE – PKB jako wskaźnik wzrostu gospodarczego.

- W ciągu ostatnich 15 lat przyrost PKB na obszarze UE był symboliczny i wyniósł zaledwie **2,8%**.
- Niektóre kraje UE zanotowały w tym okresie **spadek PKB**:
  - we Francji: - 5 %,
  - w Hiszpanii - 13 %,
  - we Włoszech - 15 %.
- W tym czasie PKB **Stanów Zjednoczonych** wzrósł o **72%**, **Chin** o **291%**, a **Indii** o **185%**.

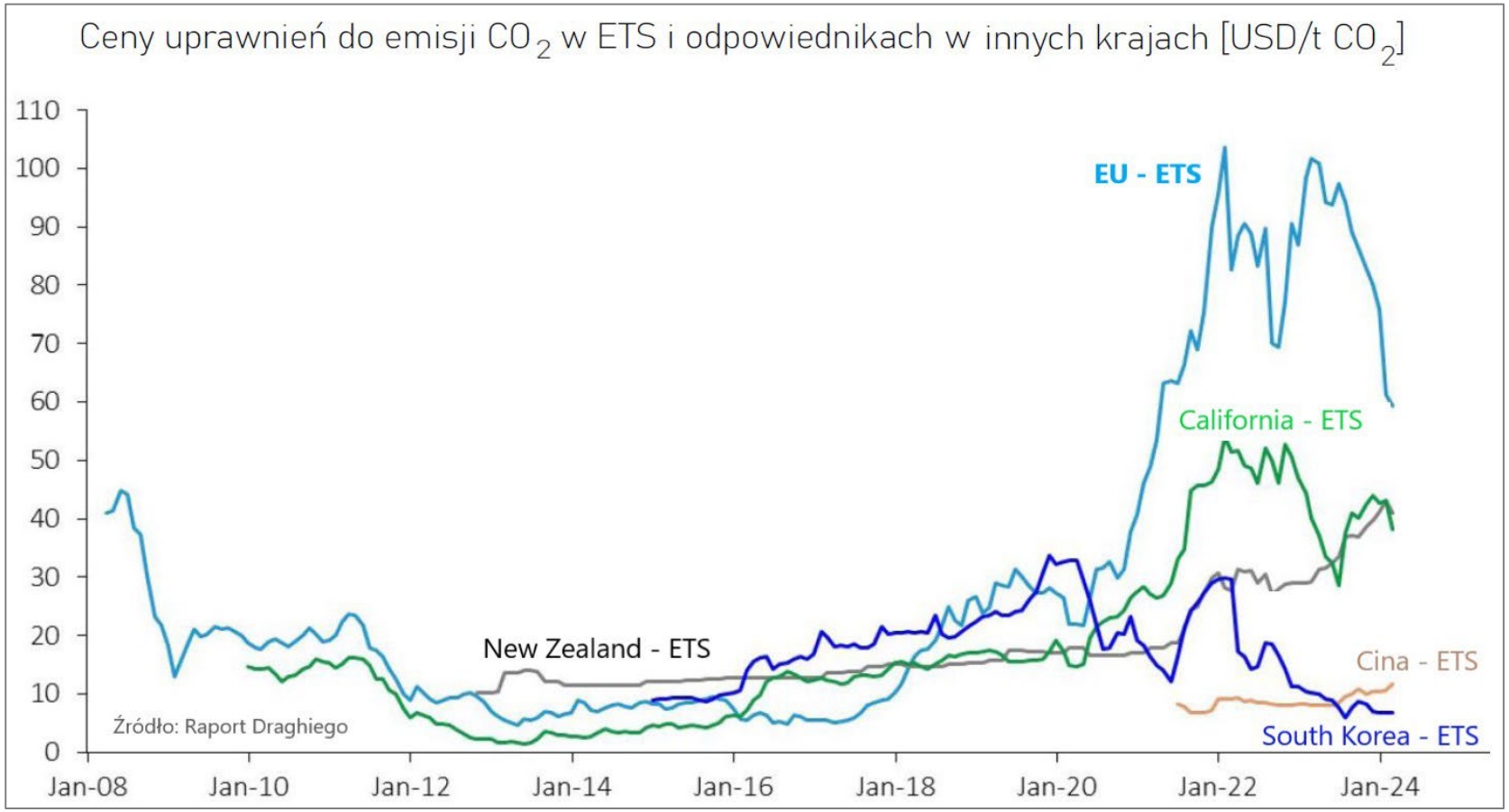


Atrakcyjność Europy, jako obszaru prowadzenia i rozwoju działalności gospodarczej systematycznie spada:

- **wysokie koszty pracy** i uzależnienie od importu surowców energetycznych,
- oderwana od realiów światowej gospodarki **polityka klimatyczna**, a w konsekwencji
- wysokie **ceny i koszty różnych form energii** powodują, że gospodarka Unii Europejskiej traci konkurencyjność.

W okresie ostatnich 15 lat największy wzrost PKB odnotowały Polska i Czechy odpowiednio o 29% i 23%.

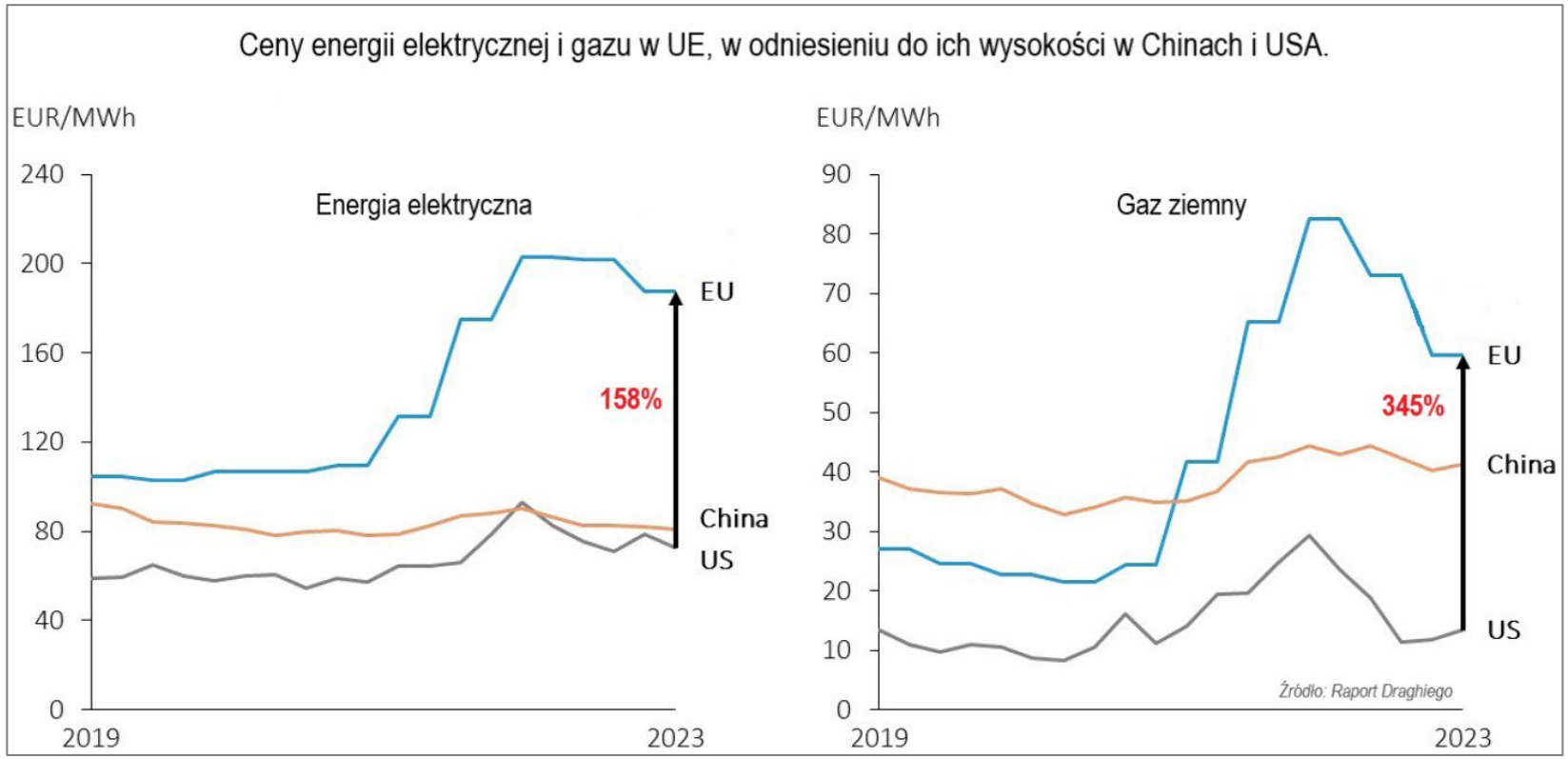
Ceny uprawnień do emisji CO_2 – UE, USA, Chiny.



Ceny uprawnień do emisji CO_2 stanowią kluczowy element kosztu produkcji energii elektrycznej. Ich zróżnicowanie w różnych regionach świata decyduje o postępującej utracie konkurencyjności europejskiego przemysłu.

* Źródło: Raport Draghiego

Ceny gazu ziemnego i energii elektrycznej – UE, USA, Chiny.



Ceny energii w UE dla przemysłu są uzależnione od podatków, opłat i obciążeń. Połączone stanowią znaczną część ostatecznego kosztu ponoszonego przez konsumentów, który ***jest 2-3 razy wyższy niż w USA i Chinach****. **

* Źródło: Raport Draghiego

KOMUNIKATY KE

- *Net-Zero Industry Act,*
- *Clean Industrial Deal, 26 luty 2025 r.*
- *Nowe Ramy Pomocy Państwa wspierające realizację paktu dla czystego przemysłu przyjęte 25.06.2025 r. (Clean Industrial State Aid Framework - CISAF),*
- *Action Plan for Affordable Energy (Plan zabezpieczenia przystępnej cenowo energii) 9 lipca 2025 r.*

W sierpniu 2022 roku Prezydent USA Joe Biden podpisał *Ustawę Inflation Reduction Act (IRA)*, której celem jest ożywienie amerykańskiej gospodarki, a środkiem przeznaczenie *(na rozwój OZE i niskoemisyjnych technologii)* **369 mld. $**, na dotacje, kredyty i ulgi podatkowe.

Zachęty te bezsprzecznie wpływają na osłabienie zdolności produkcji zielonych technologii na obszarze UE.

Oferta USA dla europejskiego przemysłu:

- ulgi podatkowe na inwestycje związane z produkcją czystej energii i komponentów do paneli PV, turbin wiatrowych, falowników, oraz akumulatorów,
- dotacje w wysokości **250 mln $** na produkcję pomp ciepła,
- dotacje w wysokości **5,8 mld $** dla przemysłowych **zakładów energochłonnych**, na budowę bezemisyjnych instalacji technologicznych.

Odpowiedź Unii Europejskiej na IRA.

16 marca 2023 r. UE ogłosiła **Net-Zero Industry Act**, który winien umożliwić szybszy rozwój czystych technologii w Europie **poprzez wprowadzenie wymogu, by do 2030 roku UE wytwarzała co najmniej 40% urządzeń i instalacji, niezbędnych do osiągnięcia celów klimatycznych i energetycznych**.

Do czystych technologii należą: energia słoneczna i wiatrowa, baterie i magazyny energii, pompy ciepła, energia geotermalna, elektrolizery, ogniwa paliwowe, biogaz, sekwestracja dwutlenku węgla oraz technologie sieciowe.

Zakres regulacji Net-Zero Industry Act jest wąski i ma na celu **wyłącznie** rozwijanie produkcji urządzeń i komponentów dla instalacji OZE.

