



Instytut Energetyki Odnawialnej



„Zielona elektryfikacja ciepłownictwa”

CENTRUM PRASOWE PAP, 03/09/2025

Grzegorz Wiśniewski
Instytut Energetyki Odnawialnej

Prezentacja wyników raportu



Zielona elektryfikacja ciepłownictwa



Zielona elektryfikacja ciepłownictwa

wraz z propozycją legislacyjną na rzecz
zagospodarowania nadwyżek energii z OZE

Wrzesień 2025 roku

Instytut Energetyki Odnawialnej

Autor koncepcji raportu i redakcja naukowa:
Grzegorz Wiśniewski, prezes IEO

Autorzy:
dr inż. Tomasz Kowalak
mgr Krzysztof Kalinowski
mec. Piotr Mrowiec
mgr inż. Sebastian Orzechowski
dr inż. Mariusz Twardawa
mgr inż. Grzegorz Wiśniewski

Konsultacja naukowa:
dr inż. Konrad Wiśniewski

Polska Izba Magazynowania Energii

Współpraca z partnerami projektu:
Krzysztof Kochanowski, prezes PIME, koordynacja
Katarzyna Bassa, PIME, komunikacja

Skład i łamanie tekstów:
Piotr Biel

W raporcie wykorzystano efekty pracy Zespołu MKiŚ ds.
Transformacji ciepłownictwa oraz wyniki konsultacji z branżą
OZE (PsF i PSEW) i partnerami projektu

Partnerzy raportu



Spis treści raportu

Spis treści	2
Streszczenie	6
Spis skrótowców i objaśnień	9
1 Wprowadzenie	14
2 Technologie elektryfikacji ciepłownictwa.....	20
3 Integracja OZE pogodozależnych z ciepłownictwem poprzez elektryfikację	31
4 Dystrybucja energii elektrycznej z OZE na potrzeby ciepłownictwa	48
5 Potencjał zielonej elektryfikacji ciepłownictwa	63
6 Koncepcja legislacyjna na rzecz zielonego ciepłownictwa	82
7 Finansowanie elektryfikacji z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE	94
8 Analiza ekonomiczna elektryfikacji referencyjnej ciepłowni – model referencyjny .	97
9 Opinie ekspertów – zielona elektryfikacja ciepłownictwa.....	110

Wprowadzenie

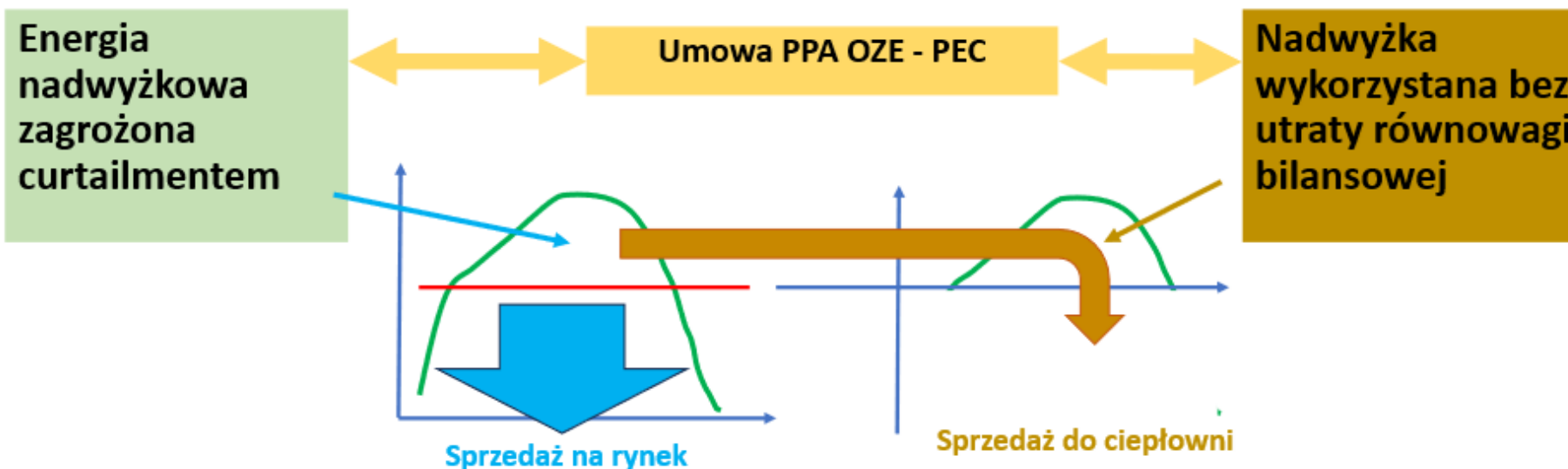
**Bez inwestycji w elektryfikację ciepłownictwa
postępuje marnotrawienie taniej i bezemisyjnej energii z OZE
w szczególności z farm fotowoltaicznych (FPV) i wiatrowych (LFW)**



Od początku 2025 roku zmarnowana została 1 TWh energii z OZE
– zapotrzebowanie na energię elektryczną 500 tys. gospodarstw domowych

Model „win-win-win” zagospodarowania energii z OZE

Kontrakt na zakup nadwyżek energii z OZE do PEC



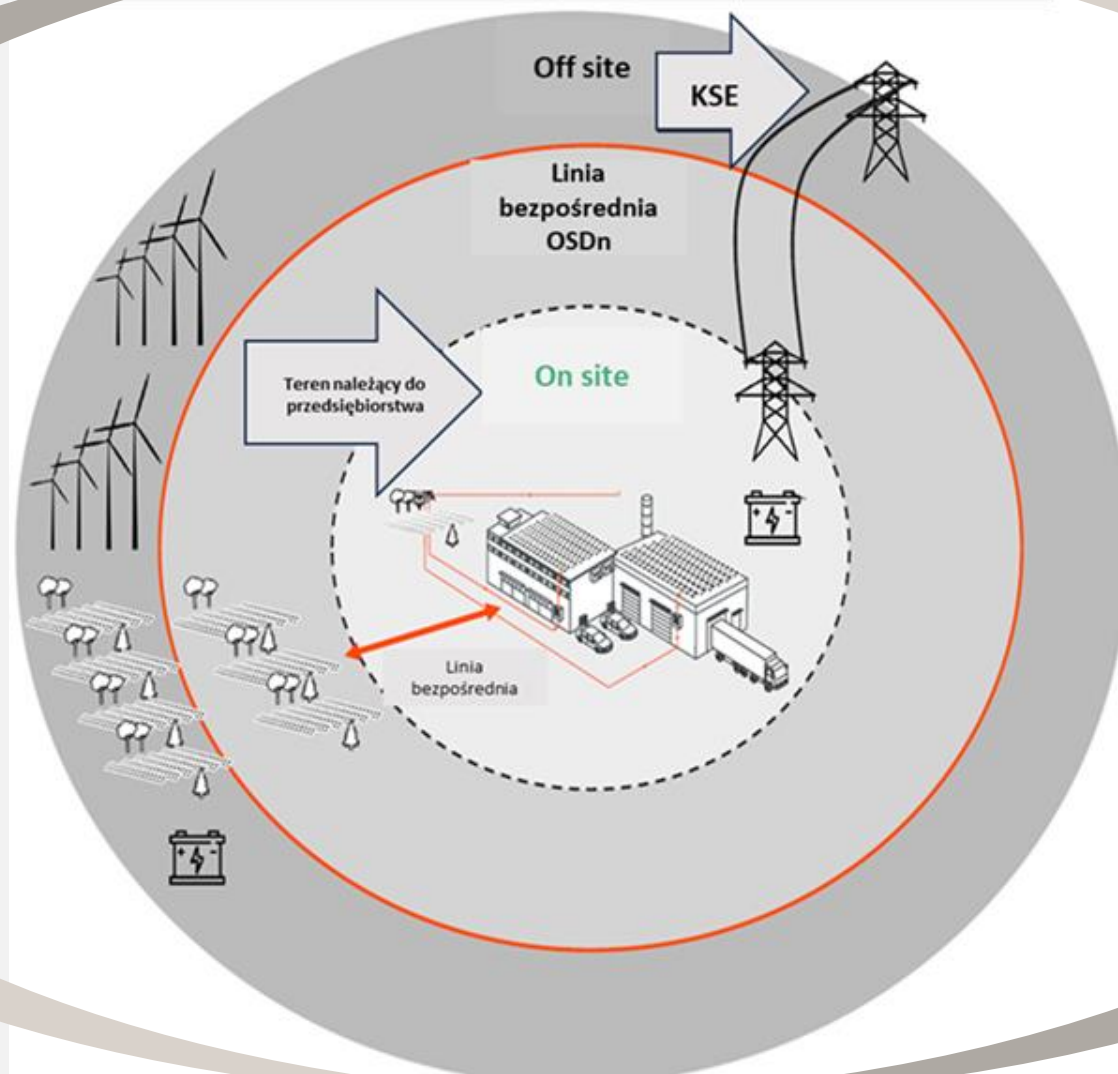
Koncepcja elektryfikacji to „novum” wymagające dostosowania organizacji rynków energii elektrycznej i ciepła oraz aktywowania strony popytowej i magazynów energii

