

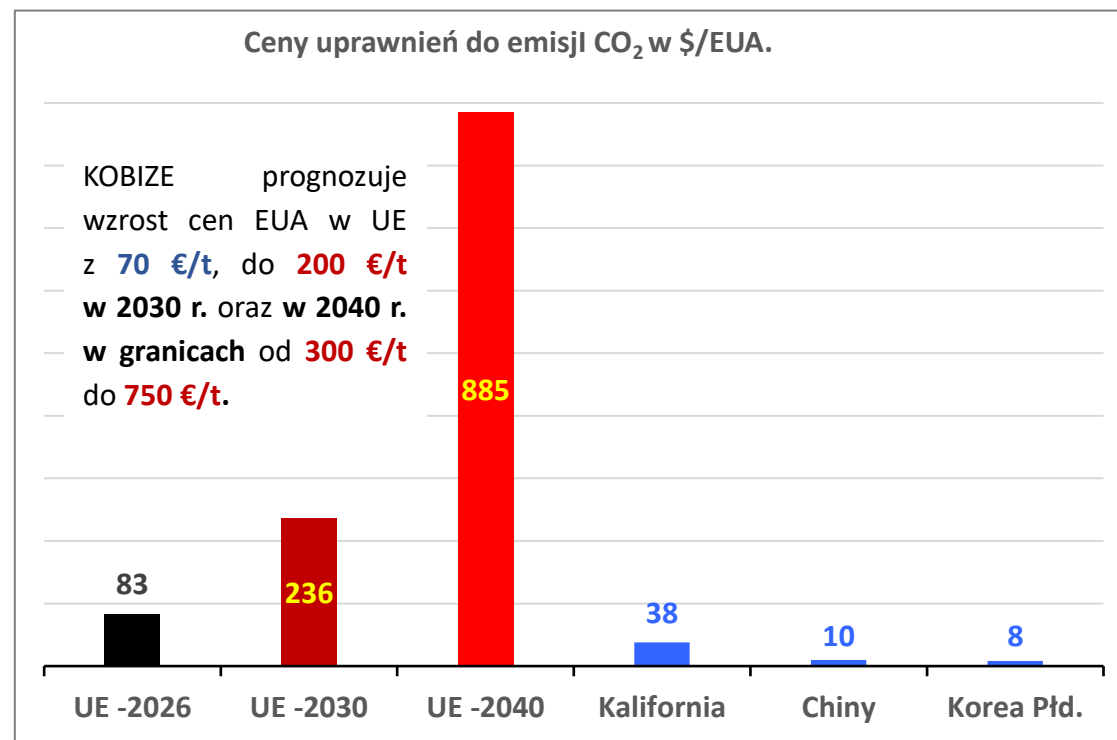
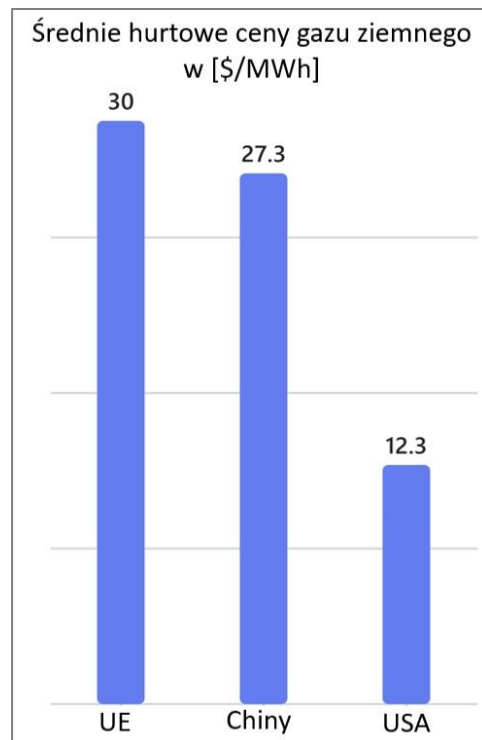
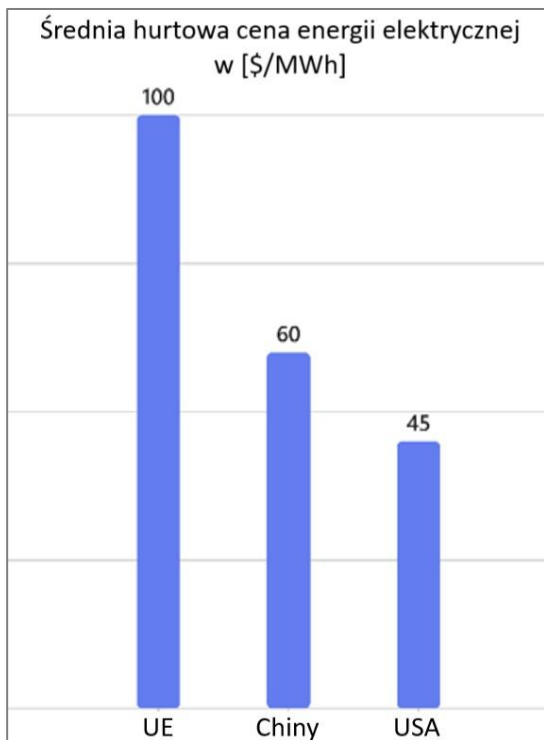


Izba Energetyki Przemysłowej
i Odbiorców Energii

MECHANIZM WYCENY ENERGII NA RYNKU HURTOWYM JAKO WARUNEK UTRZYMANIA KONKURENCYJNOŚCI I ROZWOJU POLSKIEJ GOSPODARKI

koszty wytwarzania energii elektrycznej w technologiach zastępujących źródła węglowe, obligo
giełdowe, wycena energii w dobie przemian i zmian miksu energetycznego.

Różnice w cenach paliw, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ w UE i innymi częściami świata.



- kraje UE płacą za energię elektryczną i paliwo gazowe **znacznie więcej** od swoich globalnych konkurentów,
- koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ są znacznie wyższe w UE niż w USA czy w Chinach,
- **dotatkowo** przemysł w Polsce płaci za **GAZ** o około **10 EUR/MWh** więcej, od swoich europejskich konkurentów,
- **dotatkowo** przemysł w Polsce płaci za **ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ** w kontraktach BASE na lata 2027 i 2028 o **50 €/MWh** więcej, niż we Francji czy Hiszpanii, i o **10 EUR/MWh** więcej niż w Niemczech.

WYKONANA PRZEZ KE ocena wpływu pakietów **Fit-for-55** i **REPowerEU** (neutralności klimatycznej do 2050 r.), na ceny uprawnień do emisji **CO₂** i energii elektrycznej w latach 2030–2050.

WARTOŚCI EMISJI CO ₂ w energetyce i przemyśle w zależności od scenariusza.					
EUR/tCO ₂ -eq	2040 r.				2050 r.
	SI	S2	S3	LIFE	
Energetyka i przemysł	160	240	290	250	470

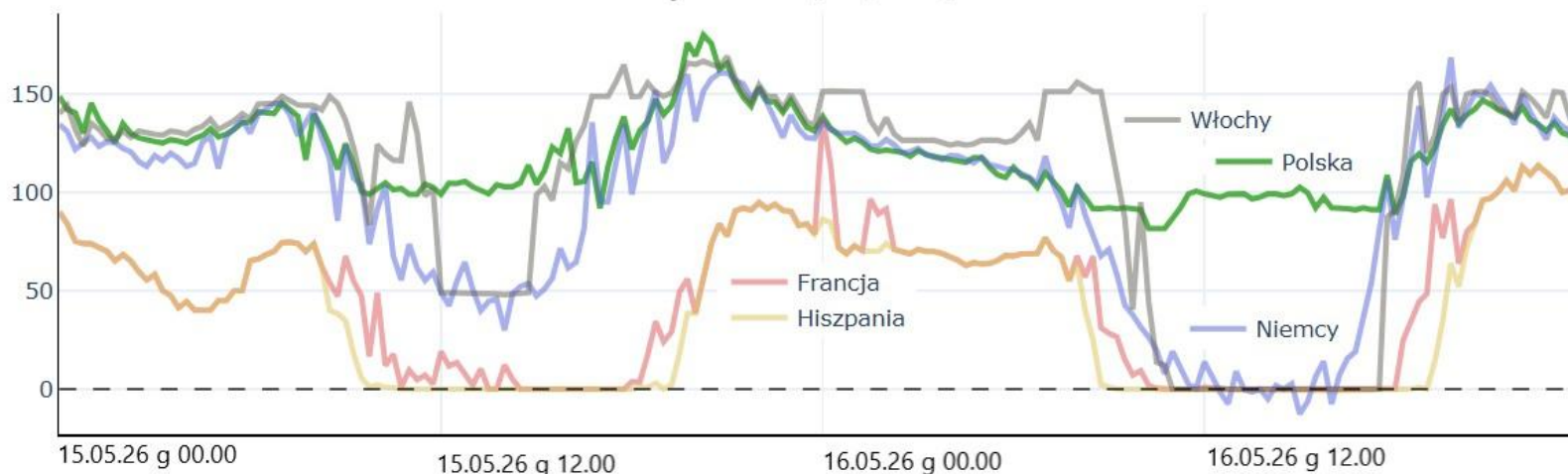
- KE zaprognozowała **koszty krańcowe redukcji emisji CO₂**, które są wyznacznikiem cen uprawnień do emisji,
- wysokie ceny uprawnień do emisji mają służyć **urynkowaniu technologii zeroemisyjnych** w przemyśle,
- w efekcie **po 2040 r. nastąpi szybka likwidacja firm** które będą emitować CO₂.