- Net-Zero Industry Act nie dotyczy przemysłów istniejących i **nie wspiera wdrażania technologii zeroemisyjnych** w istniejących zakładach przemysłowych.
- Wdrożenie **Net-Zero Industry Act w Polsce, powinno zostać uzupełnione regulacjami**, które uwzględniają potrzeby sektorów energochłonnych, **zmuszonych do przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji technologicznej i energetycznej już do 2040 r**.

WARUNEK odzyskania globalnej konkurencyjności przez europejski przemysł:

- jeśli UE ma skutecznie konkurować z USA i Chinami, **niezbędne jest pilne wypracowanie mechanizmu**, który **ustabilizuje ceny energii elektrycznej** dla firm energochłonnych na poziomie USA i Chin, *(około **50 EUR/MWh)***, w zamian za deklaracje utrzymania działalności produkcyjnej w obecnych lokalizacjach co najmniej **do 31 grudnia 2029 r.**

26 lutego 2025 r. KE opublikowała pierwszą serię aktów prawnych mających na celu zachowanie konkurencyjności europejskiego przemysłu:

- komunikat ***Clean Industrial Deal***, *(Czysty Ład Przemysłowy),* **plan wsparcia przemysłu** przy jednoczesnym utrzymaniu kursu dekarbonizacyjnego;
- komunikat ***Action Plan for Affordable Energy***, *(Plan na rzecz Przystępnej Cenowo Energii),* ma **obniżyć koszty energii dla europejskiego przemysłu;**
- pakiet ***Omnibus***, dotyczy rewizji *(zmniejszenia)* obowiązków w zakresie zrównoważonego raportowania.

ŚRODKI zaproponowane przez KE:

- **wdrożenie** przyjętej w ubiegłym roku reformy rynku energii elektrycznej *(Electricity market design)*;
- **utrzymanie mechanizmu ustalania ceny energii na rynkach hurtowych** opartego o **merit order**;
- **przyspieszenie inwestycji w OZE** oraz produkcję urządzeń na ich potrzeby;
- **promocja umów PPA** oraz kontraktów różnicowych w obrocie energią elektryczną, w celu ustabilizowania jej hurtowych cen, poprzez oderwanie ich od chwilowych cen paliw *(węgla i gazu ziemnego*), co dotyczy nie tylko **źródeł OZE**, ale także **energetyki jądrowej**,
- ***wzmocnienie pozycji firm energochłonnych*** *w relacjach z producentami energii* ***niskoemisyjnej*** *(OZE i EJ),* ***gwarancjami Europejskiego Banku Inwestycyjnego****;*
- **OBNIŻENIE KOSZTÓW PRZESYŁU I DYSTRYBUCJI** energii elektrycznej.

Kolejne, wprowadzane przez KE czynniki wzrostu kosztów produkcji przemysłowej, w tym cen energii elektrycznej:

- **KE nie ma żadnych pomysłów** na realne obniżanie **kosztów energii, kosztu CO_2**, ani też **kosztu paliw**;
- ogłasza nowy cel redukcji emisji CO_2 o **90%**, do 2040 rok między innymi poprzez elektryfikację gospodarki w oparciu o energię z OZE;
- **od 2027 r.** KE zamierza **rozszerzyć EU ETS** na nowe sektory, w tym budownictwo i transport drogowy *(ETS-2)***.**

KE ignoruje potrzebę zmniejszenia cen energii elektrycznej i paliw dla konkurencyjności europejskiej gospodarki.

Nowe Ramy Pomocy Państwa wspierające realizację paktu dla czystego przemysłu przyjęte 25.06.2025 r. (Clean Industrial State Aid Framework - CISAF).

Pomoc na przyspieszenie rozwoju czystych technologii oraz wsparcie cen energii elektrycznej zgodnie z celami CID (dokument określający ramowe zasady udzielania przez państwa członkowskie UE pomocy publicznej przyspieszającej wdrażanie założeń Clean Industrial Deal sekcja 4 CISAF).

1) **Wspierane działania**:
   a) inwestycje w **OZE**, z uwzględnieniem RFNBO, ale z wykluczeniem produkcji energii elektrycznej z RFNBO;
   b) inwestycje w **magazynowanie: RFNBO**, biopaliw, biopłynów, biogazu (w tym biometanu) oraz biomasy;
   c) inwestycje w **magazynowanie energii elektrycznej i cieplnej**;
   d) wspieranie **w/w zakresu inwestycji również w przemyśle** (bez obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na rynku);
   e) **bezpośrednie wsparcie redukcji cen energii elektrycznej** (dwustronne kontrakty różnicowe).
2) Wsparcie inwestycji w **produkcję i magazynowanie niskoemisyjnych paliw** (zarówno inwestycyjne, jak i operacyjne).
3) **Rozwój systemów wsparcia elastyczności** niezwiązanych z paliwami kopalnymi
   - skoordynowanych z obowiązującymi w danym państwie mechanizmami mocowymi.

Zdaniem KE **KOSZTY FINANSOWANIA SYSTEMÓW WSPARCIA ELASTYCZNOŚCI (**zgodnie z pkt 106 CISAF)

- **powinni ponosić ci odbiorcy, którzy przyczyniają się do powstania zapotrzebowania na elastyczność, zużywając energię w okresach najwyższych cen,**
- **zdaniem KE … jeśli odbiorcy będą w tych okresach zaopatrywali się w energię w ramach auto-generacji, nie będą zmuszeni ponosić tych kosztów.**

4) **KOSZTY FINANSOWANIA MECHANIZMÓW MOCOWYCH**,
   - **rezerwy strategicznej**,
   - **mechanizmu centralnego nabywcy**.

Analogicznie jak w przypadku zasad pokrywania kosztów systemów elastyczności, **zdaniem KE koszty finansowania mechanizmów mocowych powinni ponosić odbiorcy, którzy przyczyniają się do powstania zapotrzebowania na moc.**

1 lipca 2025 r. w Luksemburgu ministrowie klimatu krajów UE omawiali kwestię nowego celu klimatycznego na 2040 r. Krytycznie o celu 90% wypowiadał się m.in. włoski minister ds. energii Gilberto Fratin, a swój sprzeciw deklarują też m.in. Czechy, Słowacja, i Węgry.

2 lipca KE podtrzymała swoje wcześniejsze propozycje redukcji emisji gazów cieplarnianych o 90% względem poziomu z 1990 r., przekazując do publikacji (9 lip 2025) **RPE i Rady, w którym wskazano nowy cel w wysokości 90% do 2040 r.**,

- **zdaniem KE cel 90% kieruje UE na ścieżkę korzyści dla konkurencyjności, odporności, niezależności, autonomii, sprawiedliwej transformacji i umożliwi UE wywiązanie się ze zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego.**

Jednocześnie KE zaproponowała nowe środki, które jej zdaniem realizację tego celu mają ułatwić.

1) Rynek kredytów węglowych, który ma zostać uruchomiony w drugiej połowie przyszłej dekady, ma pozwolić na **finansowanie zielonych projektów w krajach trzecich** *(np. sadzenie drzew w Afryce czy Ameryce Południowej)*, nie będzie można jednak przekroczyć symbolicznego poziomu **3%** łącznej ilości gazów, których emisja ma zostać zredukowana,
   - oznacza to, że firmy energochłonne, tracą możliwość zmniejszania kosztów zakupu uprawnień do emisji CO_2, ich ceny obecnie oscylują wokół **70 EUR/t CO_2**, przy prognozach ich wzrostu **do 2030 r.** nawet do **200 EUR/t CO_2**.

1) **Rekompensowanie** trudności z redukowaniem emisji w jednym sektorze, np. transporcie, **nadwyżkami** w innych obszarach, np. odpadów i docieplania budynków.

2) **Wykorzystanie technologii:** (1) **pochłaniania CO_2** *(tzw. carbon removals)*, (2) **zalesiania**, (3) **wychwytu CO_2 z powietrza** i (4) ze **spalania biomasy**,
   - przy czym technologie wychwytywania i magazynowania CO_2 w instalacjach biomasowych i z powietrza na dziś nie istnieją.

1) **Rozszerzenie zakresu stosowania CBAM** o **eksport unijnych towarów**, obecnie CBAM ma chronić produkcję przemysłową wewnątrz UE, nie zapewnia jednak zachowania konkurencyjności eksportu do krajów trzecich.

2) **Wprowadzenie tzw. rabatów eksportowych**, które mają być finansowane z przychodów generowanych przez CBAM. Na obecnym etapie są to jednak wyłącznie zapowiedzi.

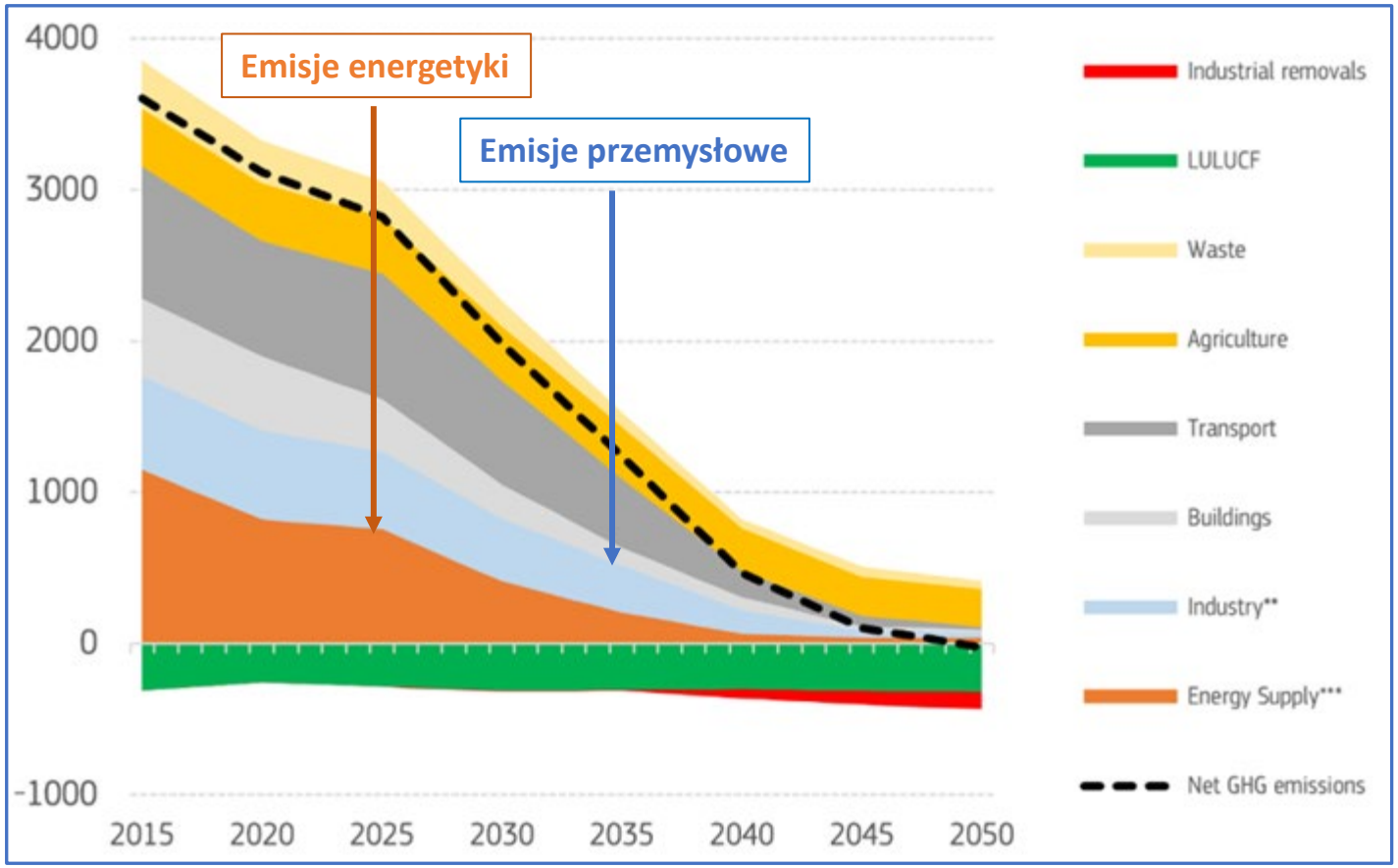
KE nie zamierza korygować regulacji **zabójczych** dla konkurencyjności europejskiej gospodarki, **priorytetem pozostaje dekarbonizacja**.