- 1) Priorytetem jest **tania energia elektryczna i ciepło**
- 2) Źródłem **najtańszej energii elektrycznej** dla wszystkich jej odbiorców jest **OZE: LFW i FPV**
- 3) Istnieje potrzeba zwiększenia udziału LFW i FPV w miksie (KPEiK) i obniżenia cen energii dla odbiorców
- 4) Rosnący **wolumen energii z LFW i FPV** dla KSE jest źródłem problemów
- 5) Podporządkowanie aktywności LFW i FPV reżimowi pracy źródeł ciepłych powoduje dodatkowe koszty wynikające z niedostosowania modelu rynku (np. „miedziana płyta”, brak taryf dynamicznych)
- 6) Wdrożonymi przez OSP środkami „zaradczymi” na problemy z bilansem mocy w KSE jest kwalifikacja godzin :
 - **zalecanego poboru energii** lub
 - **nierynkowego ograniczania** produkcji energii w źródłach LFW i PV (tzw. curtailment).
- 7) Skokowa zmiana organizacji rynku energii nie jest możliwa (konieczne jest wdrożenie procesów przejściowych)
- 8) Przedmiotem raportu jest **zagospodarowanie energii elektrycznej z LFW i FPV** w okresach **nadprodukcji**
- 9) Wykorzystanie „**nadwyżek**” energii przez ciepłownictwo napotyka na **barierę w postaci taryfy dystrybucyjnej**
- 10) Zaproponowano rozwiązanie ww. sprzeczności:
 - **wykorzystanie „nadwyżkowej” energii elektrycznej** przez dedykowane przedsiębiorstwa ciepłownicze
 - zwiększenie atrakcyjności energii pobieranej w godzinach zalecanych - **preferencyjne opłaty sieciowe**
- 11) Zwymiarowano **zakres preferencji taryfowych i potwierdzono opłacalność inwestycji**
- 12) Zaproponowano zakres niezbędnych zmian w prawie obejmujących także kwalifikację energii elektrycznej z LFW i FPV przetwarzanej w „elastycznych konwerterach” (kotły elektrodowe) do ciepła z OZE (dyrektywa EED)

Możliwości elektryfikacji ciepłowni

– dostarczenia energii z OZE do konwerterów P2H

Budowa własnych źródeł on site lub z wykorzystaniem linii bezpośredniej



Zakup nadwyżek energii ze źródeł zdalnych (np. w formule PPA)

Sector coupling

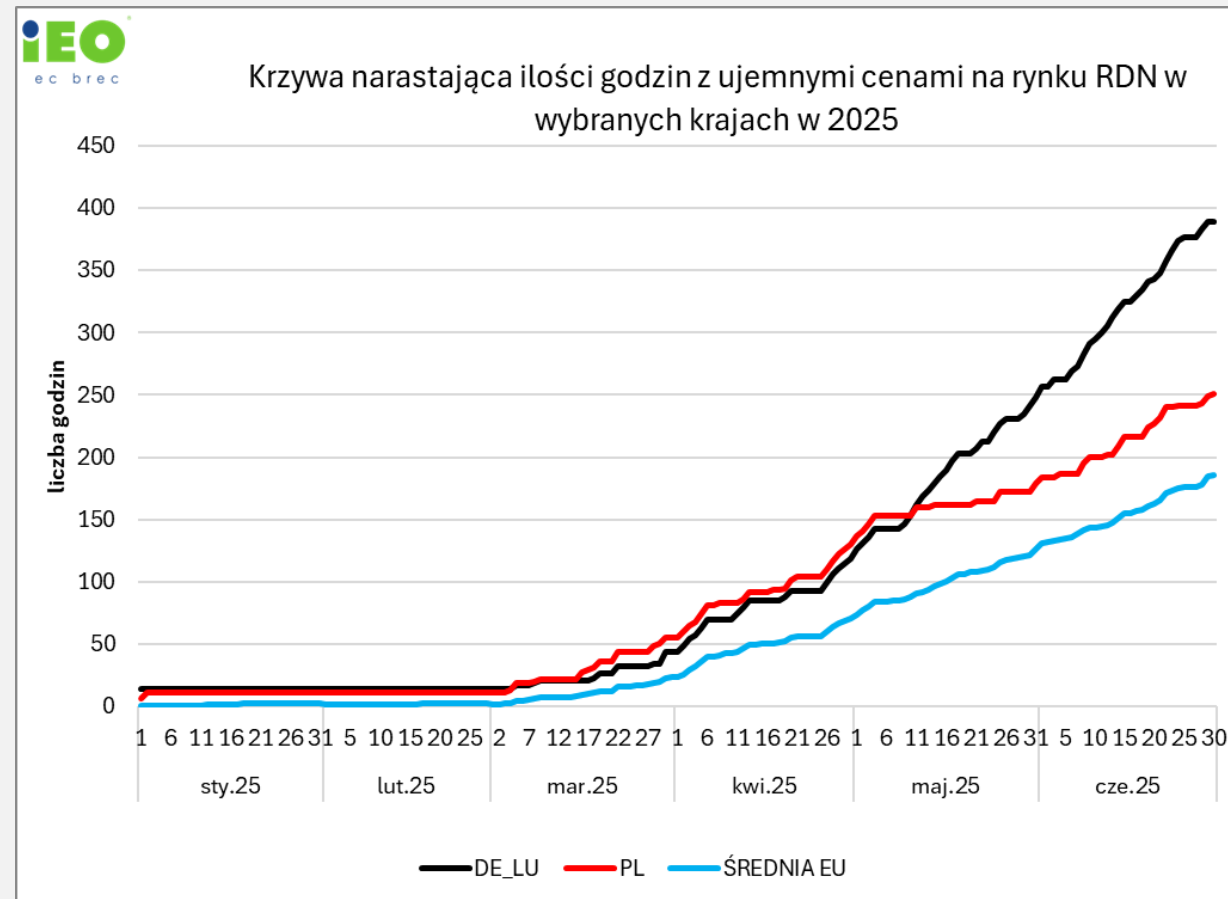
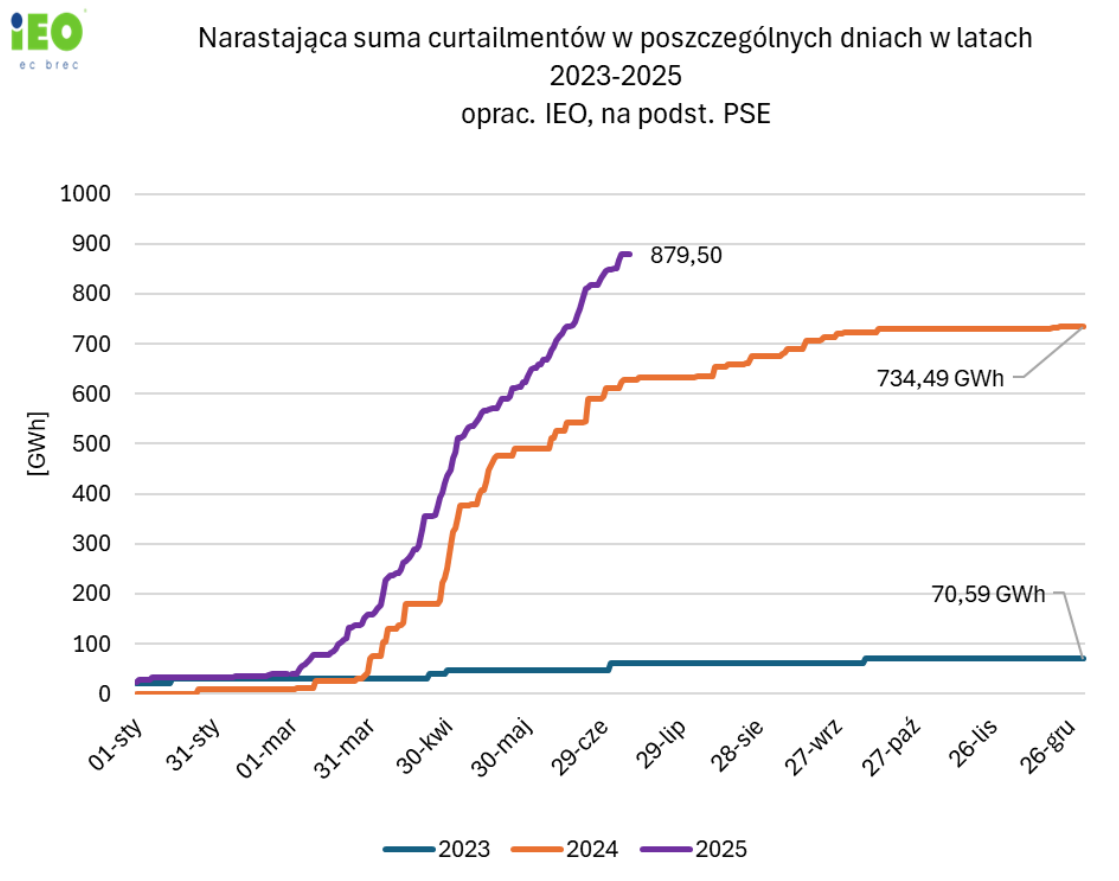
czy możliwa jest współpraca?