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

- Ceny energii elektrycznej dla przemysłu będą na poziomie **130 EUR/MWh** w latach 2030 do 2050.
- **KE nie wyjaśnia** dlaczego **nie nastąpi ich spadek**, jako efekt **rozwoju OZE w energetyce !!!**

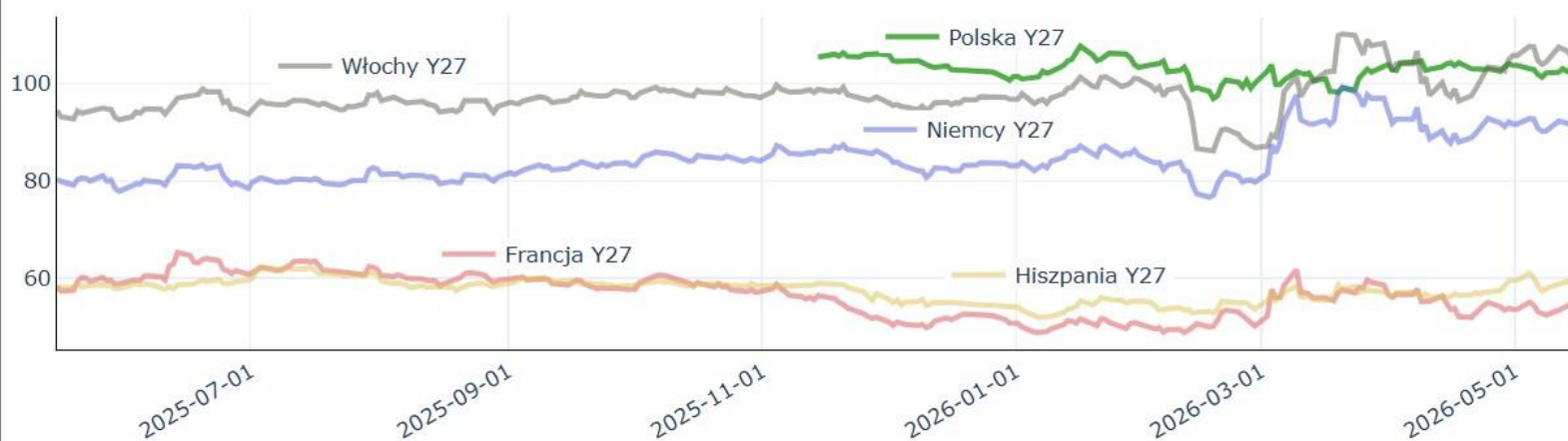
Ceny energii elektrycznej na RDN giełd europejskich, notowania kontraktów BASE na rok 2027.

Notowania cen energii elektrycznej na RDN giełd energii w Polsce, Włoszech, Niemczech, Francji i Hiszpanii w dniach 15 i 16 maja 2026 r w [EUR/MWh]



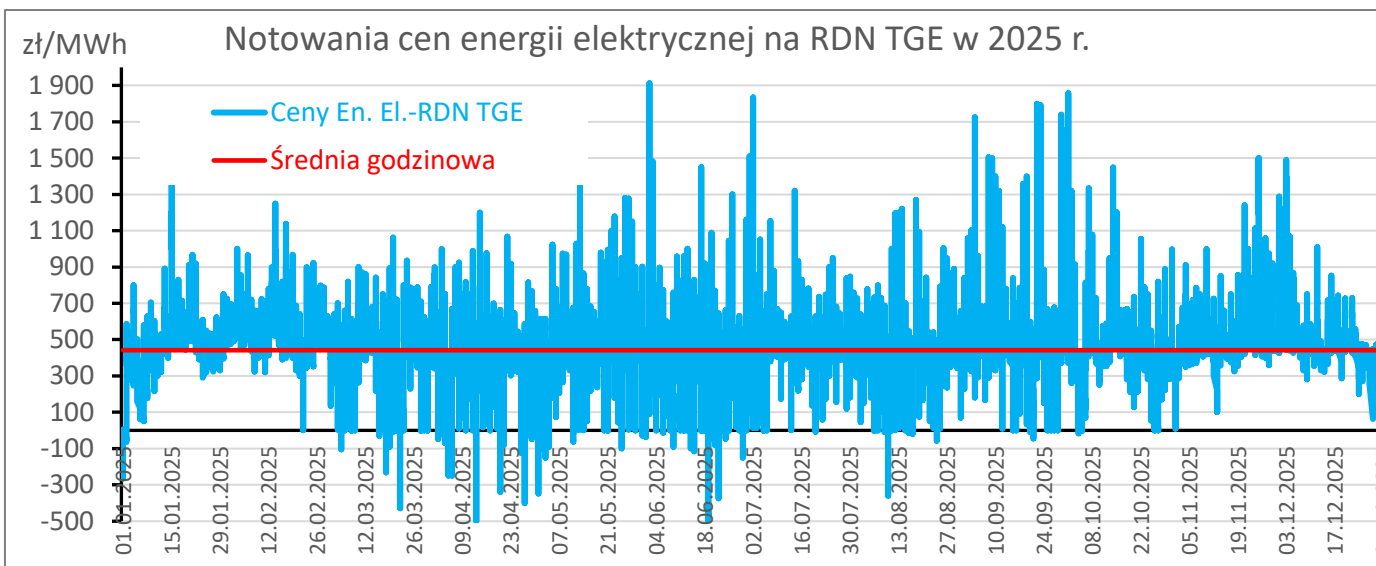
- **aktualnie** ceny energii elektrycznej w notowaniach na RDN TGE w **Polsce** bywają znacznie wyższe od notowanych na giełdach we **Francji** czy **Hiszpanii**, a w niektórych godzinach również **Niemiec**, a nawet **Włoch**,
- różnice te wahają się **od 30 EUR/MWh** do nawet **ponad 90 EUR/MWh**.

Notowania cen energii elektrycznej w kontraktach BASE na rok 2027 na giełdach energii w Polsce, Niemczech, Francji, Włoszech i Hiszpanii w [EUR/MWh]

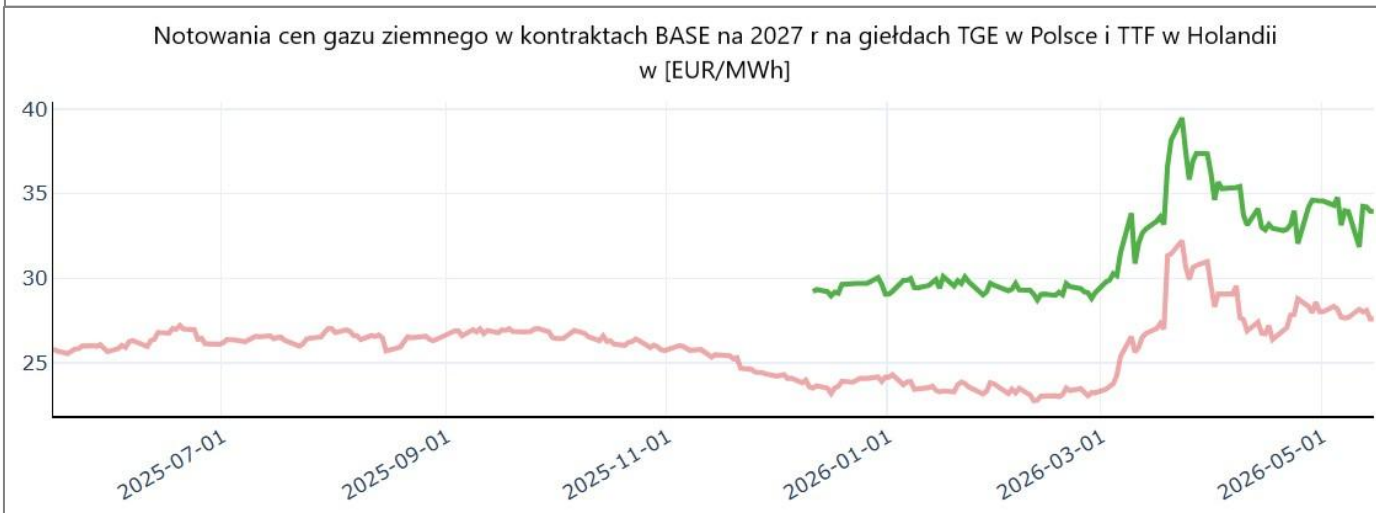


- ceny energii elektrycznej w kontraktach **BASE na 2027 r. na TGE w Polsce** są znacznie wyższe od notowanych na giełdach we **Francji** i **Hiszpanii** czy **Niemiec**, a na poziomie giełdy włoskiej,
- **różnice** te wynoszą około **50 EUR/MWh** w stosunku do notowań we **Francji** i **Hiszpanii**, oraz **ponad 10 EUR/MWh**. w stosunku do **Niemiec**.