KE nadal forsuje model krajowych SE opartych o OZE, nie zamierza również wprowadzać zmian w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej.

REGULACJE UNIJNE, WPŁYW NA CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA PRZEMYSŁU

– *zagrożenia.*

Redukcja emisji w energetyce i przemyśle, cel pośredni 90% redukcji do 2040 r.



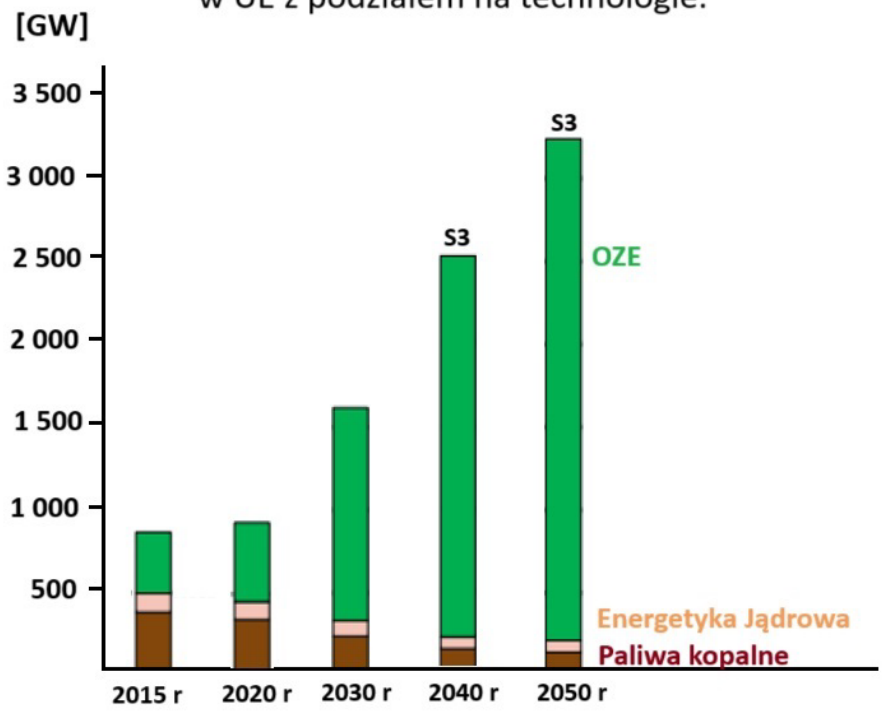
Historyczne i prognozowane emisje gazów cieplarnianych w latach 2015 do 2050 w podziale na sektory gospodarki UE (w mln ton ekw. CO_2).

Źródło: Analiza modelu PRIMES Komisji Europejskiej.

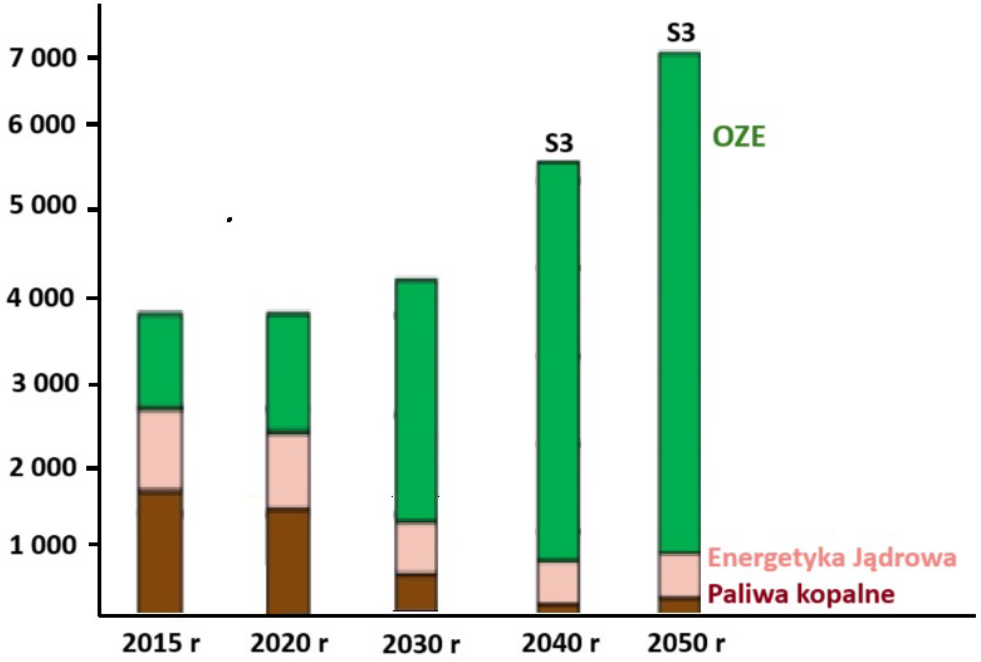
- **Daty pełnej dekarbonizacji sektorów europejskiej gospodarki**
  - do 2040 r. sektora elektroenergetycznego,
  - **do 2050 r. także sektorów przemysłowych**.
- **Wielkość emisji CO_2** *(procesowych + ze spalania paliw)* **w przemyśle w kolejnych latach** (scenariusz S3*):*
  - 2030 r.: **232** + 150 = 382 mln ton CO_2 netto,
  - 2040 r.: **75** + 12 = 87 mln ton CO_2 netto,
  - 2050 r.: **11** + 2 = 13 mln ton CO_2 netto.
- Osiągnięcie tych celów ma umożliwić **masowe stosowanie w przemyśle nowych technologii**:
  - wychwytu i magazynowania lub utylizacji CO_2 ***(CCS/CCU)***,
  - wychwytu CO_2 z biomasy ***(BECCS)***,
  - wychwytu CO_2 z powietrza ***(DACCS)***,

  *a poza przemysłem - **pochłanianie CO_2 z atmosfery (LULUCF)**.*
- KE dąży do wykreowania rynku bezemisyjnych technologii sterując rynkiem uprawnień do emisji CO_2 zapewniając ich:
  - **niską podaż**,
  - **bardzo wysokie ceny**.

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych energii elektrycznej w UE z podziałem na technologie.



Produkcja energii elektrycznej w UE do 2050 r. w podziale na technologie.



- Wzrost **mocy zainstalowanych w energetyce europejskiej**: 2,5-krotnie między 2020 a 2040 r. i 3,5-krotnie do 2050 r., po 2040 r. z paliw kopalnych zostaje w miksie energetycznym UE zostaje tylko gaz ziemny, a instalacje węglowe mają być w całości odstawione.
- **Elektryfikacja przemysłu, transportu i ciepłownictwa**, spowoduje drastyczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną: w 2040 r. do **5 000 TWh**, a w 2050 r. do **7 000 TWh**. Dla porównania **w 2022 r.** produkcja energii elektrycznej w UE wyniosła ok. **2 800 TWh**.
- Wzrost **mocy w OZE** do **2 500 GW** w 2040 r. i **3 200 GW** do 2050 r., a spadek w energetyce jądrowej do 2040 r. **o 30%,** z ok. **100 do 70 GW**.
- Dominującą technologią produkcji energii elektrycznej mają być OZE – w 2040 r. aż **85%** generacji w UE, a w 2050 r. ma to być **już 90%.**

Niestety rozwój systemowych OZE nie wpływa na poprawę konkurencyjności europejskiego przemysłu !!!

Prognozy ścieżek cenowych energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO_2, a priorytet urynkowienia technologii OZE

Średnie ceny energii elektrycznej dla przemysłu w Euro/MWh).			
Lata	2030	2040	2050
Scenariusz	SI, S2, S3, LIFE	SI, S2, S3, LIFE	(S2)
Industry	**133**	**130-131**	**131**

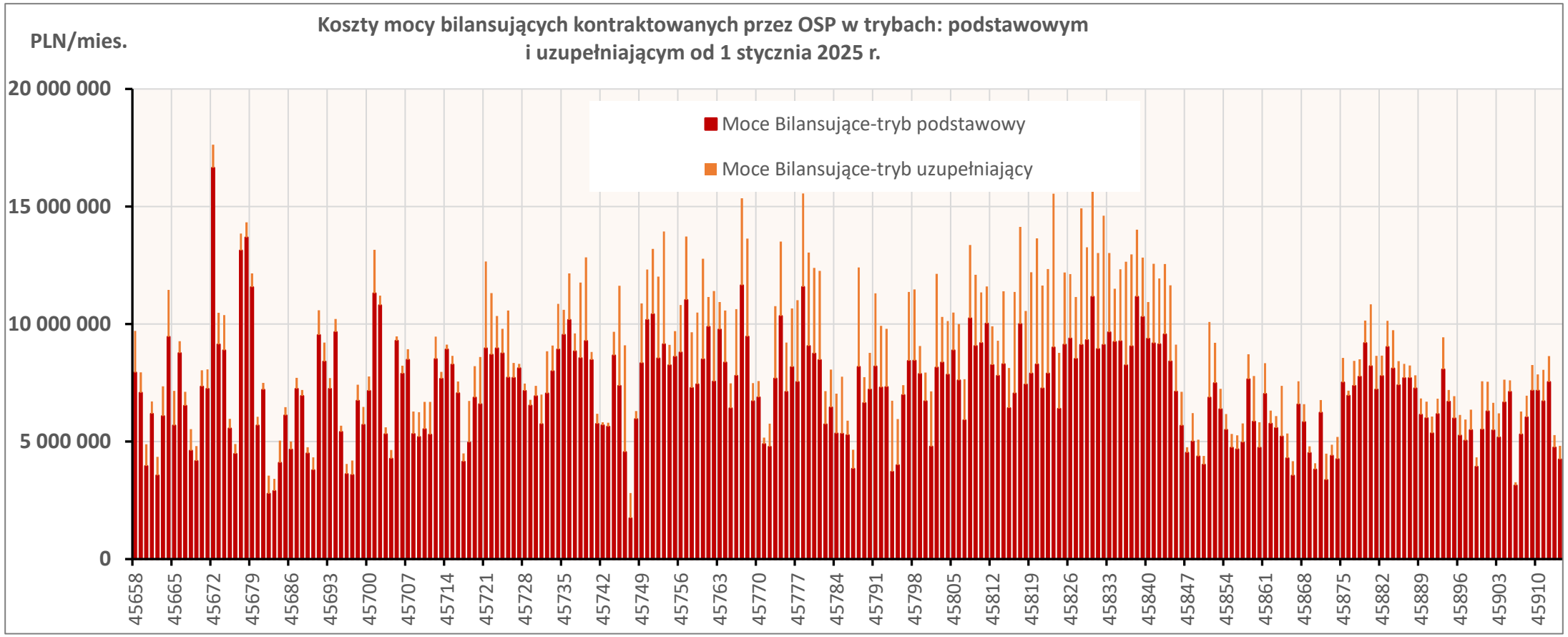
- Prognozowane przez KE hurtowe ceny energii dla przemysłu w okresie 2030-2050 praktycznie się nie zmieniają, ich wartość oscyluje wokół **130 Euro/MWh w całym dwudziestoleciu 2030 ÷ 2050**.
- KE w aktualnych dokumentach nie wyjaśnia dlaczego pomimo, iż wcześniejsze jej analizy zakładały spadek hurtowych cen energii elektrycznej w czasie, **jako efekt rozwoju OZE** i konsekwencja ich wpływu na mechanizm **wyznaczania cen energii elektrycznej na rynku hurtowym przez instalacje nie ponoszące kosztów zmiennych** *(paliw i uprawnień do emisji CO_2)* **– merit order, ten spadek jednak nie nastąpi!!!**
- Utrzymanie się **tak wysokich** cen energii elektrycznej **w tak długim czasie** może wynikać ze wzrostu łącznych kosztów jej wytwarzania, jako efektu powszechnego stosowania w generacji technologii CCS/CCU, co oznacza że ostatecznie to przemysł zapłaci za dekarbonizację energetyki.