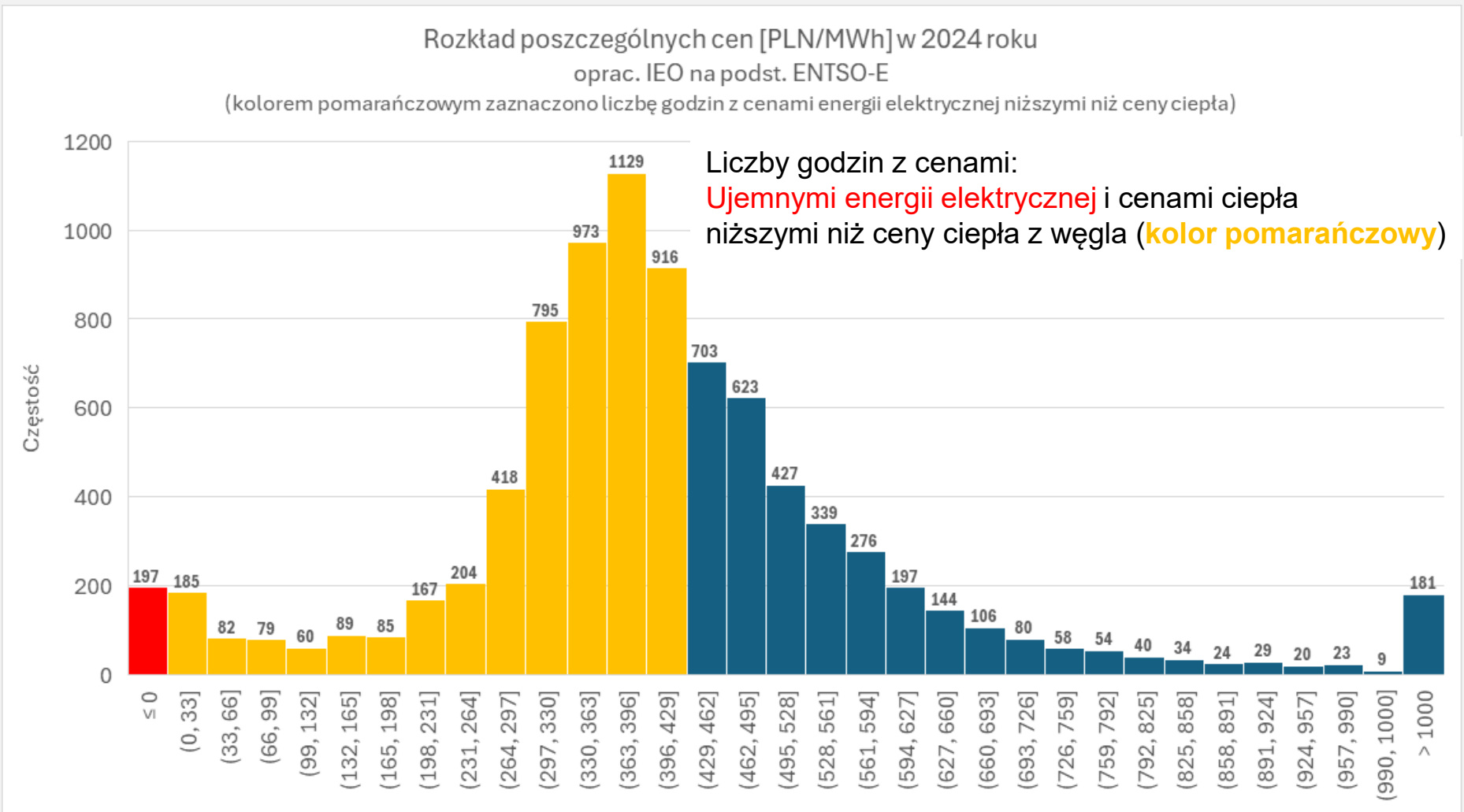
Clean Industrial Deal zakłada coroczne inwestycje w FW i FPV rzędu 100 GW/rok, ale jednocześnie wzrost udziału elektryfikacji w przemyśle i ciepłownictwie z obecnych 21,3% w 2024r. do 32% w 2030r.,

-Transformacja energetyczna bezwzględnie wymaga współpracy przemysłu i ciepłownictwa z wytwórcami energii z OZE

Za dużo zielonej energii elektrycznej?