Zmienność cen energii elektrycznej na RDN w Polsce, notowania cen **GAZU** w kontraktach BASE na rok 2027.



- w 2025 r. na RDN TGE obserwowaliśmy znaczną **zmienność cen** energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby,
- średnia roczna tych notowań w 2025 r. wyniosła **441,87 zł/MWh**, i była wyższa od odnotowanej w 2024 r. o **31 zł/MWh**.



- ceny **GAZ-u** w kontraktach BASE zawieranych na TGE w Polsce na lata 2027 i 2028, **są wyższe** od notowanych na giełdzie TTF w Holandii,
- przemysł w **Polsce** płaci za **GAZ** o około **10 EUR/MWh** więcej od swoich **europejskich konkurentów**, w tym: około **6 EUR/MWh** to różnica notowań giełdowych, a kolejne **4 EUR/MWh** to efekt wyższych kosztów magazynowania gazu i struktury polskiego rynku.

KOSZTY PRODUKCJI, a polityczne deklaracje kształtowania się cen energii elektrycznej w Polsce.

1. SYSTEMOWE BLOKI GAZOWO PAROWE - aukcja dogrywkowa na 2029 r., cena zamknięcia aukcji (1-a runda): **534 tys. zł/MW/rok !**

- 1) Koszt jednostkowy dla odbiorcy końcowego przy pracy z pełną mocą przez 8760 i **1500 godz./rok: 61 zł/MW/8760 godz.; 356 zł/MW/1500 godz.**
- 2) Budowa bloków gazowych SYSTEMOWYCH to ryzyko, iż po krótkim okresie ich eksploatacji pojawią się koszty osierocone.
- 3) Zmienny koszt produkcji zależy od cen uprawnień do emisji CO₂, i rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanych i wynosi:
> 600 zł/MWh, do 1 398 zł/MWh

2. MORSKIE FARMY WIATROWE - aukcja „AMFW/1/2025” - pokrycie ujemnego salda.

Cena energii elektrycznej wyprodukowanej w farmach wiatrowych które wygrały aukcje, przez 25 lat będzie wynosić:

487,33 zł/MWh

Cena ta zostanie powiększona o koszt jej zbilansowania i dostawy do odbiorców końcowych na południu Polski. Koszt ten może w przyszłości drastycznie wzrosnąć np. w efekcie **likwidacji priorytetu we wprowadzaniu energii z OZE do sieci KSE (kolizja z EJ)**.

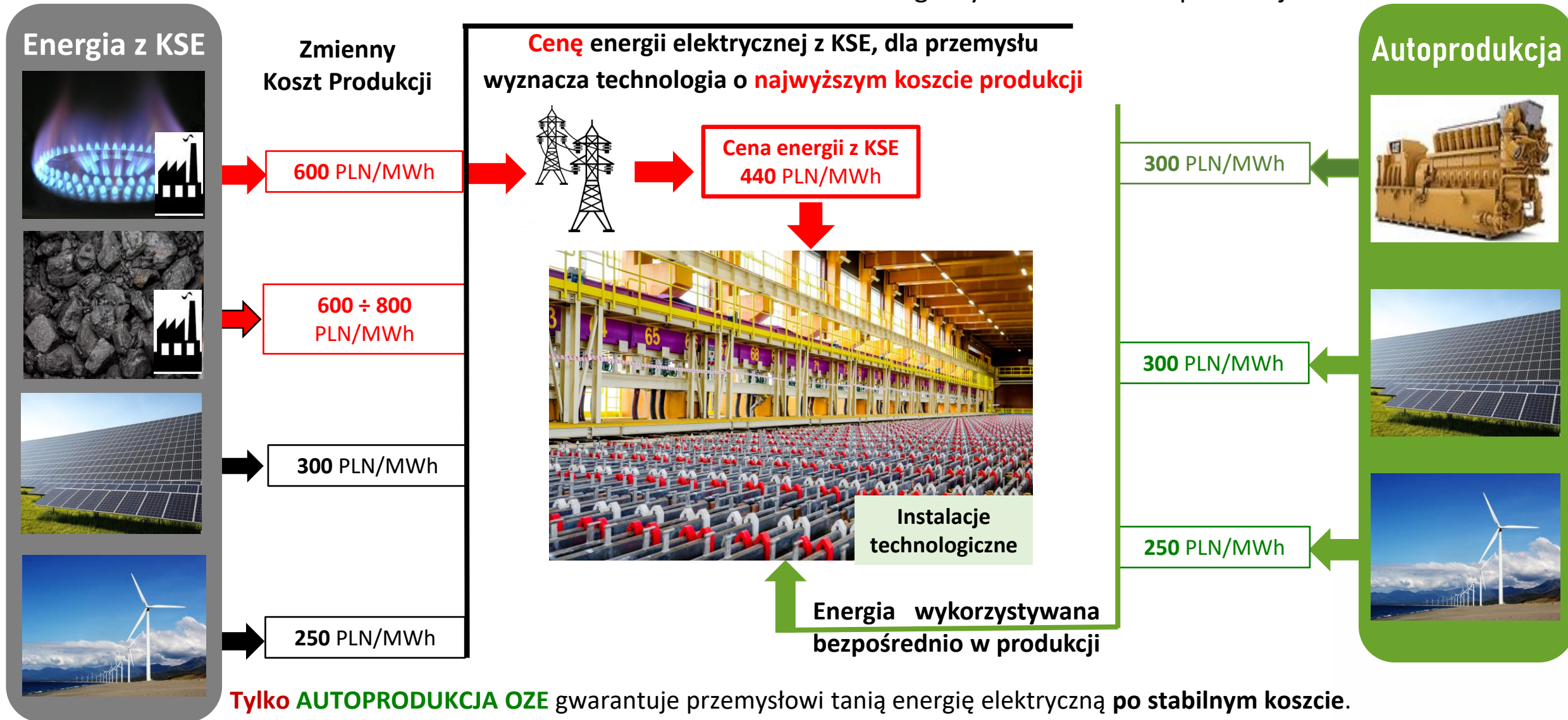
3. ENERGETYKA JĄDROWA - uwarunkowania dla różnych poziomów cen produkowanej energii elektrycznej.

Przy dofinansowaniu inwestycji z budżetu państwa w wysokości **60 mld. zł** i pracy przez nie mniej niż **8 000 godzin/rok** koszt produkcji energii elektrycznej w blokach jądrowych **przez 40 lat** wyniesie około:

780 zł/MWh

Przy braku priorytetu dla wprowadzania energii do sieci KSE i czasie pracy 3000 godz./rok, koszt wzrośnie do **1 800 zł/MWh**.

RYNKOWA WYCENA ENERGII ELEKTRYCZNEJ – energia systemowa a autoprodukcja.