WARTOŚCI EMISJI CO_2 w energetyce i przemyśle w zależności od scenariusza.					
Euro/t$C0_2$-eq	**2040 r.**				**2050 r.**
	SI	S2	S3	LIFE	
Energetyka i przemysł	160	240	**290**	250	**470**

- KE unika szacowania w *„ocenie wpływu”*, cen uprawnień do emisji CO_2 w perspektywie 2050 r.
- Przedstawia jedynie prognozowane **koszty krańcowe redukcji emisji CO_2** w systemie EU ETS, które mogą posłużyć jako odniesienie do cen CO_2, których wysoki poziom ma służyć urynkowieniu niezbędnych do osiągnięcia celów redukcyjnych, nowych technologii OZE.
- Jeśli przełożyć wymienione w tabeli krańcowe koszty redukcji CO_2 na ceny uprawnień do emisji, to **w scenariuszu S3 w 2040** r. ceny te powinny wynosić ok. **290 Euro/tCO_2**, a w 2050 r. aż **470 Euro/tCO_2**. Oznacza to **likwidację firm które do 2040 r. nie przeprowadzą dekarbonizacji** *(będą nadal emitować).*

REALIZACJA POSTULATU REDUKCJI KOSZTÓW PRZESYŁU I DYSTRYBUCJI W POLSCE

– *zmiana zasad funkcjonowanie rynku bilansującego.*



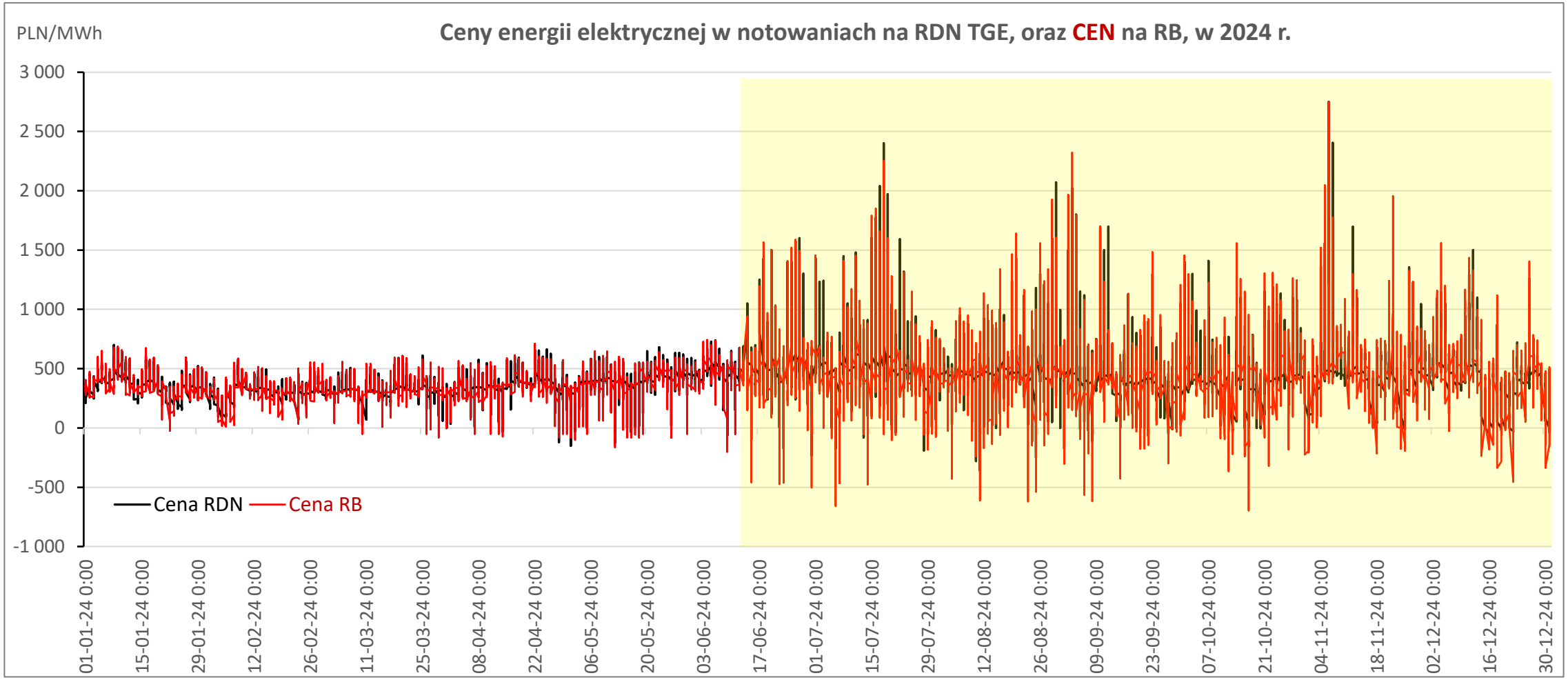
- **Z dniem 14.06.2024 r.**, wdrożono w Polsce II etap reformy Rynku Bilansującego, przywracając stan jego pełnej liberalizacji, zawieszonej zmianą Rozporządzenia Systemowego z października 2022 r. *(pośredni efekt agresji Rosji na Ukrainę).*
- Bezpośrednim skutkiem tej liberalizacji był **wzrost kosztów pozyskiwania mocy bilansujących**, **wzrost cen energii elektrycznej** na Rynku Bilansującym i rynku SPOT TGE, oraz **zagrożenie znacznym wzrostem stawki opłaty jakościowej**.
- Na dzień **08.09.2025** r. koszt mocy bilansujących to 2,3 mld. PLN *(szacowany na koniec roku to **3,2 mld. PLN**).*

Opłata jakościowa

Stawka jakościowa opłaty przesyłowej określona w Taryfie Operatora Systemu Przesyłowego finansuje następujące koszty:

1) **zakup regulacyjnych usług systemowych,**
2) zakup usługi generacji wymuszonej względami sieciowymi (GWS),
3) usługi odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,
4) likwidacji ograniczeń elektrownianych,
5) likwidacji ograniczeń sieciowych,
6) **utrzymywania wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE,**
7) uruchomień,
8) nierynkowego redysponowania OZE (wartość niewyprodukowanej energii elektrycznej i utraconych środków z systemów wsparcia,
9) **dodatkowego wytwarzania energii elektrycznej, wynikającego z realokacji USE na rynku bilansującym** na JGWa inne niż określone w zgłoszeniach umów sprzedaży energii elektrycznej:
   - w ramach rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii, URB_W otrzymują rekompensatę w wysokości, w jakiej koszty wytwarzania energii przez JGWa (na które zostały realokowane USE) przekraczają rynkową wartość energii,
   - koszt wytwarzania energii elektrycznej przez JGWa jest rozliczany po cenie jednostkowej równej sumie ceny rozliczeniowej wymuszonej dostawy energii elektrycznej (przez JGWa) oraz jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO_2.

Przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej, z uwagi na strukturę poboru energii elektrycznej, części w/w kosztów nie generują.



- Powyższy wykres pokazuje skalę wzrostu **zmienności cen** energii elektrycznej, zarówno w notowaniach na RDN TGE, jak i na RB, po 14.06.2024 r., jako efekt wdrożono w Polsce II etapu reformy Rynku Bilansującego.

FOEEiG

Rekompensaty z tytułu nierynkowego redysponowania są ustalane i wypłacane przez PSE S.A. na podstawie zapisów Ustawy PE oraz Rozporządzenia (UE) 2019/943 (art. 13 ust. 7).

Zmiana zapisów Art. 9 ust. 3 Ust. PE

*"**Minister właściwy do spraw energii** określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, **biorąc pod uwagę**: bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie tego systemu, **równoprawne traktowanie użytkowników systemu elektroenergetycznego**, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci określone w odrębnych przepisach".*

Dodatek:

*"a także **zachęty do równoważenia ilości energii elektrycznej** wynikającej z umów sprzedaży energii elektrycznej w zakresie energii elektrycznej dostarczonej lub pobranej **oraz do zbilansowania ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczanej lub pobieranej** z wielkościami wynikającymi z tych umów.".*

Zmianę art. 9 ust. 3 UPE to wpływ rosnącego udziału OZE w miksie energetycznym, oraz problemów w bilansowaniu sieci elektroenergetycznych. Uderza ona w odbiorców przemysłowych, zwiększając w stosunku do nich wymagania dotyczące jakości planowania zapotrzebowania na energię elektryczną.

Zasady redysponowania narzuca Art.7 rozporządzenia UE 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Redysponowanie, które nie opiera się na zasadach rynkowych, podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez OSP, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy **zaakceptowali umowę przyłączeniową** niegwarantującą niezawodnych dostaw energii.

Rekompensata musi być **co najmniej** równa wyższej z następujących kwot :