Histogram cen energii elektrycznej z uwzględnieniem godzin z różnymi cenami

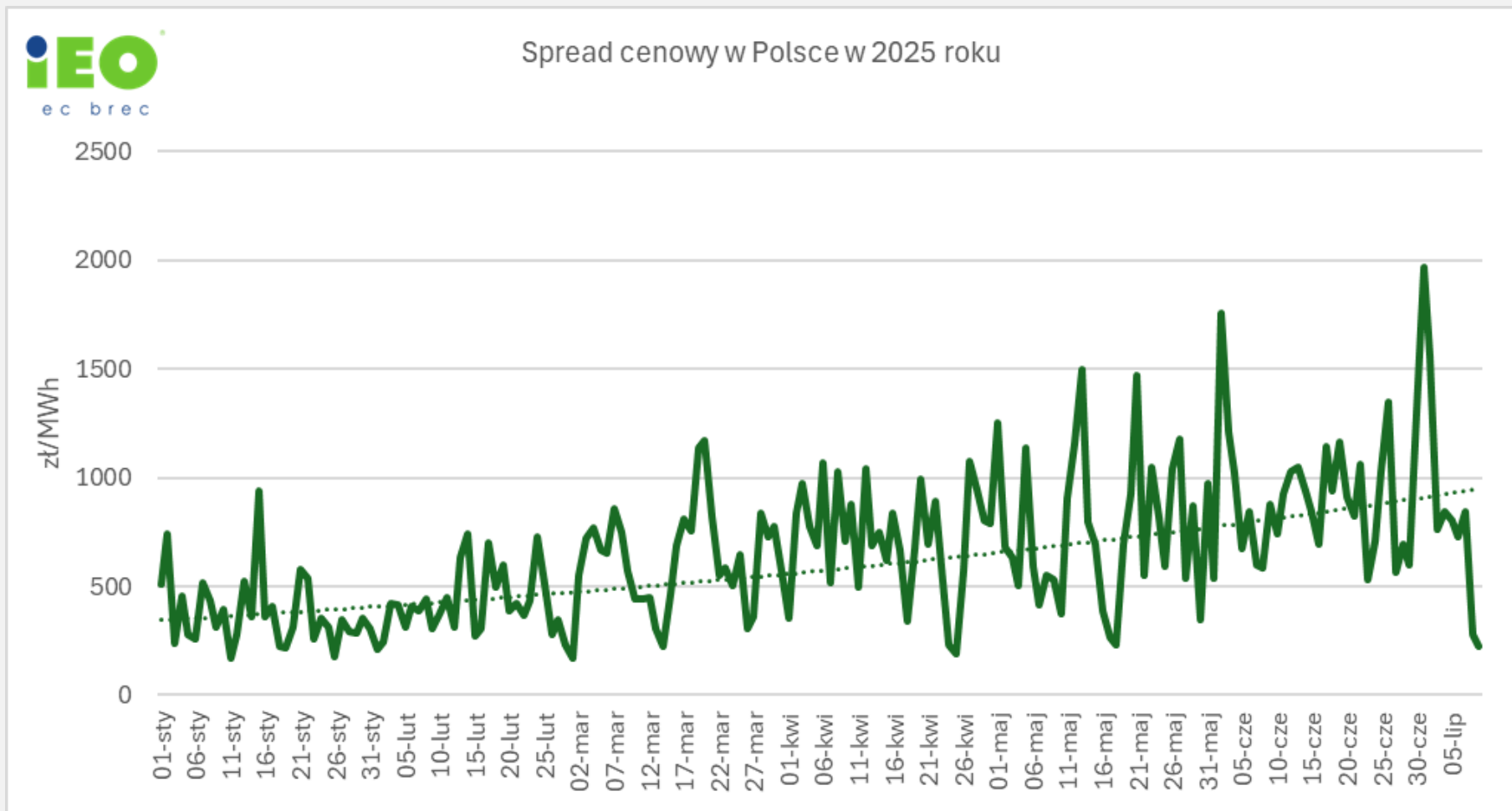


Ceny referencyjne
sprzedaży ciepła na
2025 rok w zł/MWh

Węgiel	Gaz	Olej opałowy	OZE	Kogeneracja gazowa
404	519	405	364	488

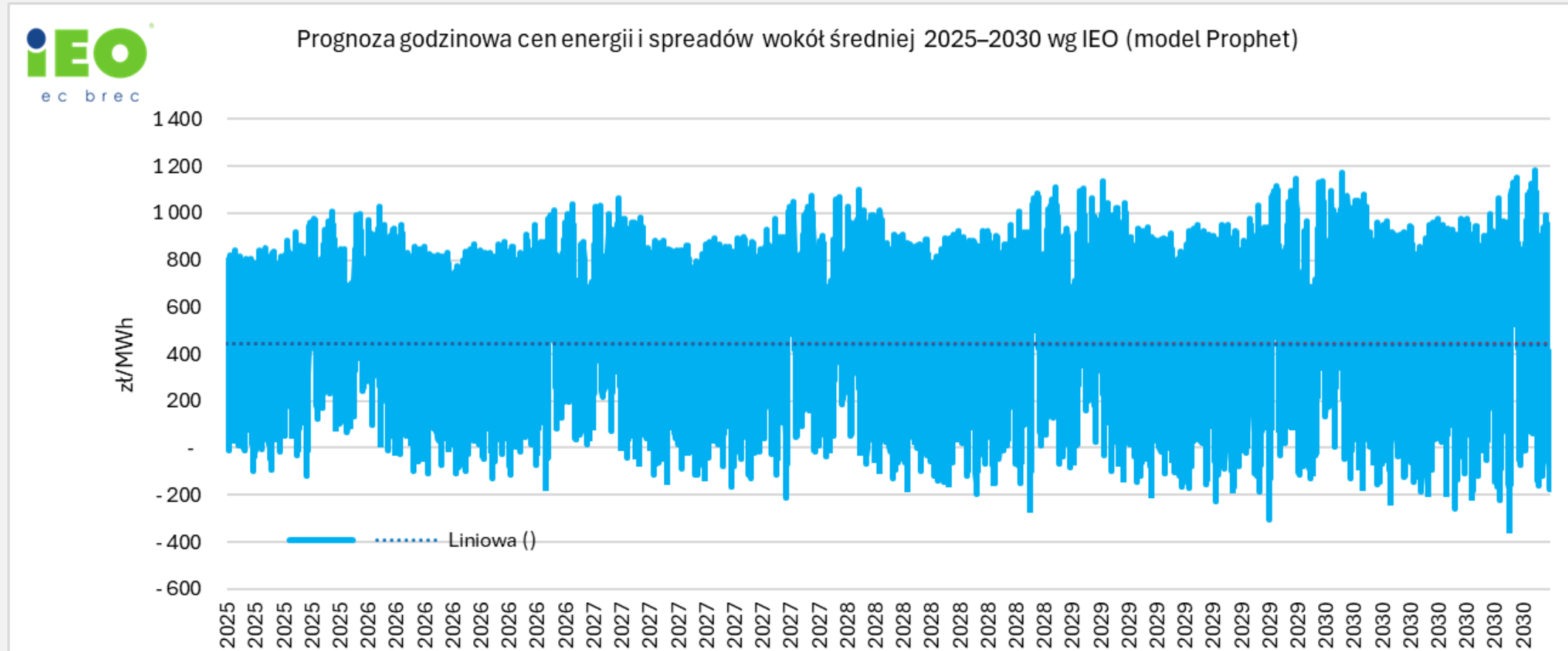
Wzrost wolumenów **taniej i zielonej energii elektryczna dla ciepłownictwa**