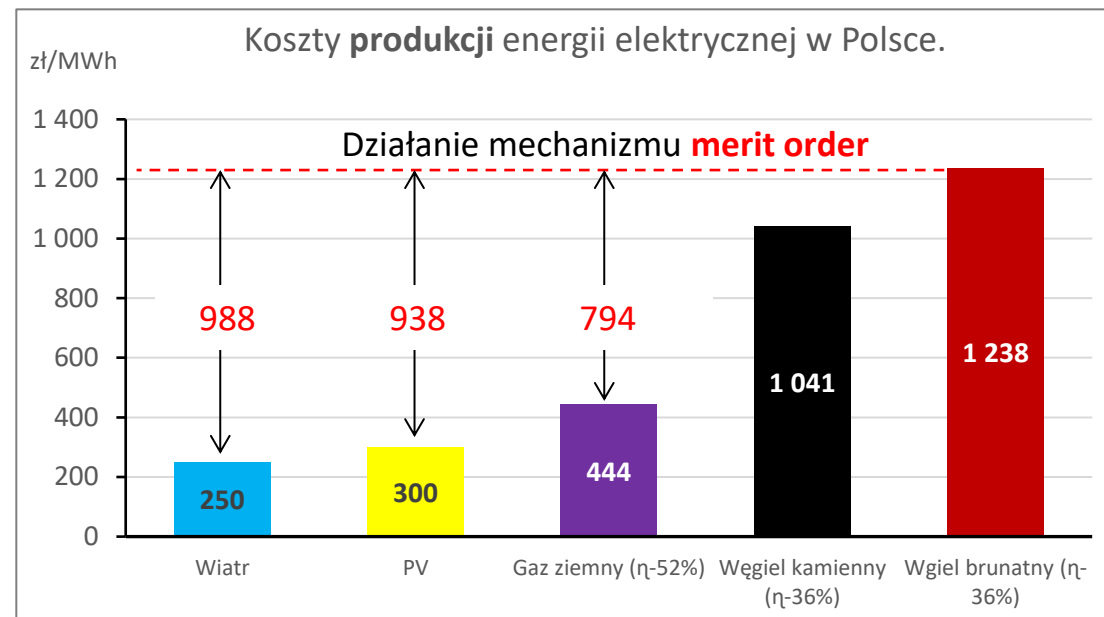
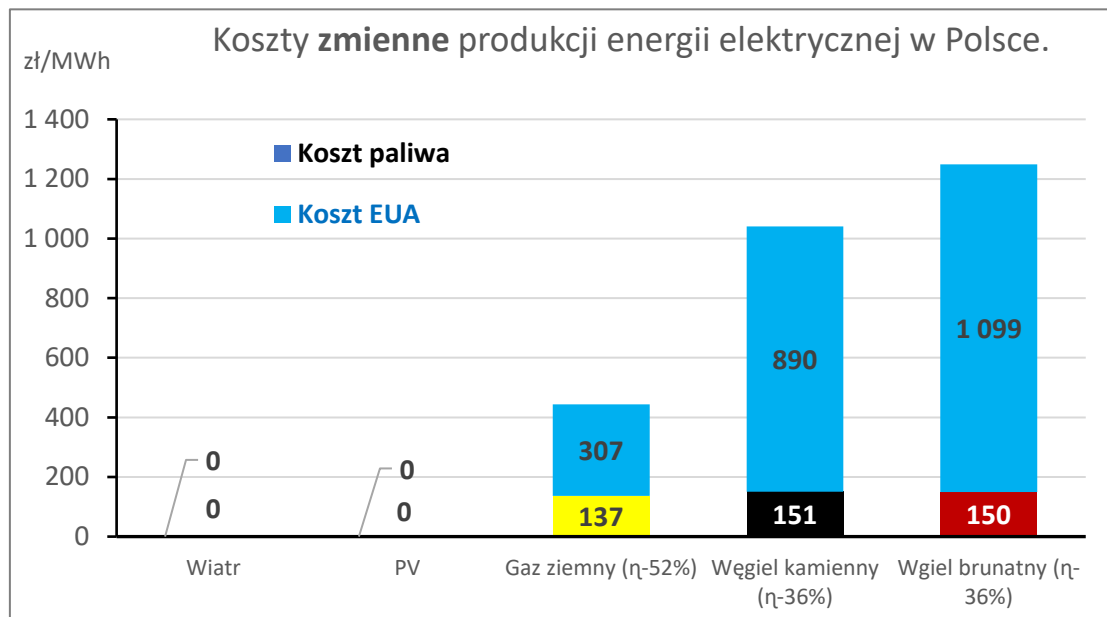
Wpływ paliw kopalnych na wycenę energii elektrycznej na rynkach hurtowych krajów UE.



- oparty o *cenę marginalne* europejski rynek energii, **przenosi w 100% zmienność cen paliw** na odbiorców końcowych,
- UE zmniejsza zużycie paliw kopalnych i **wspiera rozwój technologii OZE**, a mimo to odbiorcy końcowi, w tym przemysłowi, **nie mają dostępu do taniej energii** po cenie zbliżonej do kosztów jej produkcji w OZE.

Bez zmiany mechanizmu wyceny energii elektrycznej na rynku hurtowym, jej cenę nadal wyznaczać będą źródła spalające paliwa kopalne, **w Europie GAZ ziemny**, a **w Polsce węgiel kamienny** bądź **węgiel brunatny**.

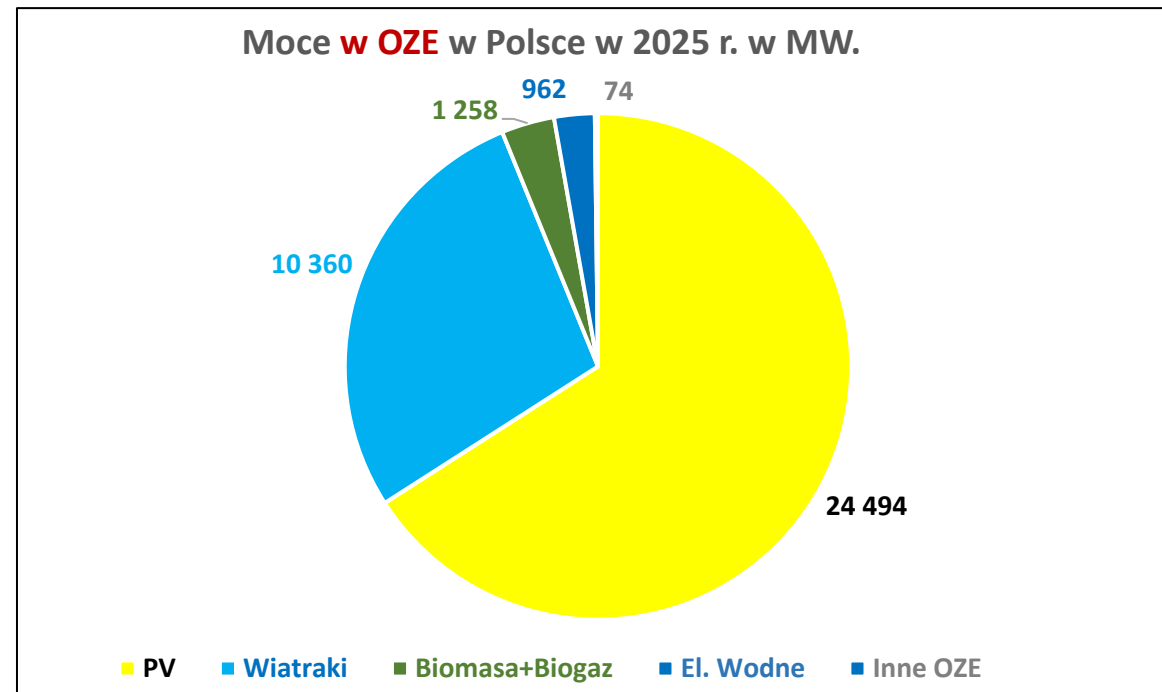
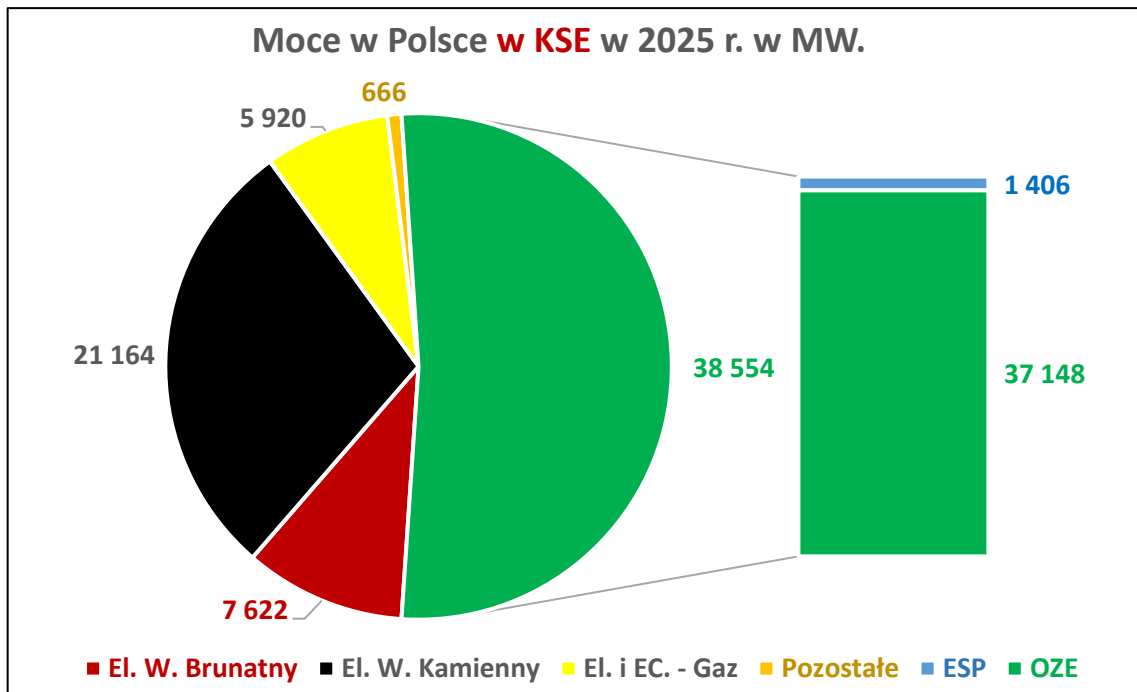
Koszty produkcji energii elektrycznej w Polsce a mechanizm **merit order**.