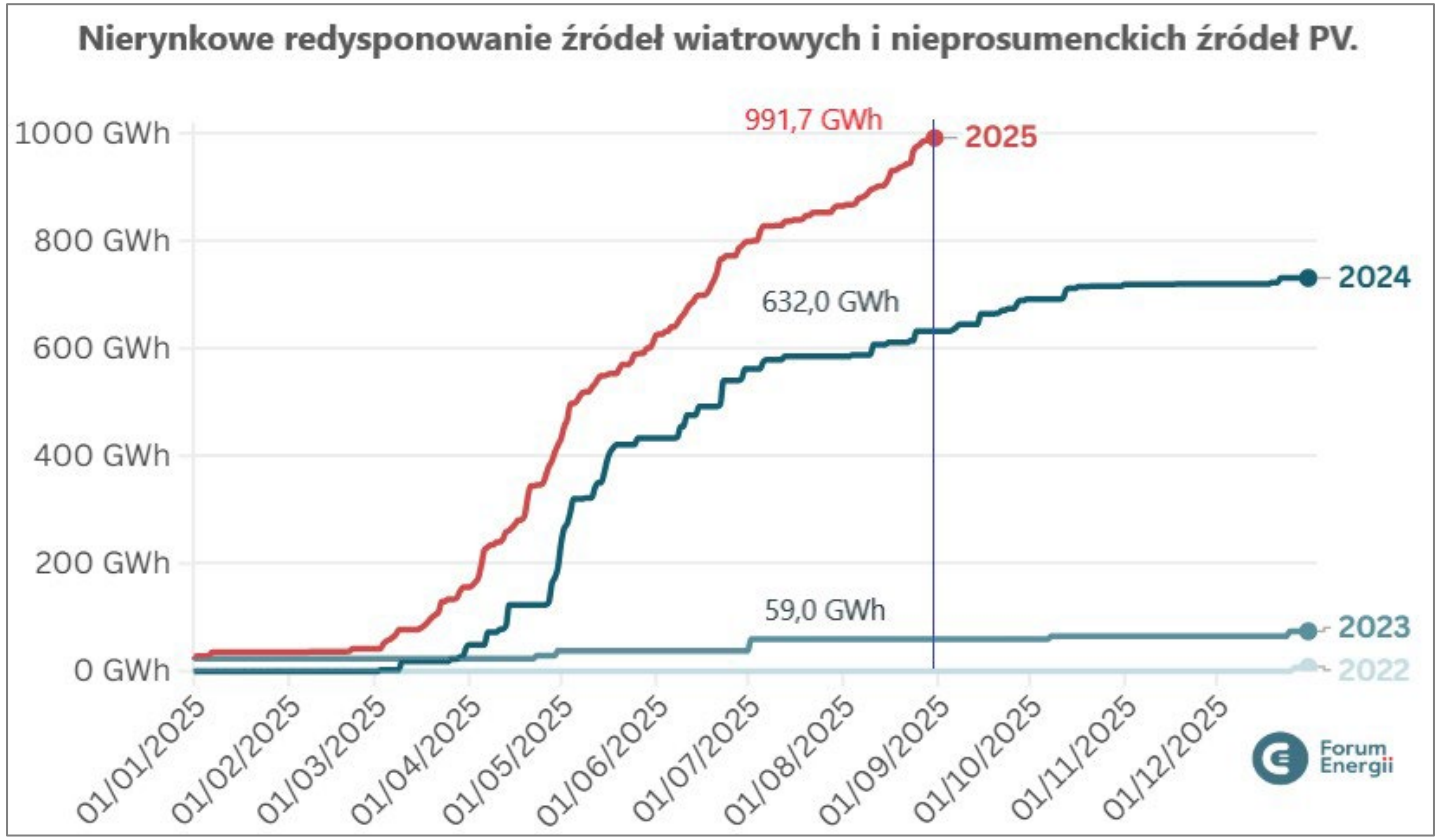
a) kwoty kosztów operacyjnych**:** **paliwa** (zwiększanie mocy) czy ciepła (**obniżenie mocy** CHP),

b) kwoty przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na RDN, którą źródło energii, magazyn energii lub instalacja DSR uzyskały by, gdyby nie wydano polecenia redysponowania,

c) wsparcie finansowe, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia redysponowania, uznaje się za część przychodów.

Wypłaty rekompensat **stosowane w Polsce przez PSE S.A. w całości znoszą skutki finansowe redysponowania dla instalacji OZE, powiększając koszty bilansowania KSE.**

OZE – skutki nierynkowego ograniczenia produkcji w Polsce.



- Od stycznia do września 2024 r. produkcja z OZE została ograniczona o **992 GWh**.
- powody ograniczeń to:
  - mała elastyczność elektrowni węglowych, które nie mogą zmniejszyć produkcji poniżej minimów technicznych,
  - brak oczekiwanej reakcji strony popytowej na sytuację w KSE.
- Nawet w momentach nadpodaży energii z OZE w KSE w elektrowniach konwencjonalnych musi być utrzymywana rezerwa na poziomie minimum **6 GW**.
- **Pozarynkowe dochody** instalacji OZE, zielone certyfikaty czy **umowy PPA z gwarancją płatności** sprawiają, że nie ograniczają one produkcji, nawet gdy cena spada poniżej zera, bo **w rozrachunkach nie ponoszą strat**.

Wypłaty rekompensat **stosowane w Polsce przez PSE S.A.** pokrywają:

- oczekiwane przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, wyliczone wg Ceny Rozliczania Odchylenia na rynku bilansującym – CEN oraz
- utracone przychody z systemów wsparcia, wyliczane według zasad obowiązujących dla tych systemów.

Coraz bardziej agresywnie artykułowane są oczekiwania, by **odbiorcy przemysłowi**:

- uelastycznili popyt na energię i korzystali z niej w godzinach generacji OZE,
- budowali magazyny energii i silniki gazowe, które mogą pracować w godzinach szczytowych, by ograniczyć czas pracy elektrowni węglowych.

PICASSO, EUROPEJSKA PLATFORMA DO AKTYWACJI AUTOMATYCZNEJ REGULACJI WTÓRNEJ

– *wpływ na zmienność cen energii elektrycznej na RB.*

Projekt PICASSO - europejska platforma do aktywacji automatycznej regulacji wtórnej (aFRR).

- **od 11 lipca 2025** roku Polska jest częścią europejskiej platformy **PICASSO** służącej do **wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości** z aktywacją automatyczną (**aFRR**).
- projekt ten realizuje *Wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej*, opublikowane w Dzienniku Urzędowym UE 28 listopada 2017 r., które weszły w życie **18 grudnia 2017 r.**
- ma on na celu wdrożenie europejskiej platformy do aktywacji automatycznej regulacji wtórnej (**aFRR**) w celu optymalizacji jej kosztów.
- prowadzą go operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych (OSP), **którzy przystąpili do inicjatywy PICASSO**.
- członkami platformy PICASSO było **16 państw**: Austria, Belgia, Bułgaria, Czechy, Dania, Estonia, Finlandia, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Litwa, Łotwa, Niemcy, Słowacja, ~~Włochy~~.

aFRR przywraca częstotliwość w KSE do wartości **50 Hz** po okresie zakłócenia, w czasie **30 sekund do 15 minut**. Uczestnik świadczący usługę musi ją aktywować w ciągu **pięciu minut**, a jego **pierwsza reakcja** po włączeniu przez OSP zdalnej aktywacji, ma być widoczna (dla OSP) w ciągu **30 sekund**.

aFRR kontraktowana jest dla 2 przypadków, (i) niedoboru mocy w KSE w górę ($aFRR^G$) i (ii) nadmiaru mocy w KSE w dół ($aFRR^D$),

- **cena** oferowana przez podmiot składający ofertę bilansującą w **procedurze aukcji** *„pay-as-bid„* jest **opłatą za gotowość** do zwiększenia bądź zmniejszenia dostawy mocy do KSE, dostawca określa tę cenę samodzielnie,
- oferty są porządkowane w stos „merit- order“ od najniższej do najwyższej. Po aktywacji, oferent otrzymuje cenę za aktywację, **którą zaoferował**. Tańsze instalacje są więc uruchamiane w pierwszej kolejności,
- w polskim systemie elektroenergetycznym,
  - najwyższe ceny $aFRR^D$ występują w okresie wysokiej produkcji z PV, gdy elektrownie konwencjonalne nie mogą już obniżać mocy, dlatego cena **rezerwy „w dół”** jest wtedy wysoka,
  - najwyższe ceny $aFRR^G$ występują w okresie niedoboru mocy w KSE, gdy nie ma energii z OZE i elektrownie konwencjonalne muszą zwiększać generację, dlatego cena **rezerwy „w górę”** są najwyższe w godzinach 19^{00} do 22^{00}.

FOEEiG

Wpływ przystąpieniu Polski do platformy PICASSO na krajowy RB

Platforma umożliwia transgraniczną aktywację mocy bilansujących (aFRR) między Polską a innymi państwami, podczas gdy dotąd odbywało się to wyłącznie w ramach **krajowego regulatora LFC** z wykorzystaniem jedynie krajowych zasobów.

Kryterium wyboru w ramach platformy PICASSO danej mocy aFRR do aktywacji jest cena ofertowa energii dostarczonej / odebranej w ramach aktywacji aFRR, przy uwzględnieniu dostępności zdolności przesyłowych dla wymiany energii bilansującej z aFRR.

Po przystąpieniu Polski do PICASSO, krajowy rynek bilansujący odnotował wahania cen energii bilansującej od **-30 107 PLN/ MWh**, do **2 987 PLN/MWh**.

1. Powodem jest algorytm aktywacji mocy bilansujących, **który nie optymalizuje cen dla konkretnego rynku krajowego**, **lecz dla całego obszaru uczestniczącego**. To oznacza, że **aktywowane są również oferty z zagranicy, nawet jeśli lokalnie dostępne są tańsze zasoby**.
2. PICASSO łączy rynki aFRR ze znaczącymi różnicami zachowań licytacyjnych ustalających ceny aktywacji.
3. Szczupłość krajowej podaży aFRR - **polski rynek usług bilansujących ma ograniczoną liczbę jednostek oferujących aFRR co powoduje, że nawet stosunkowo niewielkie wolumeny importowane zza granicy mogą dyktować cenę marginalną**.
4. Korelacja z niestabilnością OZE, **zmienność generacji z odnawialnych źródeł energii**, zwłaszcza wiatrowych, zarówno w Polsce, jak i u sąsiadów, **zwiększa zapotrzebowanie na usługi bilansujące**. To powodowało większe wahania aktywacji aFRR i w konsekwencji wpływało na cenę.

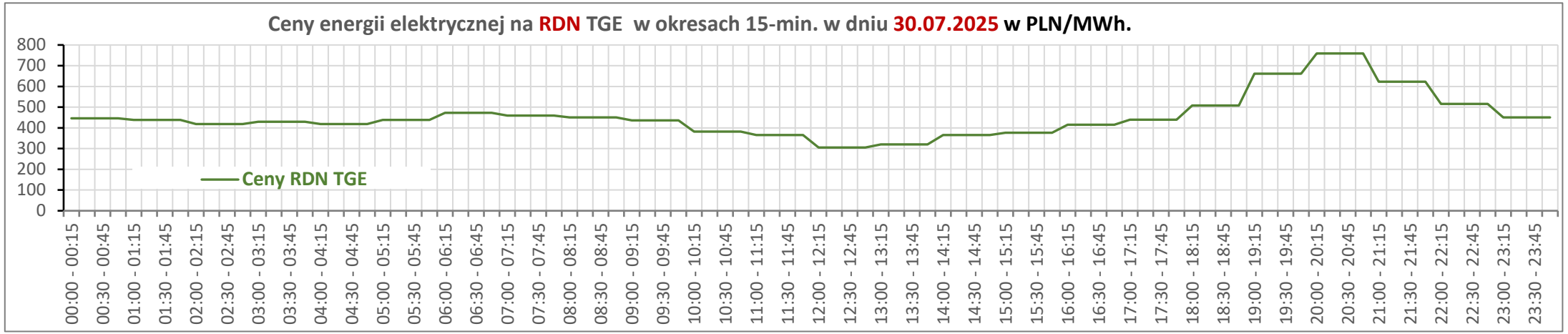
W sytuacji gdy otaczają nas kraje, które doprowadziły do destabilizacji swoich systemów elektroenergetycznych rodzi się pytanie, czy przystąpienie Polski do platformy PICASSO, i wynikający z tego obowiązek uwzględniania w krajowych ofert bilansujących również tych aktywowanych na potrzeby innego kraju, leży w interesie polskich odbiorców, w szczególności przemysłowych odbiorców energii elektrycznej.