Różnica pomiędzy ceną dobową minimalną i maksymalną



Dynamika cen energii elektrycznej

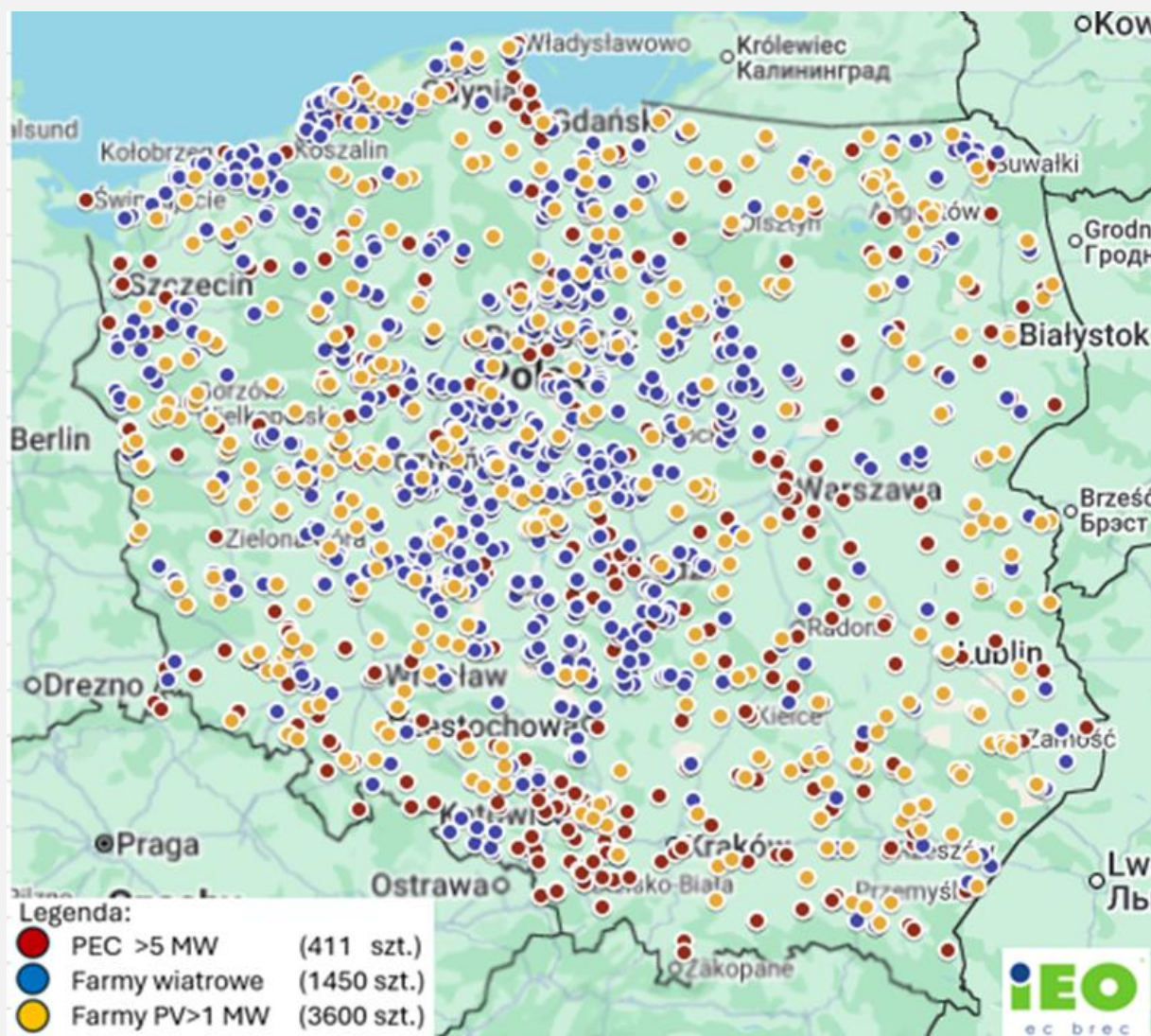
Czy jest dostępna tania i zielona energia elektryczna dla ciepłownictwa?



Analizy potencjału taniej energii na potrzeby zielonej elektryfikacji uwzględniają plany wzrostu mocy OZE zakładane w projek. KPEiK, w tym wzrost mocy zainstalowanej w latach 2025-2030:

- LFW z 11,3 do 16,7 GW –wzrost o 47%
- FPV z 22,5 do 31,8 GW –wzrost o 41%

Lokalizacje największych farm wiatrowych i fotowoltaicznych oraz ciepłowni w kontekście potencjału lokalnego sector coupling



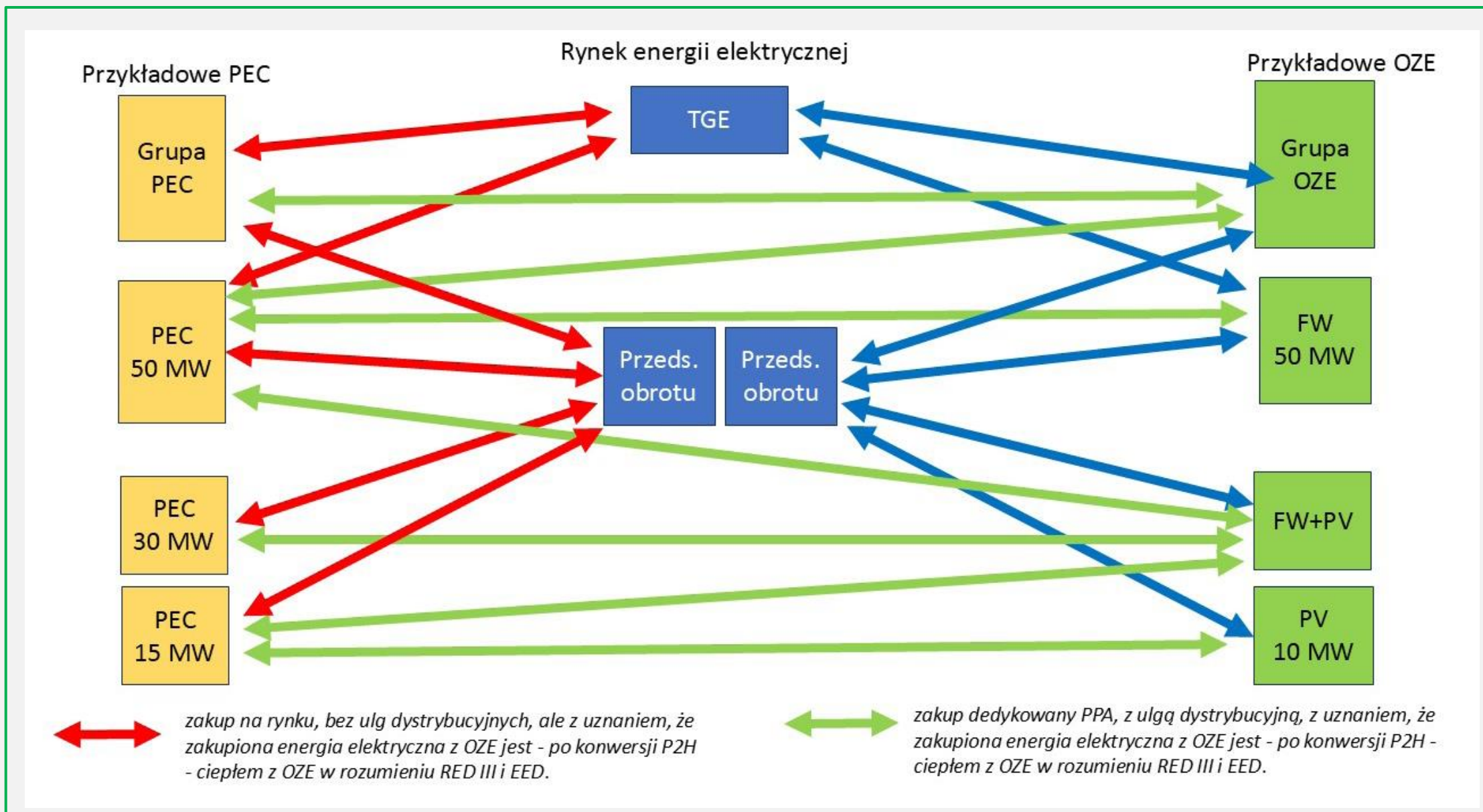
Gdybyśmy zadbali o warunki

do lokalnej współpracy
ciepłownictwa z OZE

i analizowali sezonowość
(wykorzystanie elastyczności
ciepłowni magazynów ciepła)