- 1) **PARADOKS EUROPEJSKIEGO RYNKU ENERGII** - energia elektryczna kupowana z KSE zawiera koszty **paliw** i **uprawnień do emisji CO₂**, **nawet jeśli została wyprodukowana w OZE !!!**
- 2) Mechanizm wyceny tej energii oparty o **merit order** jest jedynie **sposobem na transfer środków finansowych** od odbiorców końcowych, w tym przemysł, do sektora energetycznego (instalacji OZE, spółek obrotu które zawarły z nimi umowy długoterminowe, i do Zarządcy Rozliczeń).
- 3) **Utrzymywanie wysokich cen energii elektrycznej blokuje rozwój przemysłu i destabilizuje polską gospodarkę.**

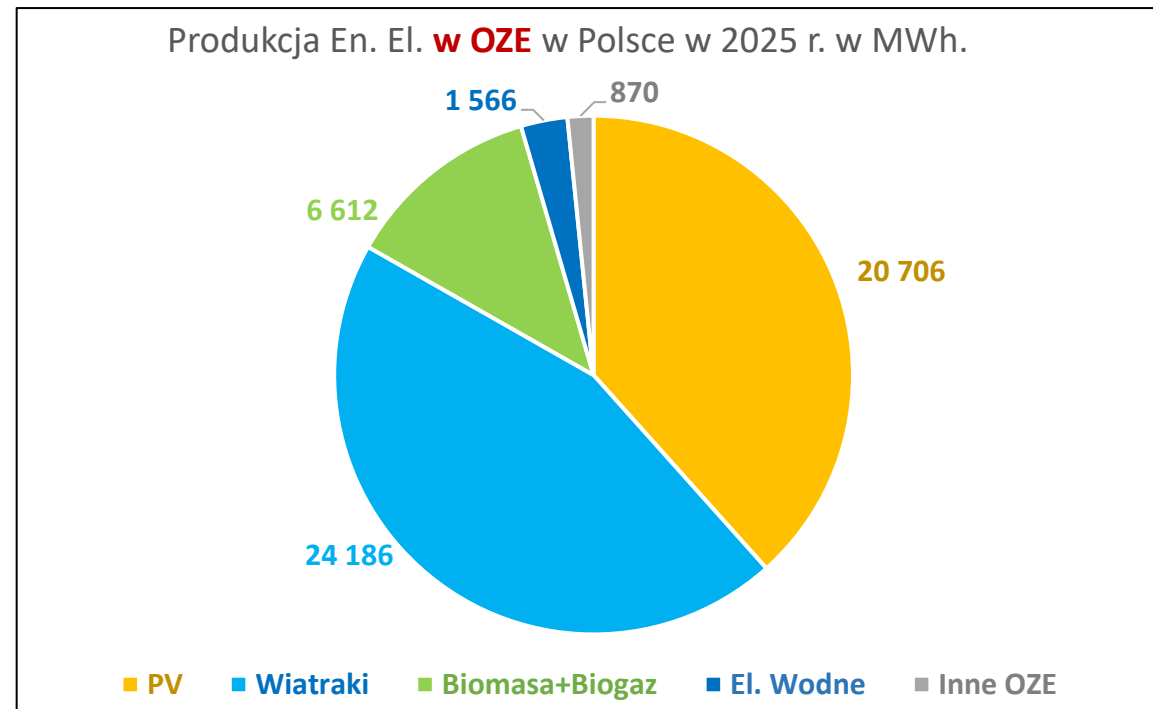
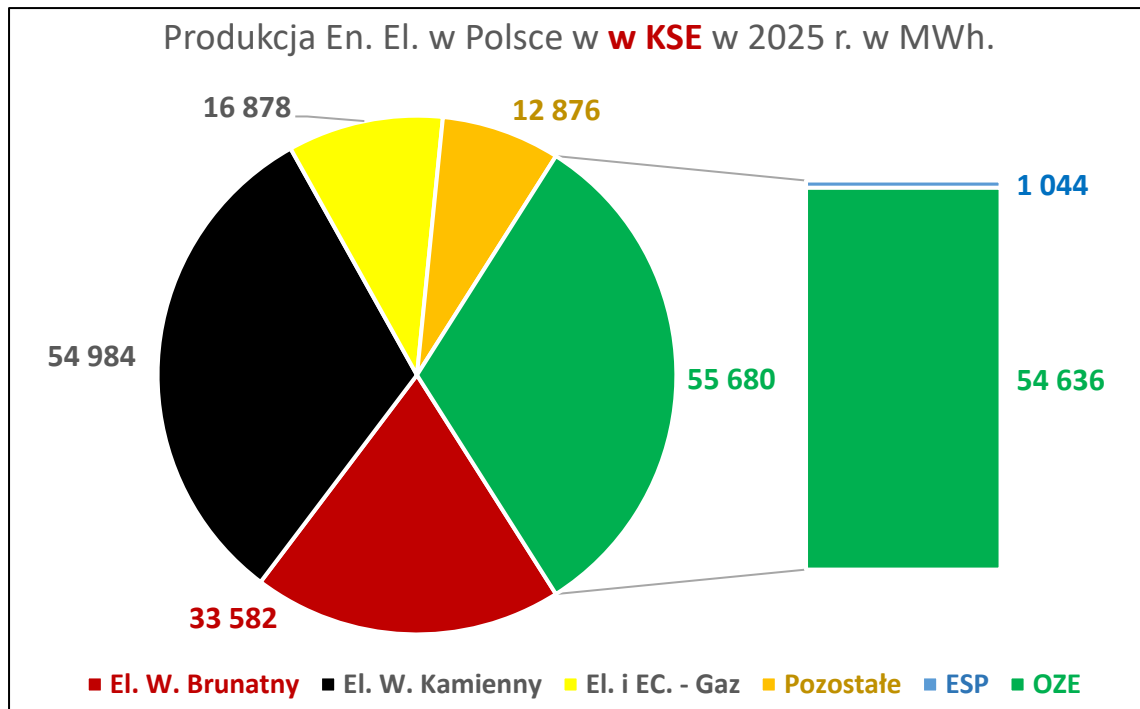
Jeśli chcemy w Polsce zmniejszyć ceny energii elektrycznej, **instalując kolejne tysiące MW w OZE**, to nie da się tego zrobić, bez modyfikacji opartego o ceny krańcowe mechanizm jej wyceny na rynku hurtowym – **merit order**.

Struktura mocy zainstalowanych w KSE w 2025 r.



- produkowana w źródłach odnawialnych energia elektryczna ma być szansą europejskiego przemysłu na uzyskanie jej konkurencyjnych cen,
- w ramach „**Market Design**” Komisja Europejska skupia się na działaniach kosmetycznych, **nie chce** zmienić mechanizmu wyceny energii elektrycznej z OZE (merit order),
- tymczasem wielkość mocy instalowanych w OZE w polskim KSE systematycznie rośnie, a skutki tego wzrostu są dla odbiorców końcowych nie tylko pozytywne.

Struktura produkcji energii elektrycznej w KSE w Polsce w 2025 r.



- odnawialne źródła energii elektrycznej wyprodukowały w Polsce w 2025 r. ponad **55 tys. MWh** (prawie 32%) energii elektrycznej,
- najwięcej tej energii pochodziło z lądowej energetyki wiatrowej, w znacznej części z instalacji PV zbudowanych przez PROSUMENTÓW,
- na dzień dzisiejszy nadal kluczowe znaczenie dla domykania bilansu zapotrzebowania odbiorców końcowych, przez różne źródła wytwórcze, mają elektrownie systemowe na węgiel kamienny i brunatny,
- nie do końca zdefiniowana na dzień dzisiejszy jest rola źródeł gazowych różnej konstrukcji, które miałyby zastępować wycofywane źródła węglowe.