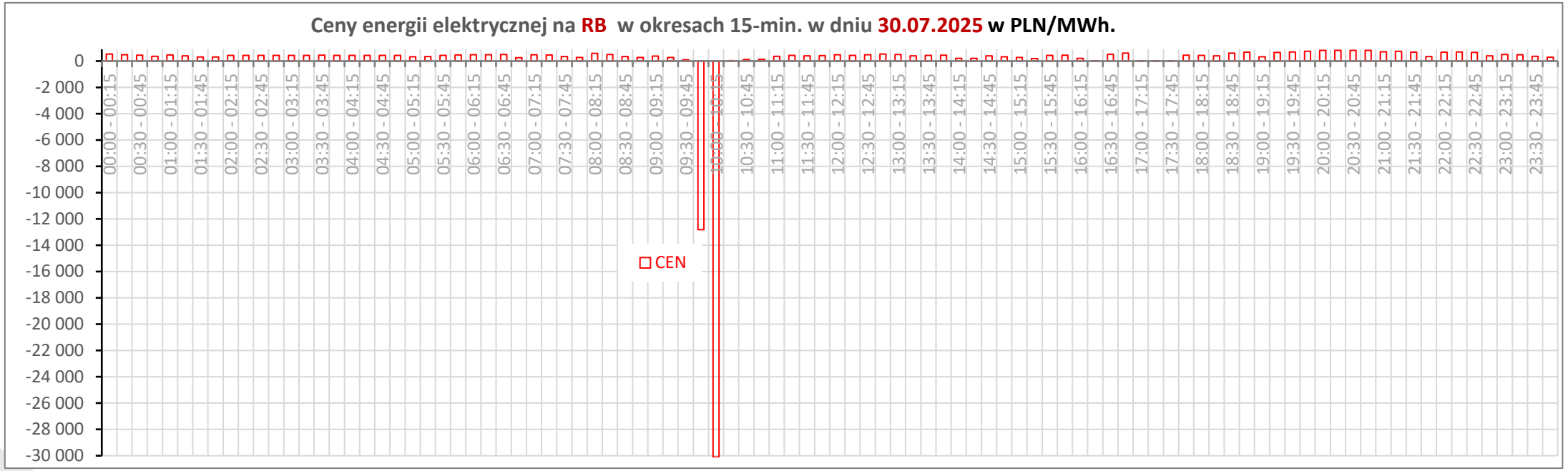
Ponadto **wykorzystywanie krajowych zasobów dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego innych krajów UE** winno zmniejszać *(poprzez dodatkowe przychody ze świadczonych usług),* a nie zwiększać koszty bilansowania odbiorców energii w Polsce!

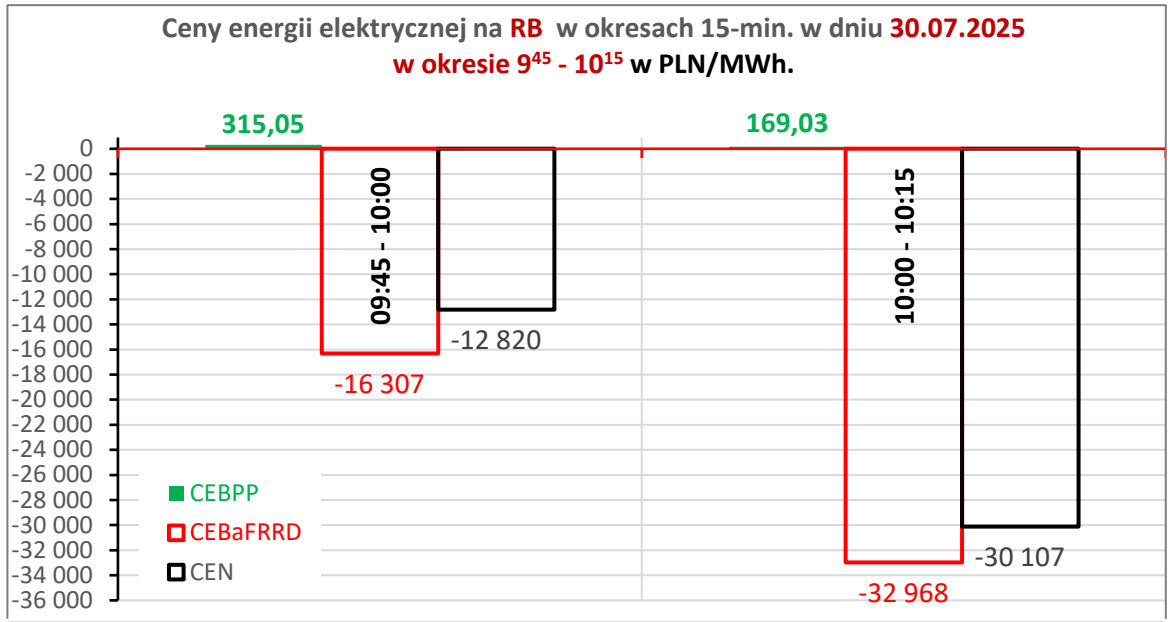
Wydaje się, iż przystąpienie Polski do platformy PICASSO będzie miało większy wpływ na funkcjonowanie i koszty RB, niż kolejny pomysł PSE S.A. polegający na wprowadzeniu od 2026 r. dodatkowych zachęt do zwiększania jakości bilansowania handlowego w postaci **współczynnika Alfa**.

FOEEiG

Przykład wpływu przystąpienia Polski do platformy PICASSO na wycenę energii na krajowym RB





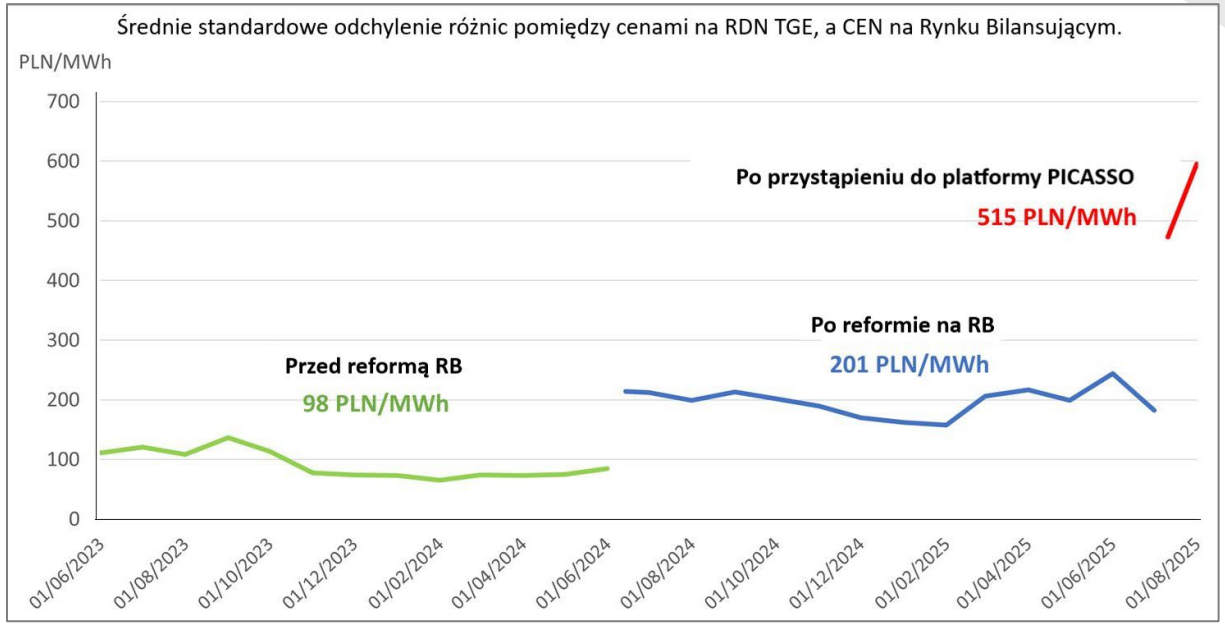


CKOEB - cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO w Polsce

CEBaFRRD - średnia cena energii bilansującej wynikająca z aktywacji $aFRR_D$ na platformie PICASSO

CEN - cena energii niezbilansowania w Polsce

- Przystąpienie PSE S.A. do europejskiej platformy wymiany energii bilansującej PICASSO, spowodowało niemożliwe do przewidzenia, gwałtowne skoki cen energii na polskim RB, co zwiększyło ryzyko pokrywania własnego niezbilansowania energią kupowaną na RB.
- Nieprzewidywalne koszty bilansowania zwiększyły ryzyka działalności po stronie uczestników RB, odbiorców przemysłowych, spółek obrotu i wytwórców OZE, wywołane skalą zmienności ofert bilansujących na platformie PICASSO.
- Obawy odbiorców przemysłowych budzą zapowiedzi dalszych zmian sposobu funkcjonowania RB (wprowadzenie współczynnika ALFA), oraz kolejnych modyfikacji platformy PICASSO.



Średnie standardowe **odchylenie różnic** pomiędzy cenami godzinowymi na RDN, a CEN na RB wzrosło z

- **98 PLN/MWh** na początku 2024 r., do
- **201 PLN/MWh** po reformie RB z 14.06.2024 r., i do
- **515 PLN/MWh** od przystąpienia PSE do **platformy PICASSO**.

Na wzrost zmienności cen energii RB decydujący wpływ miało 7 przypadków, gdy na skutek wymiany transgranicznej ceny te spadły poniżej **-3 tys. PLN/MWh**.

W efekcie rośnie:

- presja na jakość prognozowania zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, **skutkując wzrostem wolumenów obrotu na RDN TGE,**
- atrakcyjność magazynowania energii, jako narzędzia kontroli wielkości niezbilansowania.

Źródło: publikacja Wojciecha Milewskiego

FOEEiG

BLOCKOUT SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH W HISZPANII ORAZ CZĘŚCIOWO PORTUGALII I FRANCJI

– *cena bezpieczeństwa energetycznego.*

Sekwencja zdarzeń zakończonych blockoutem w Hiszpanii oraz częściowo Portugalii i Francji w dniu 28.04.2025 r.

1) Począwszy od godziny **12:32:57** w ciągu **20 s**, na południu Hiszpanii zarejestrowano serię **zmian wielkości różnych generacji**, które doprowadziły do utraty **2,2 GW** mocy w Granadzie, Badajoz i Sewilli, co wg władz hiszpańskich doprowadziła do blackout'u.
2) W wyniku tych zdarzeń częstotliwość spadła, a w Hiszpanii i Portugalii zaobserwowano wzrost napięcia.
3) **Między** godziną **12:33:18** a godziną **12:33:21** czasu środkowoeuropejskiego **częstotliwość** systemu energetycznego Półwyspu Iberyjskiego nadal spadała i osiągnęła poziom **48,0 Hz**. Uruchomiono plany obrony Hiszpanii i Portugalii w celu automatycznego zrzucania obciążenia.
4) O godzinie **12:33:21** zostały odłączone linie napowietrzne prądu przemiennego między Francją a Hiszpanią za pomocą urządzeń zabezpieczających przed utratą synchronizacji.
5) O godzinie **12:33:24** system elektroenergetyczny na Półwyspie Iberyjskim **uległ całkowitemu załamaniu**, a linie HVDC między Francją a Hiszpanią **przestały przesyłać energię**.