-to rozwiązaliśmy większości
problemów całej energetyki

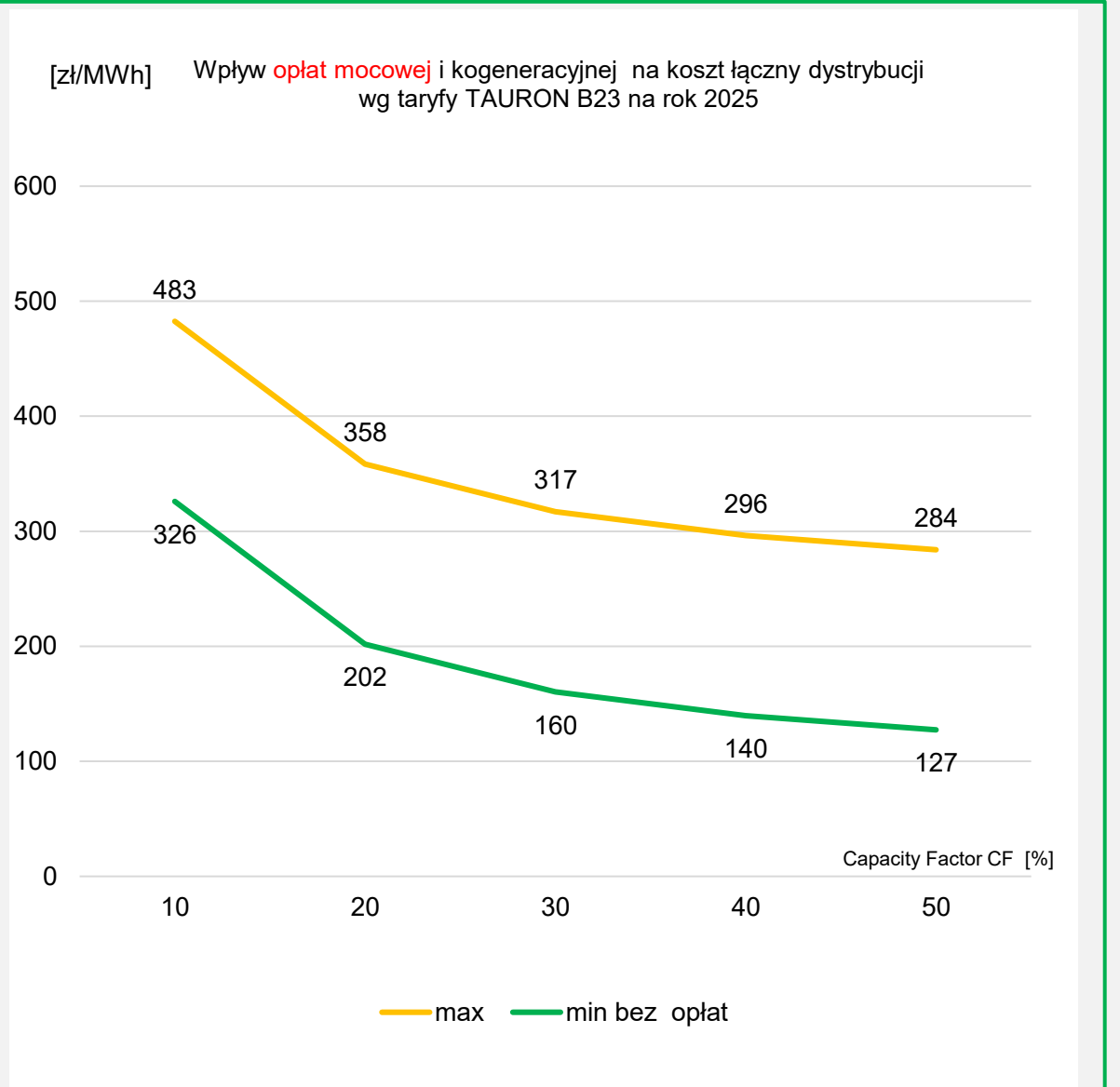
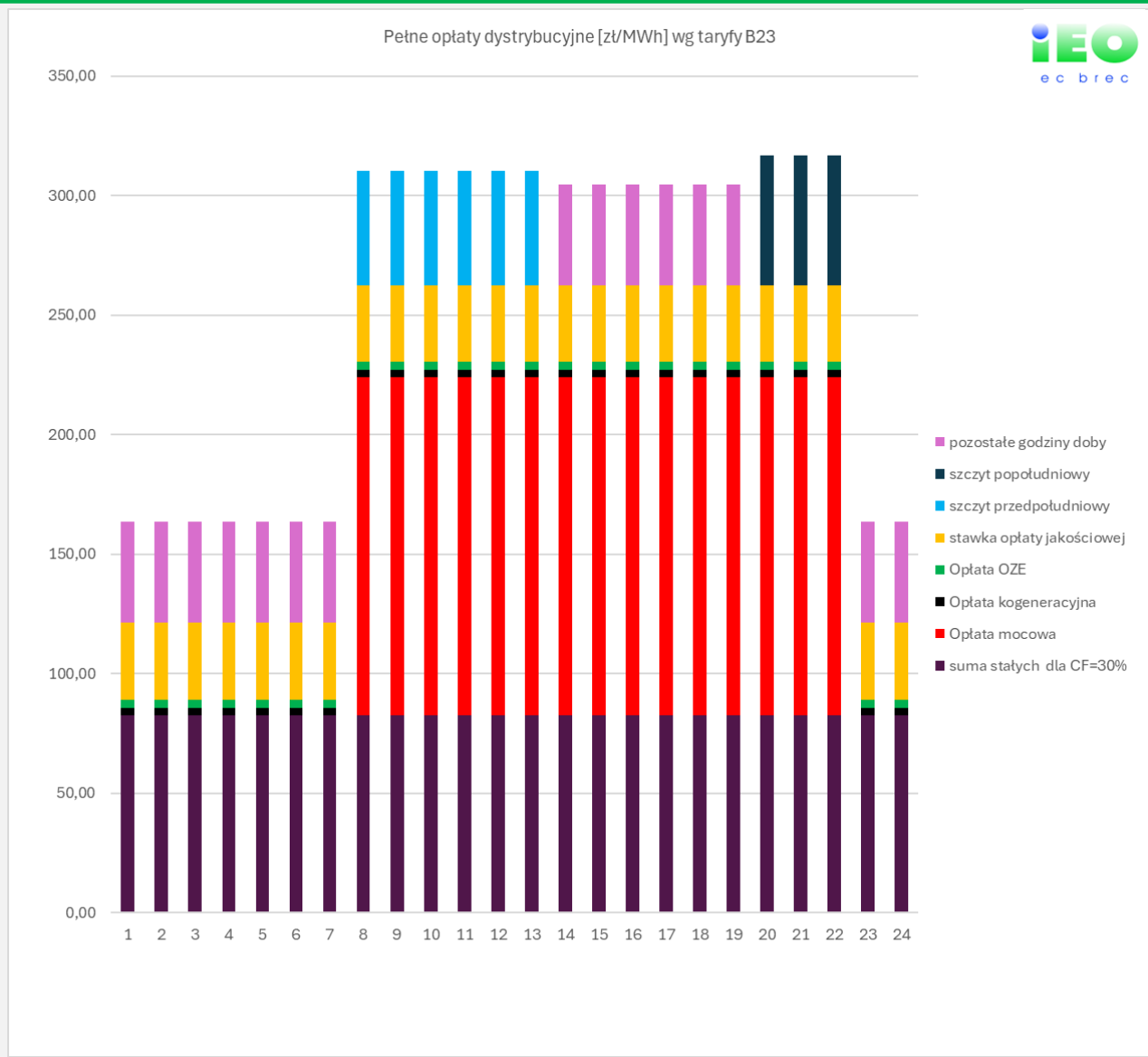
Przykładowe konfiguracje możliwych kontraktów PEC – OZE