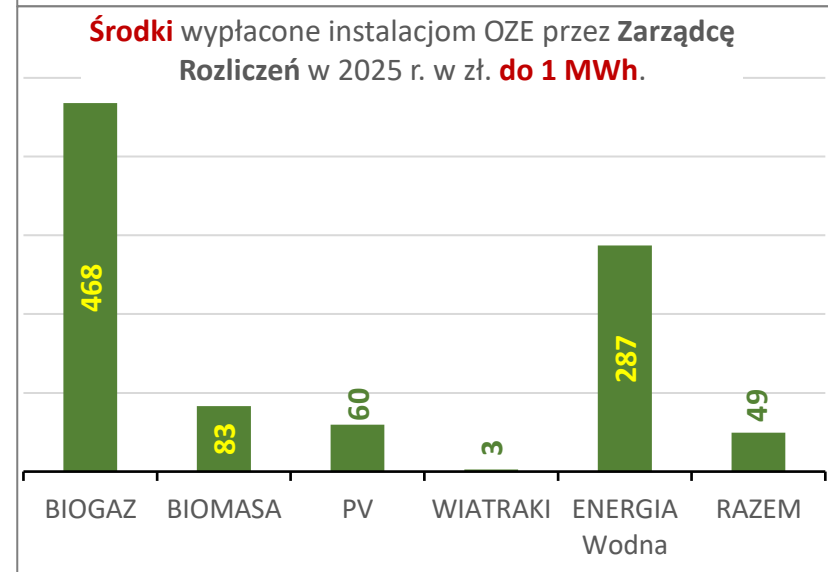
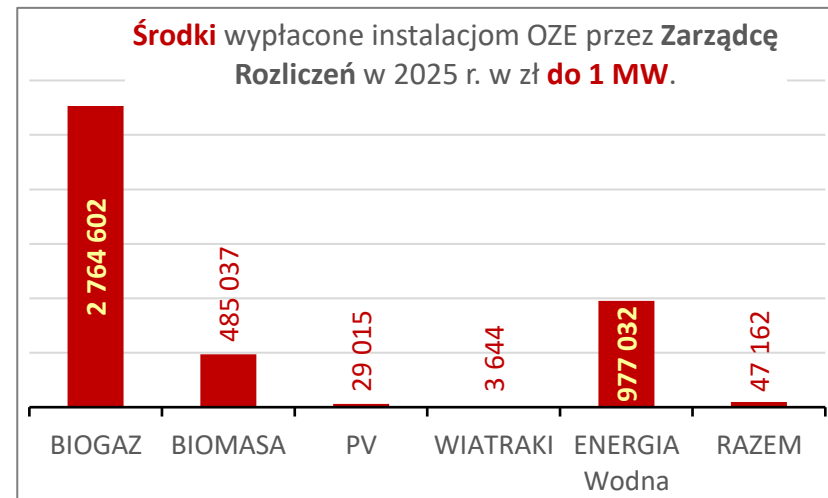
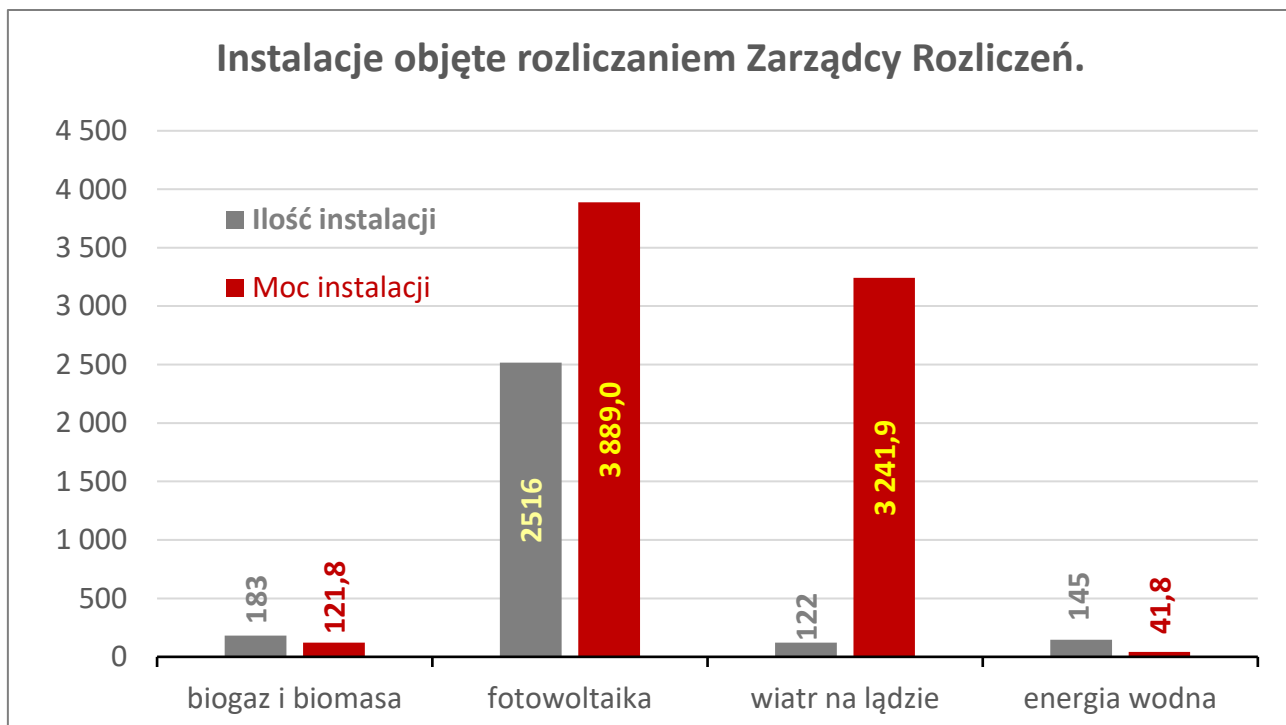
Produkcja energii elektr. w Polsce w 2025 r. Środki dla instalacji rozliczanych przez Zarządcę Rozliczeń.

1. Wielkość produkcji energii elektrycznej w Polsce wyniosła w 2025 r. **174 TWh**, w tym:

- w źródłach węglowych **spadła do 88,6 TWh**,
- w OZE **wzrosła do 54,7 TWh**, przy czym z samej fotowoltaiki do **20,5 TWh**,

2. Moc zainstalowana w KSE wyniosła w 2025 r. **74 tys. MW** brutto, w tym:

- w źródłach węglowych **spadła do 28,8 tys. MW**,
- **wzrosła w OZE do 37,1 GW**, w tym w fotowoltaice do **24,5 tys. MW**.



Udzielanie pomocy 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 ciepłej**;
 - d) wspieranie **w/w zakresu inwestycji również w przemyśle** (*bez obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na rynku*);
 - e) pomoc operacyjna w formie **bezpośredniego wsparcia dla redukcji cen energii elektrycznej** (*dwustronne kontrakty różnicowe*).
- 2) Wsparcie inwestycji związanych z **produkcją i magazynowaniem 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:

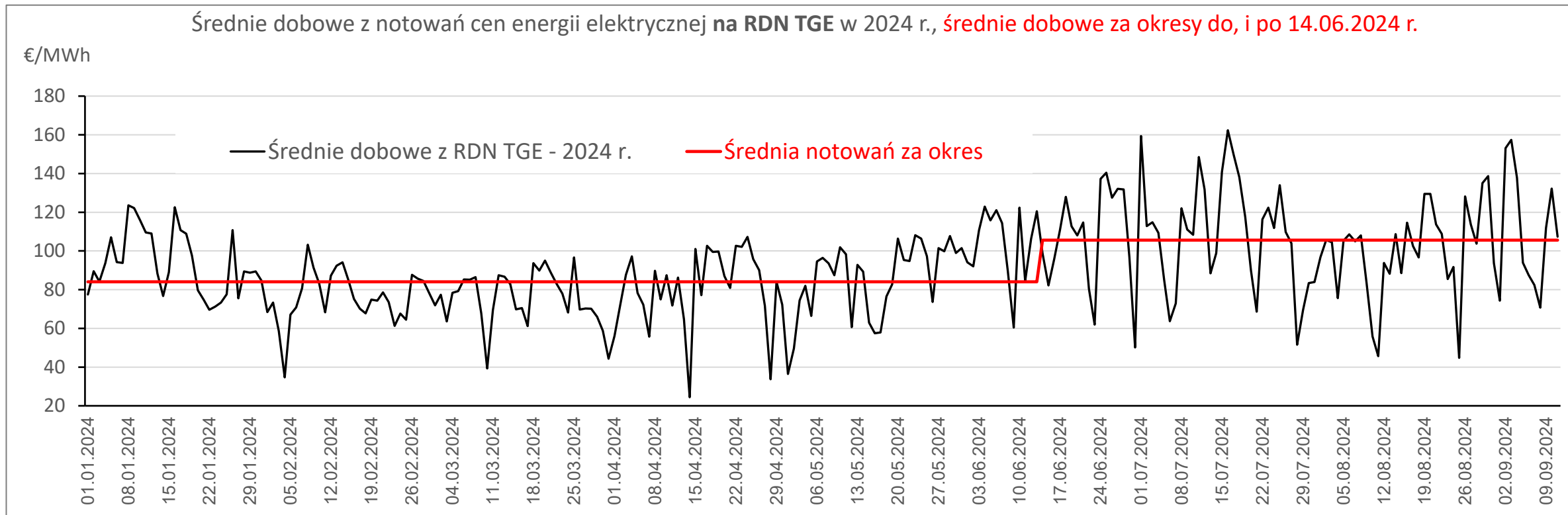
- **powinni ponosić ci odbiorcy, którzy przyczyniają się do powstania zapotrzebowania na elastyczność, a zatem ci odbiorcy, którzy zużywają energię w okresach najwyższych cen,**
- **zdaniem KE ... jeśli odbiorcy będą w tych okresach zaopatrywali się w energię w ramach auto-generacji, nie będą zmuszeni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

4) Koszty finansowania mechanizmów mocowych.