Po BLOCKOUCIE Operator sieci przesyłowej Hiszpanii **Red Eléctrica** *(REE)*, przełączył krajową sieć energetyczną we „**wzmocniony tryb**" pracy, koncentrując się na zapewnieniu bezpieczeństwa i niezawodności systemu elektroenergetycznego:

a) zawiesił część operacji na rynku energii elektrycznej ograniczając w godzinach szczytu produkcję energii odnawialnej *(słonecznej i wiatrowej)*, by stworzyć przestrzeń dla synchronicznej generacji elektrowni **wodnych**, **jądrowych** i **gazowych,**

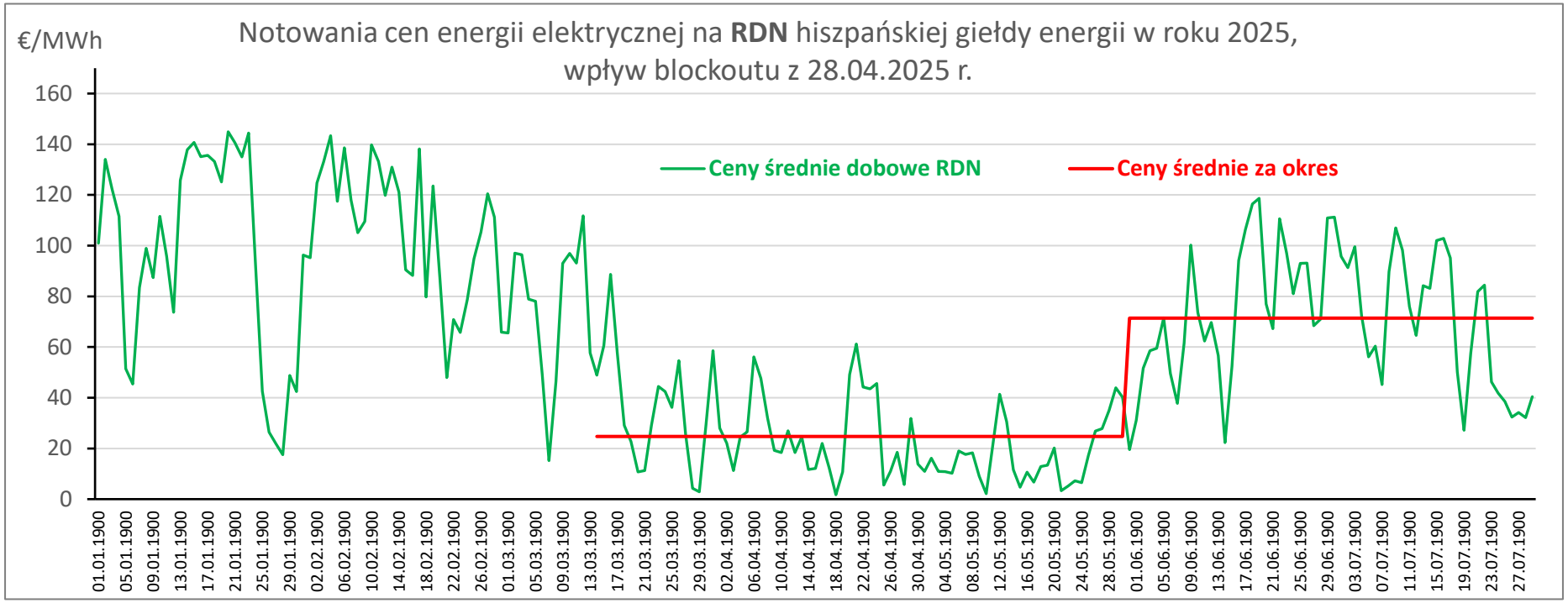
b) dzięki wirującym turbinom dysponują one inercją zapewniając systemowi: bezwładność, amortyzację wstrząsów, wygładzanie wahań mocy, stabilność, regulację częstotliwości i napięcia,

c) dzięki generacji mocy zwarciowych umożliwiają poprawne funkcjonowanie **zabezpieczeń** w systemie, oraz niezbędną **sztywność sieci**,

d) produkcja energii wiatrowej i słonecznej będzie ograniczana do czasu, gdy infrastruktura sieciowa i systemy sterowania i zabezpieczeń, zostaną dostosowane do wyższych chwilowych poziomów generacji z OZE,

e) „**wzmocniony tryb**" ma być krótkoterminowym środkiem nadzwyczajnym, a utrzymanie stabilności sieci i zapewnienie jej niezawodnej pracy mają priorytet nad generacją źródeł słonecznych i wiatrowych.

Wpływ przełączenia przez Hiszpańskiego OSP (Red Eléctrica)**, krajowej sieć energetyczną we „wzmocniony tryb" pracy.**

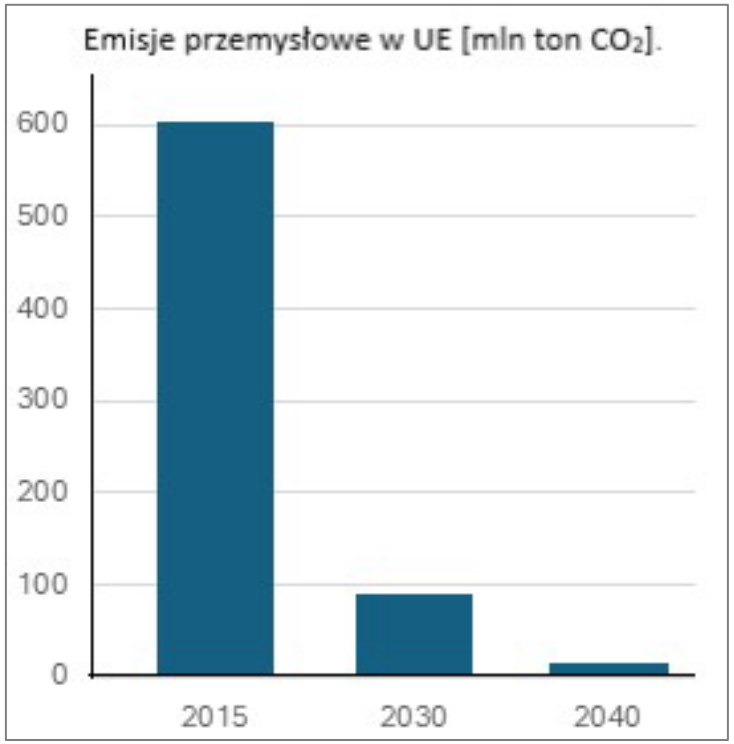


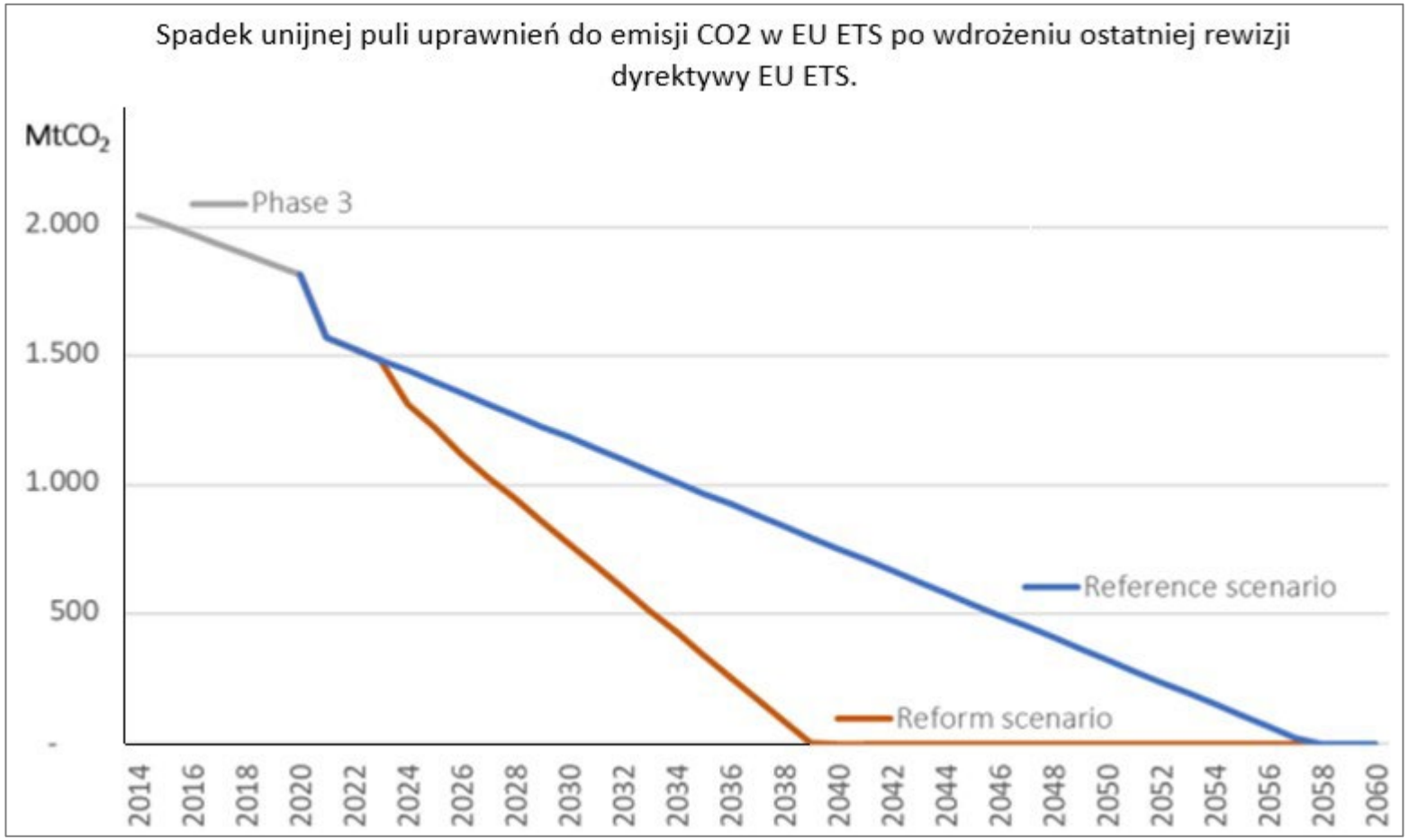
1) Po częściowym zawieszeniu zasad funkcjonowania rynku energii, w celu zapewnienia stabilnej pracy KSE Hiszpanii, nastąpił wzrost średniej ceny energii elektrycznej z **24,7 €/MWh** do **71,4 €/MWh**, czyli o **46,7 €/MWh**.
2) Skala tego wzrostu **prawie dwukrotnie** przekracza poziom cen notowany na RDN Hiszpanii bezpośrednio przed 28 kwietnia 2025 r.
3) Nie popełniając wielkiego błędu można przyjąć, iż wzrost cen energii elektrycznej o **46,7 €/MWh**, to **koszt zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego**, efekt ustalenia przez hiszpańskiego OSP minimalnego udziału stabilnych źródeł energii elektrycznej w pokrywania zapotrzebowania odbiorców końcowych.

PRZEMYSŁ W KPEiK

– wielkość emisji procesowych i ze spalania paliw

Regulacje UE – globalna wielkość emisji CO_2 na obszarze UE





W **2015 r.** sektory przemysłowe emitowały ok. **600 mln ton CO_2**,

W scenariuszu S3 KE zakłada drastyczny ich spadek:

- do **89 mln ton CO_2** netto w **2030 r.** ,
- do **16 mln ton CO_2** netto w **2040 r.**

- Efektem rewizji dyrektywy EU ETS, jest wzrost tempa spadku liczby uprawnień do emisji CO_2 z obecnych **2,2%**, do **4,3%** rocznie w latach **2024-2027** i **4,4%** w latach **2028-2030**.
- Jeśli po 2030 r. tempo to zostanie utrzymane na poziomie **4,4%**, ich podaż skończy się już w 2039 r.

FOEEiG

KPEiK – redukcje emisji CO_2 w przemyśle.