Bariera dla współpracy ciepłowni i wytwórców energii z OZE

Koszty dystrybucji energii z OZE do ciepłowni

Taryfa Tauron B23 przy założeniu, że ciepłownia kupuje energię z FPV i FW przy wsp. wyk. mocy CF=30%)

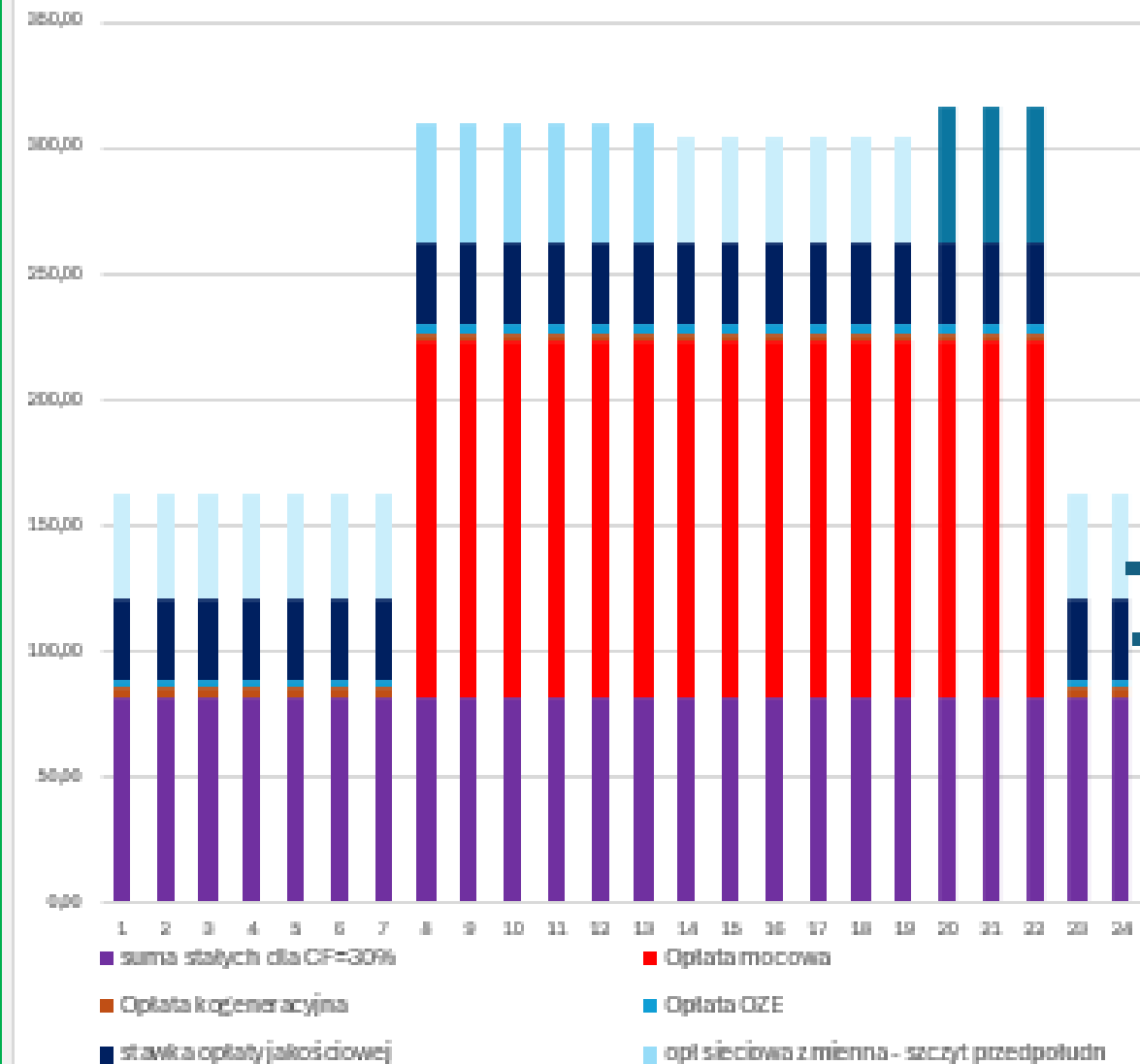


Przykład informacji przeznaczanej w Energetycznym Kompasie PSE dla odbiorców energii



Porównanie struktury opłat dystrybucyjnych wg taryfy przy CF=30% (zakup EE z FW i FPV) – oraz zredukowanych, na przykładzie taryfy TAURON Dystrybucja (redukcja w systemie o 80%)

Opłaty dystrybucyjne [zł/MWh] wg taryfy



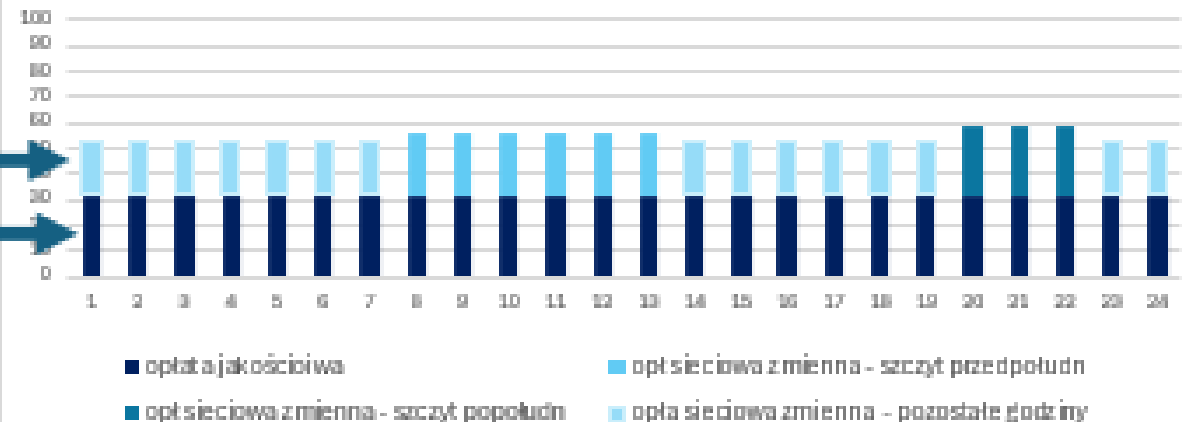
Opłaty dystrybucyjne zredukowane

Po wyłączeniu

- stawki opłaty sieciowej stałej
- 1/2 stawki opłaty sieciowej zmiennej (w części, w której jej kalkulacja wynika z uzmiennienia kosztów stałych) przy rozliczaniu przepływów „nadmiarowych” energii
- opłaty kogeneracyjnej i opłaty OZE

Pozostawienie w rozliczeniu stawek sieciowych

- opłaty jakościowej
- 50% stawki sieciowej zmiennej (na pokrycie kosztów różnic bilansowych oraz utrzymania majątku związanego z przyłączeniem konwerterów P2H, czyli kosztów bezpośrednio związanych z odbiorami energii elektrycznej).