- **rezerwy strategicznej,**
- **mechanizmu centralnego nabywcy,**

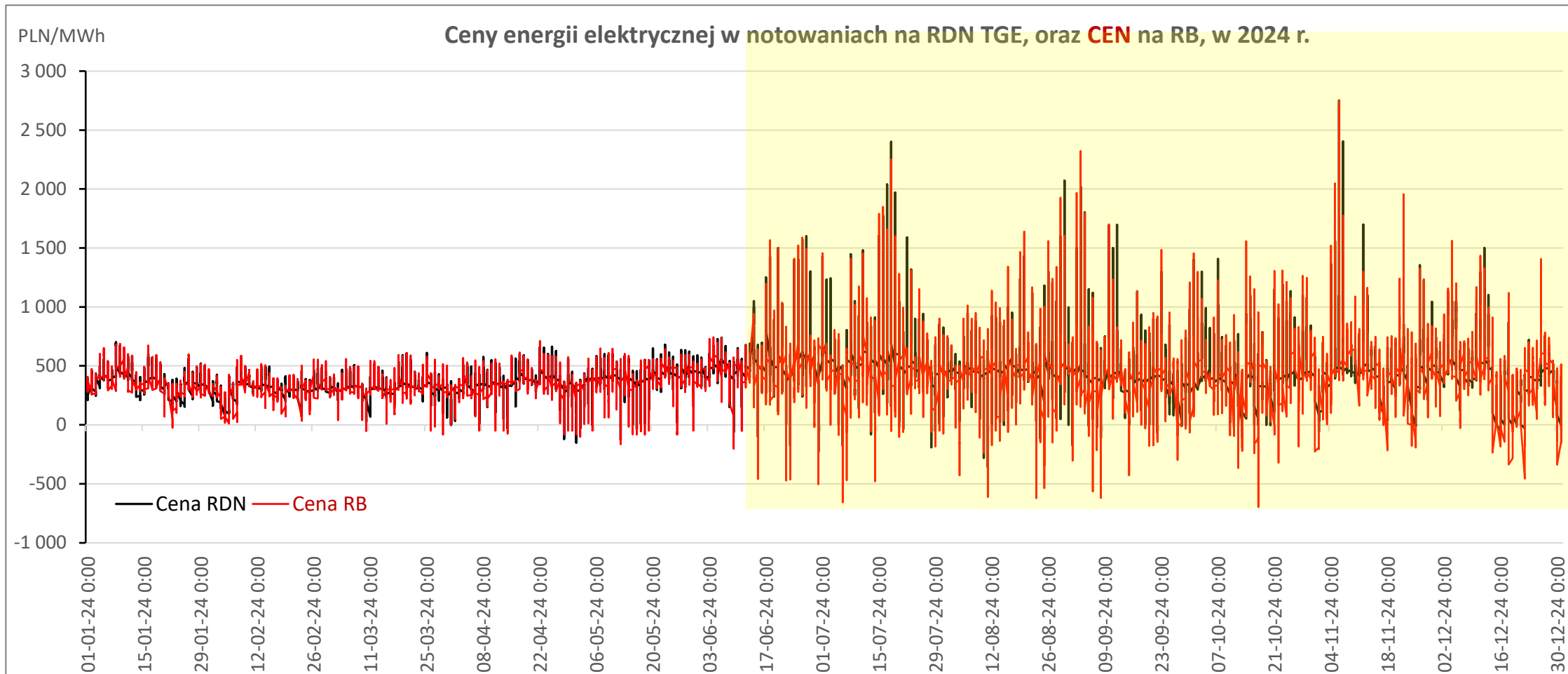
Analogicznie jak w przypadku zasad pokrywania kosztów systemów elastyczności, **zdaniem KE KOSZTY FINANSOWANIA MECHANIZMÓW MOCOWYCH powinni ponosić odbiorcy, którzy przyczyniają się do powstania zapotrzebowania na moc.**

Wzrost cen energii elektrycznej na RDN TGE po wdrożeniu w Polsce 14 czerwca 2024 r. II etapu reformy Rynku Bilansującego.



- Po wdrożeniu w Polsce 14 czerwca 2024 r. II etapu reformy Rynku Bilansującego, przywracającej stan pełnej jego liberalizacji, nastąpił wzrost kosztów pozyskiwania mocy bilansujących oraz **wzrost cen energii elektrycznej zarówno** na Rynku Bilansującym, jak i RDN TGE.
- Średnia z notowań cen energii elektrycznej na RDN TGE po 14 czerwca 2024 roku, w stosunku do jej wartości w okresie od 01.01.2024 r. do 14.06.2024 r., wzrosła o **21,5 €/MWh** (92 PLN/MWh).

Drastyczny wzrost zmienności cen energii elektrycznej po wdrożeniu w Polsce II etapu reformy Rynku Bilansującego.



Wykres pokazuje skalę wzrostu **zmienności cen** energii elektrycznej, zarówno w notowaniach na **RDN TGE**, jak i na **RB**, po **14.06.2024 r.**

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 miał 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 jest 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),

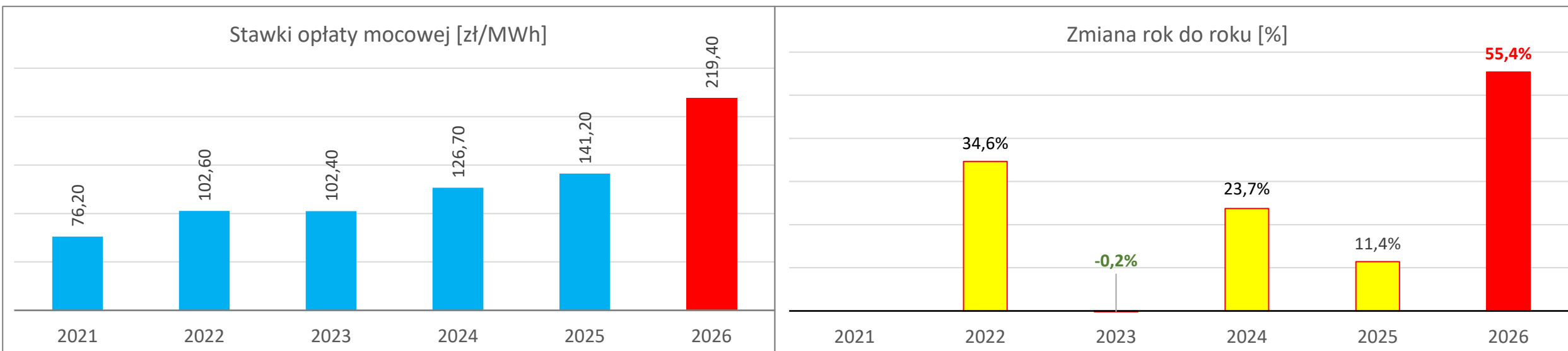
- cena oferowana przez podmiot składający ofertę bilansującą w procedurze aukcji „pay-as-bid”, jest opłatą za gotowość do zwiększenia bądź zmniejszenia dostawy mocy do KSE, dostawca określa tę cenę samodzielnie,
- oferty są porządkowane w stos „merit- order” od najniższej do najwyższej. Po aktywacji, 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 obniżyć 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 19⁰⁰ do 22⁰⁰.

PROGRAMY redukcji kosztów sieciowych stosowane w krajach UE.

1. Narodowe Centrum Badań Energetycznych (NCBE) przygotowało przegląd stosowanych w krajach UE mechanizmów redukcji kosztów sieciowych.
2. Podstawą prawną ich wprowadzania jest art. 18 ust.1 Rozporządzenia (UE) 2019/943 który mówi, iż:
 - *operatorzy systemów elektroenergetycznych mogą stosować zróżnicowane podejście taryfowe wobec określonych kategorii użytkowników, o ile wynika ono z obiektywnych i weryfikowalnych różnic w sposobie, w jaki dana grupa użytkowników oddziałuje na koszty systemu elektroenergetycznego.*
3. Redukcje te dedykowane są odbiorcom przemysłowym „**pracujących w podstawie**”, o wysokim rocznym czasie wykorzystania mocy maksymalnej, zużywającym rocznie **≥ 10 GWh** energii elektrycznej.
4. Stosowane w krajach UE poziomy redukcji kosztów sieciowych są znaczne i pozwalają na ich zmniejszenie w granicach od 75% do 90%. Poniżej poziomy redukcji stosowane przez wybrane kraje.
 - Niemcy do **90%**,
 - Francja do **81%**,
 - Hiszpania do **80%**,
 - Dania do **90%**,
 - Wielka Brytania do **90%**,
 - Portugalia do **85 %** dla sektorów zagrożonych ucieczką emisji,
 - Belgia jest na etapie wdrożenia systemu redukcji dla odbiorców energochłonnych,
 - Czechy planują wprowadzenie redukcji dla firm energochłonnych na wysokim i średnim napięciu.

IEPiOE postuluje wprowadzenie adekwatnych poziomów redukcji kosztów sieciowych również w Polsce.

Skala wzrostu stawki opłaty mocowej w latach 2021 do 2026.



- 1) Wzrost stawki opłaty mocowej w 2026 r. to **55%** w odniesieniu do 2025 r., oraz **288%** odniesiony do 2021 r.
- 2) Odbiorcy Przemysłowi o płaskim profilu zużycia, korzystają z redukcji Opłaty Mocowej o: **83%**; **50%**, lub **17%**, ale nadal jest on wysoki.