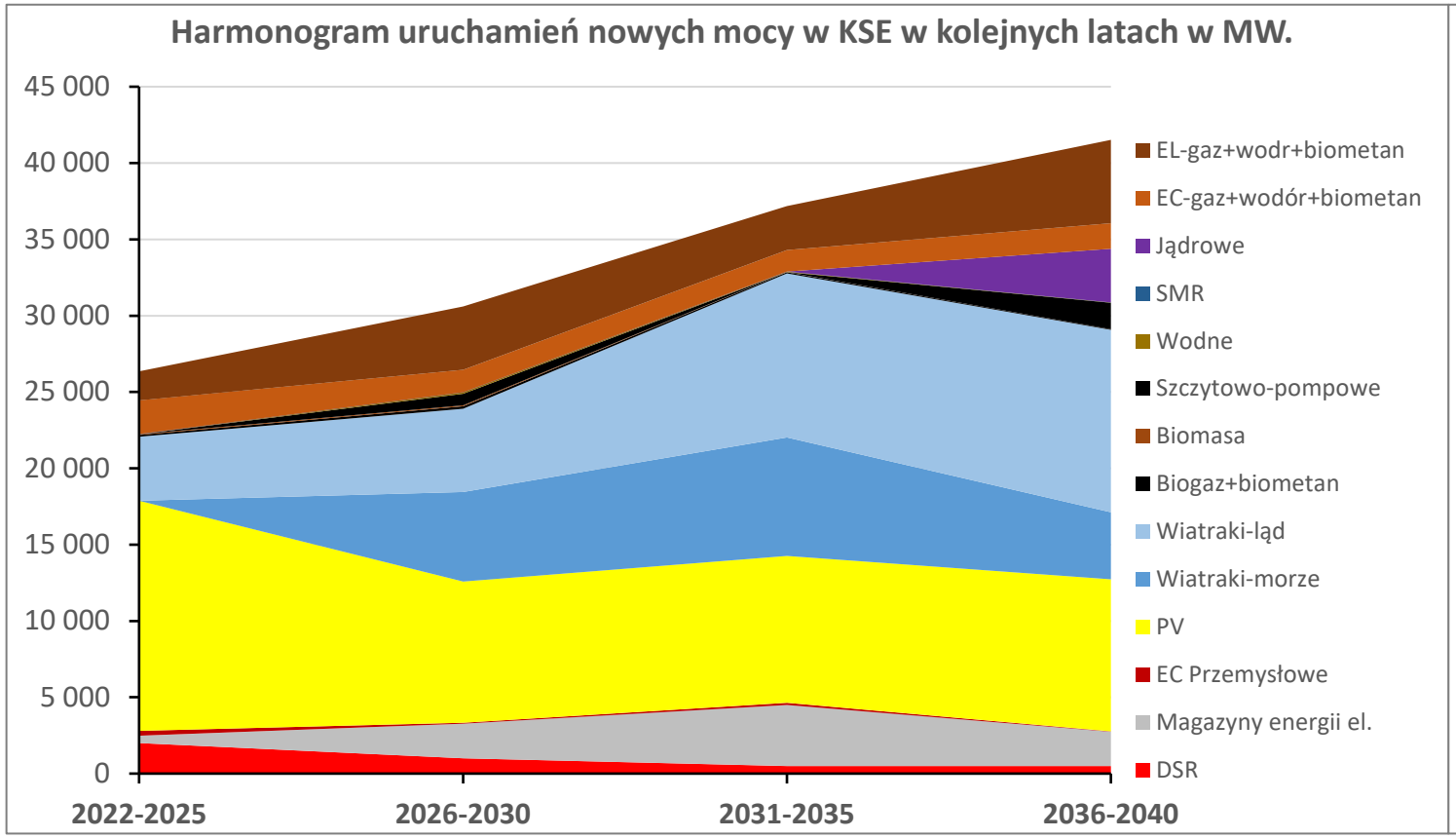
Sektor	Emisje GHG [tys. ton CO_2eq]							
	1990	2020	2025	2030	2035	2040	**2030/1990**	**2040/1990**
1. Energia	385 149	307 998	275 666	199 665	139 108	97 888	52%	25%
2. Procesy przemysłowe	21 972	24 527	20 580	17 275	14 204	**11 343**	79%	52%
3. Rolnictwo	49 291	34 225	33 311	31 994	31 617	30 506	65%	62%
4. Użytkowanie gruntów, leśnictwo	**-28 337**	**-23 330**	**-49 742**	**-46 493**	**-40 293**	**-35 333**	**164%**	**125%**
5. Odpady	19 055	4 161	3 745	3 578	3 545	3 278	19%	17%
6. Emisje pośrednie CO_2	257	528	406	401	393	388	156%	151%
Suma *(z LULUCF)*	447 387	348 108	283 966	206 420	148 574	108 070	46%	24%
Suma *(bez LULUCF)*	475 724	371 438	333 708	252 913	188 867	143 403	53%	30%

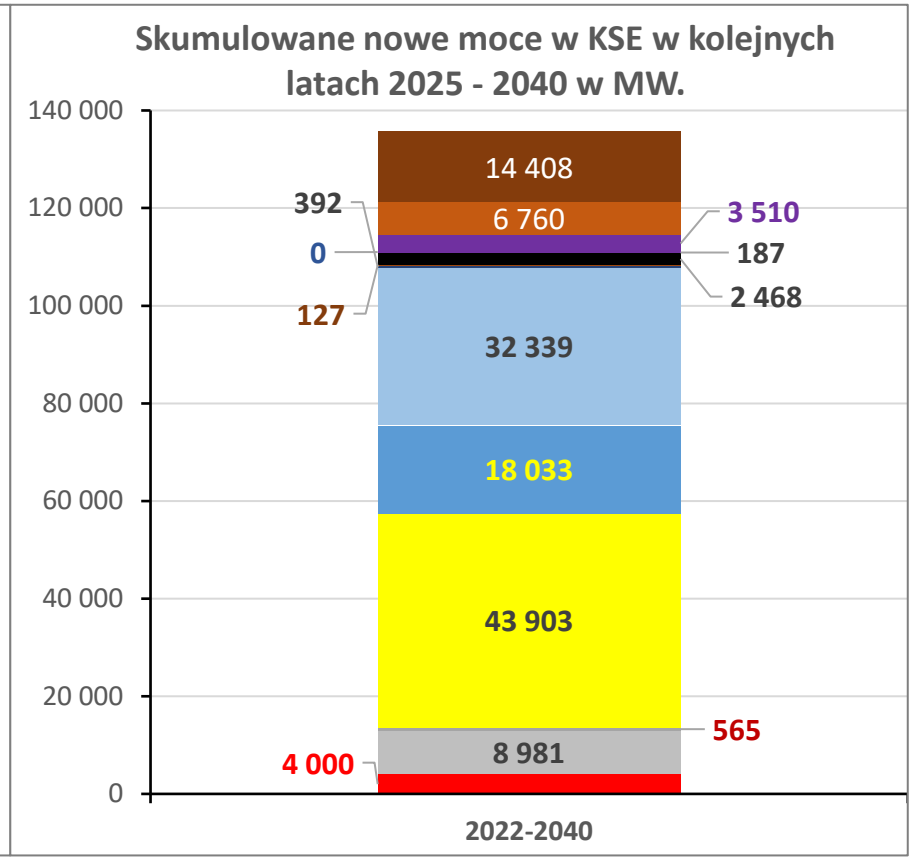
Emisje CO_2 w przemyśle	Emisje GHG [tys. ton CO_2eq]							
	1990	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2030/1990**	**2040/1990**
Spalanie paliw	350 636	277 756	248 788	177 985	121 263	83 295	51%	**24%**
przemysł i budownictwo	42 621	28 597	27 209	21 092	16 838	**12 690**	49%	30%
Procesy przemysłowe	**18 523**	**18 744**	**15 541**	**14 152**	**12 521**	**10 102**	76%	55%
mineralne	8 855	11 737	11 680	14 152	12 521	**10 120**	76%	55%
chemiczne	3 802	4 867	1 395					
metalurgiczne	5 652	1 824	2 160					
nieenergetyczne (z paliw)	213	263	316					
∑ Spalanie paliw + procesy	**61 144**	**47 341**	**42 750**	**35 244**	**29 359**	**24 033**	**58%**	**37%**

- KPEiK przewiduje redukcję emisji CO_2 z procesów przemysłowych **o 24% w 2030 r. i o 45% w roku 2040** w odniesieniu do roku 1990.
- KPEiK przewiduje redukcji emisji ze spalania paliw w przemyśle **o 51% w 2030 r. i 70% w roku 2040**, w odniesieniu do roku 1990.
- Przy prognozowanej cenie EUA w 2040 r. na poziomie **300 €/tonę**, emisje w przemyśle oznaczają jego szybką likwidację.

FOEEiG

KPEiK – nowe systemowe źródła wytwórcze energii elektrycznej.





- KPEiK przewiduje sumaryczny wzrost mocy instalowanych w KSE do 2040 roku o **135 673 MW** - największy przyrost w instalacjach **PV** o **43 903 MW.**
- Znaczący wzrost, o **32 339 MW** ma nastąpić również w lądowej energetyce wiatrowej, oraz o **18 033 MW** w morskiej energetyce wiatrowej.
- KPEiK przewiduje budowę elektrowni i elektrociepłowni na gaz ziemny, przystosowanych do spalania biometanu i wodoru, o mocy **21 168 MW**.
- Zgodnie z KPEiK **PRZEMYSŁ** ma jedynie dostarczyć energetyce zawodowej elastyczności w postaci usług wykorzystujących **DSR** w wielkości **4 000 MW**.

FOEEiG

KPEiK – łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym, przesyle i dystrybucji.

Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w mld. €					
	2021-2026	2026-2031	2031-2036	2036-2041	2021-2041
Łącznie	**39,9**	**53,4**	**53,5**	**84,6**	**231,4**
Elektrownie	37,0	43,2	54,6	78,4	213,2
Elektrociepłownie	2,9	3,4	2,2	1,4	9,9
Magazyny energii	0,8	4,7	4,6	5,0	15,1
Elektrolizery	0,0	0,7	1,9	4,8	7,4
W tym:	**10,4**	**6,1**	**4,4**	**39,4**	**60,3**
Węgiel	4,9	0,0	0,0	0,0	4,9
Gaz ziemny/Wodór	5,5	6,1	4,4	5,9	21,9
Jądrowe	0,0	0,0	0,0	33,5	33,5
Źródła odnawialne	**28,8**	**41,2**	**43,6**	**30,6**	**144,2**
- Wodne (bez pomp.)	0,1	0,5	0,1	0,1	0,8
- Wiatrowe	8,5	30,1	44,4	33,5	116,5
- Fotowoltaiczne	19,3	8,4	7,6	6,7	42,0
- Biomasa	0,4	0,4	0,1	0,1	1,0
- Biogaz	0,5	0,6	0,2	0,1	1,4
- Geotermalne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inne paliwa	**0,6**	**0,5**	**0,0**	**0,0**	**1,1**
Magazyny energii, elektrolizery	**0,8**	**5,4**	**6,5**	**9,8**	**22,5**
RAZEM	**70,1**	**100,5**	**103,6**	**125,0**	**399,2**

Prognozowane nakłady inwestycyjne w przesyle i dystrybucji w mld €.					
Lata	**2021-2025**	**2026-2030**	**2031-2035**	**2036-2040**	**2021-2040**
Łącznie	**5,2**	**31,5**	**22,1**	**19,2**	**77,9**
Sieć przesyłowa	2,3	9,4	7,7	7,8	27,1
Sieć dystrybucyjna	2,9	22,1	14,4	11,4	50,8

Oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym, niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przy jednoczesnym spełnieniu zaostrzonych wymogów ochrony środowiska wynoszą

- **399 mld €** w latach **2021-2041 r.**,
- **171 mld** € w okresie **2021-2031 r.**

Potrzeby inwestycyjne na rozwój krajowej sieci elektroenergetycznej w okresie 2021-2040 wynoszą: **78 mld €**, w tym

- na rozwój sieci przesyłowej **27 mld €**,
- na rozwój sieci dystrybucyjnej **51 mld €**.

Łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwarzania oraz krajowej sieci elektroenergetycznej sumarycznie wynoszą:

- **207 mld €** w latach 2021-2031 r.,
- **477 mld €** w okresie **2021-2041 r.**

Rozwój źródeł odnawialnych pochłonie

- **70 mld €** w latach **2021-2031** r.,
- **144 mld €** w okresie **2021-2040 r.**

FOEEiG

ul. Żurawia 32/34 lok. 117
00-515 Warszawa

503 074 245
503 428 045