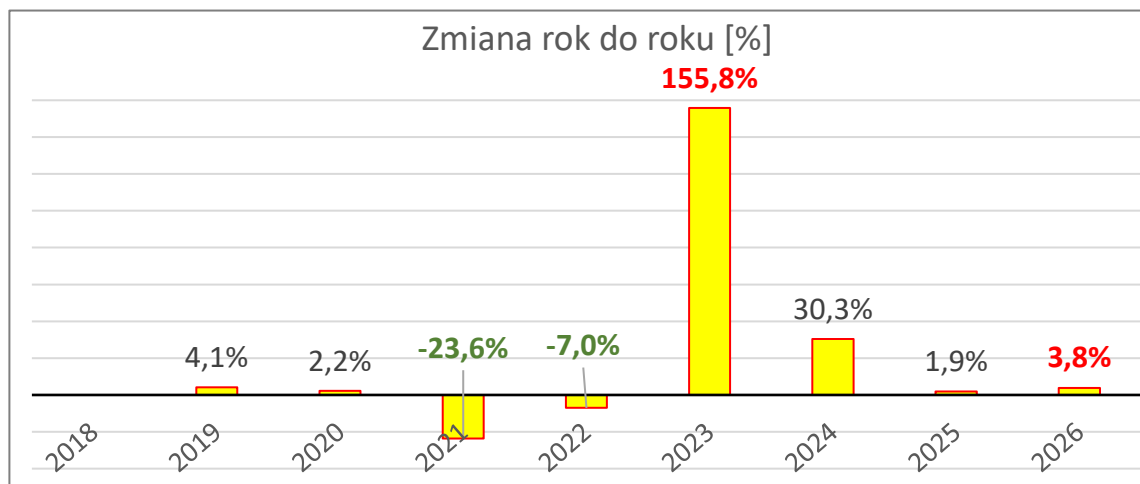
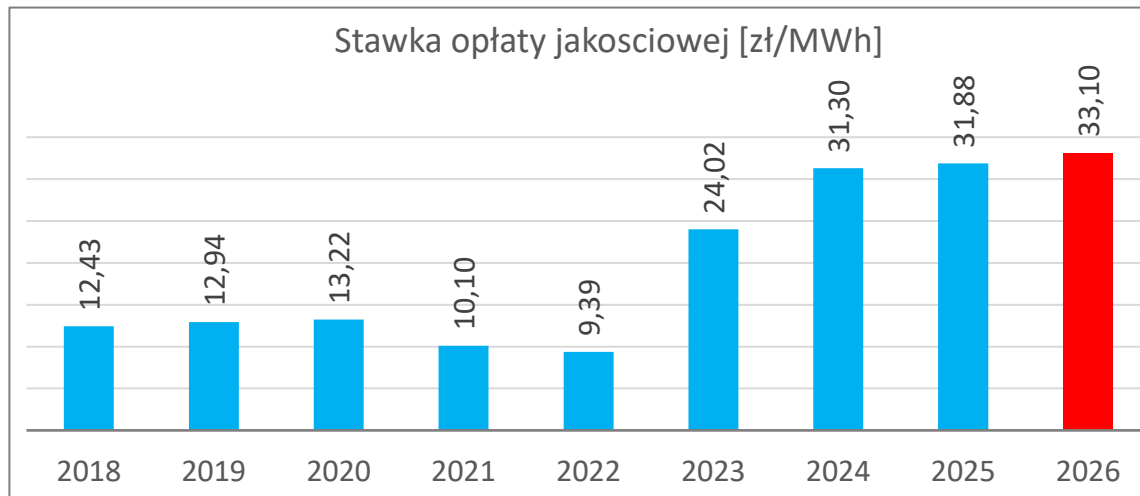
Obecnie odbiorcy przemysłowi korzystając z redukcji opłaty mocowej, nie mogą zwiększać zużycia energii elektrycznej w okresach jej nadmiaru w KSE, przez co nie wspierają procesu bilansowania KSE, i nie wykorzystują posiadanego potencjału elastyczności.

By tę kolizję usunąć IEPiOE proponuje zmienić zapisy Art. 70a Ustawy o Rynku Mocy dodając po pkt. 2 punkty 2a i 2b następującej treści:

2a. Do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci lub dostarczonej linią bezpośrednią, nie wlicza się jej ilości zużytej przez odbiorcę końcowego w ramach realizacji Umowy zawartej z OSP lub OSDp, na mocy której odbiorca zobowiązał się do okresowego zwiększania swojego poboru.

2b. Do wyznaczenia struktury zużycia energii elektrycznej na potrzeby poboru Opłaty Mocowej nie wlicza się ilości, o którą odbiorca zwiększył swój pobór realizując w/w Umowy.

Propozycje zmiany zasad poboru **opłaty jakościowej**.



1. Zróżnicowanie stawek dla grup odbiorców, kryterium profilu poboru energii elektrycznej z sieci KSE, na wzór opłaty mocowej,

- **propozycja** wynika z faktu, iż odbiorcy o płaskim dobowym profilu zużycia stabilizują pracę sieci elektroenergetycznych w KSE.

2. Zmiana w § 1. RMKiŚ z 29.11.2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną § 26 w ust. 2 pkt 1,

Kryterium – parametry poboru energii elektrycznej w roku (n-2), poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy (n), w którym jest stosowana stawka jakościowa:

- napięcie przyłączenia do sieci KSE,
- zużycie na potrzeby własne,
- wykorzystanie **mocy umownej**,
- udział kosztu energii elektrycznej w **wartości produkcji**.

Wysokość Stawki Jakościowej - winna odzwierciedlać realny wpływ grupy odbiorców przemysłowych na koszty KSE.

Koszty systemowe, które **musi pokrywać** solidarnie przemysł, generują odbiorcy z grup taryfowych „B”, „C” i „G”. Wzrost stawek **Opłaty Jakościowej** od 2023 r., wynika z niekoordynowanego rozwoju OZE, i rosnących kosztów bilansowania niestabilnej generacji.

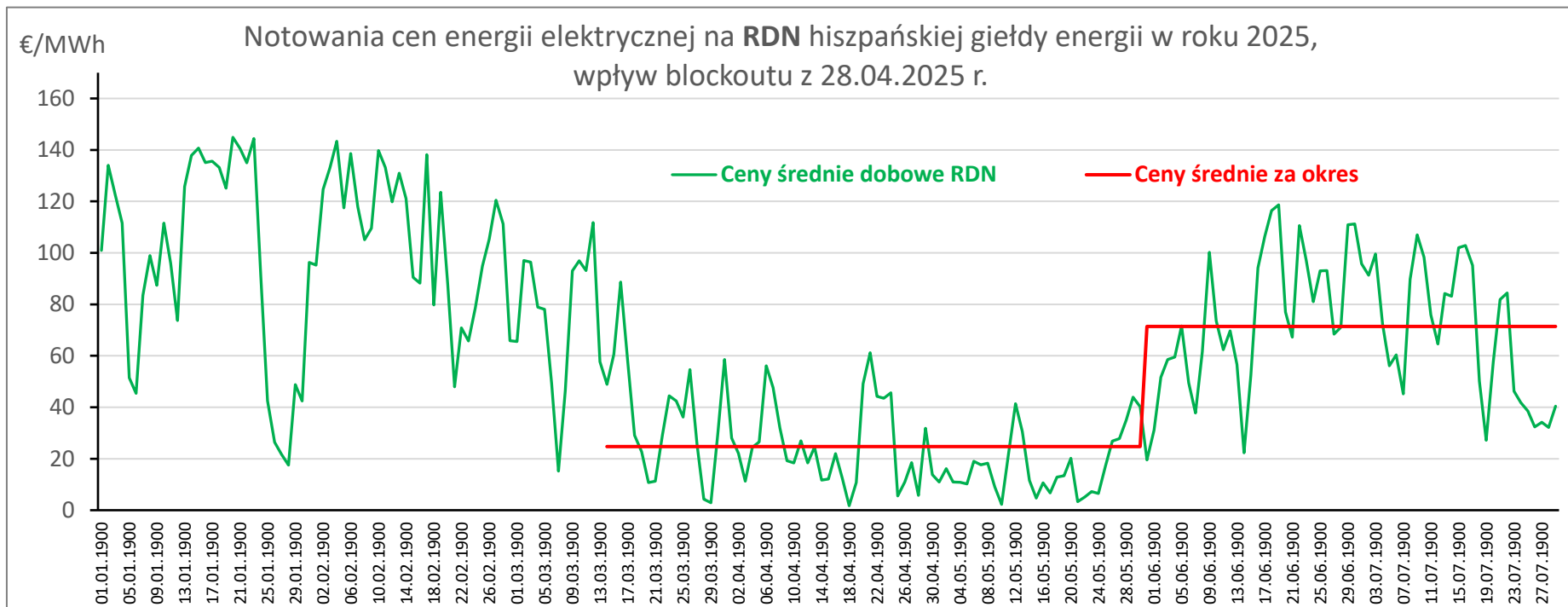
SEKWENCJA ZDARZEŃ ZAKOŃCZONYCH BLOCKOUTEM W HISZPANII oraz częściowo Portugalii i Francji w dniu 28.04.2025 r.

- 1) Począwszy od godziny **12:32:57** w ciągu **20 s**, na południu Hiszpanii zarejestrowano serię **zmian wielkości różnych generacji**, które doprowadziły do **utruty 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 zwarciovych** umożliwiają poprawne funkcjonowanie **zabezpieczeń** w systemie, oraz niezbędną **szttywność 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.

SKUTEK 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.