Porównanie „średnioważonych” wielkości cen i stawek opłat przed i po zastosowaniu proponowanego mechanizmu redukcji w przeliczeniu na [zł/MWh]

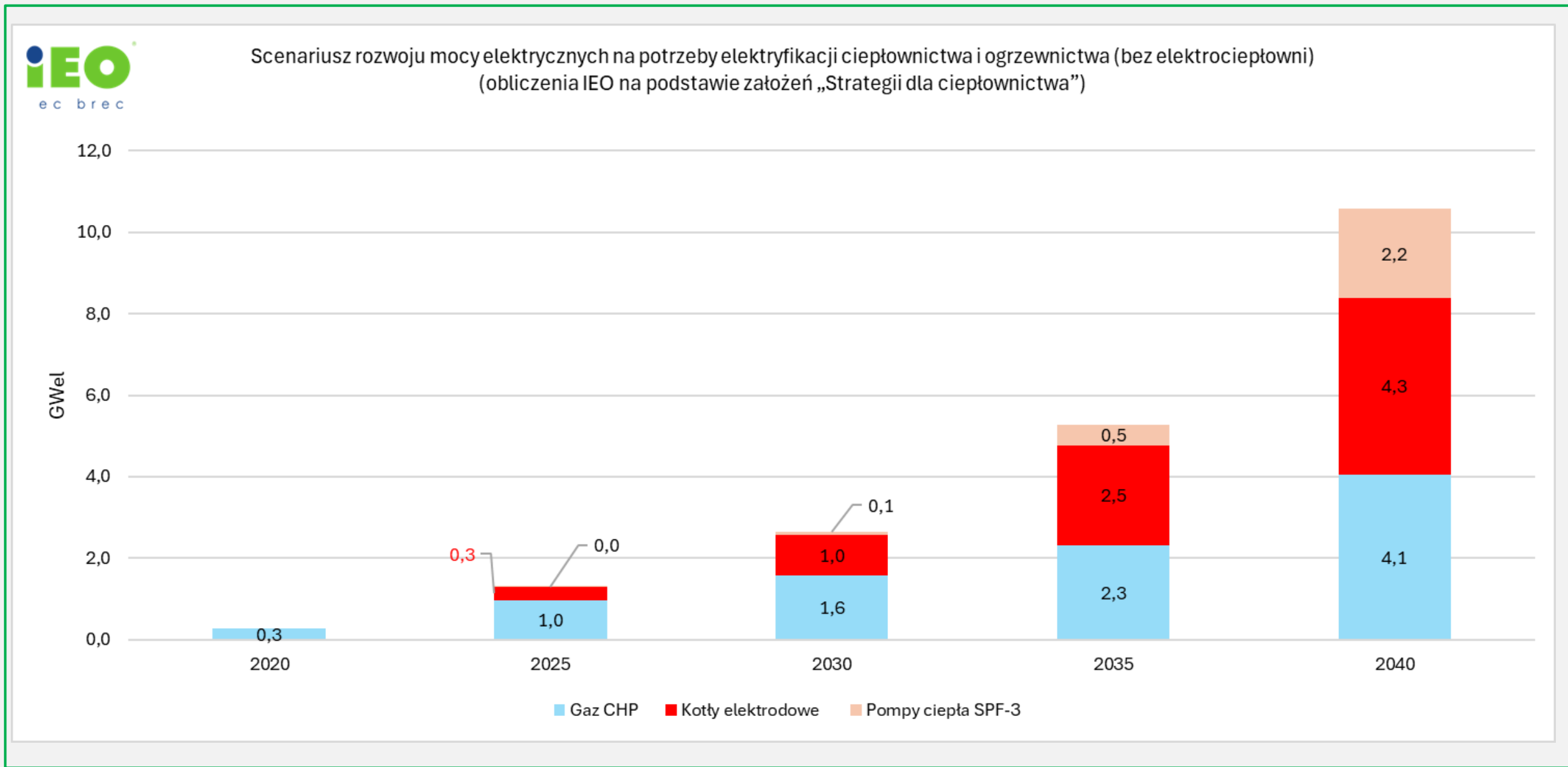
Składnik kosztu zaopatrzenia w energię dla poboru przez KE o mocy 2,5 GW energii z VRES w godzinach wskazanych Energetycznym Kompasem PSE		Porównanie składników kosztu zaopatrzenia ciepłowni w energię elektryczną z OZE	
Cena energii		220,67	
Koszt dystrybucji wg taryfy B23 TAURON Dystrybucja 2025, w tym:		wg aktualnej taryfy	taryfa po redukcji
średnia ważona sumy składników zmiennych		166,43	61,58
średnia ważona sumy składników stałych		139,81	0,0 zł
Dystrybucja razem		306,24	61,58
Łącznie*		493,21	269,93

W godzinach „zalecanego użytkowania” suma składników taryf dystrybucyjnych jest niższe o 80% a ceny dostaw energii do ciepłowni zobowiązanych do odbioru „nadwyżkowej energii” z OZE o 12%

Potencjał łączenia sektorów **zielona elektryfikacja**

Szacowane inwestycje w elektryfikację (zieloną)

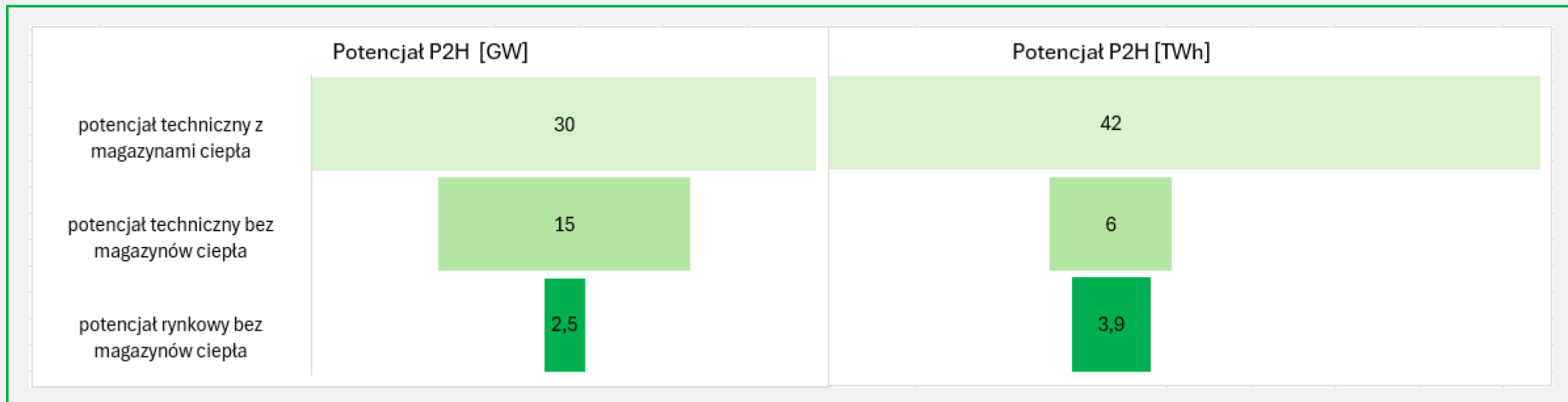
Oprac. IEO na podstawie projektów KPEiK i „Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r”



Zestawienie mocy i wolumenów energii z OZE pogodozależnych (VRES)
do wykorzystania w ramach sector coupling w ciepłownictwie z magazynami ciepła

ec brec

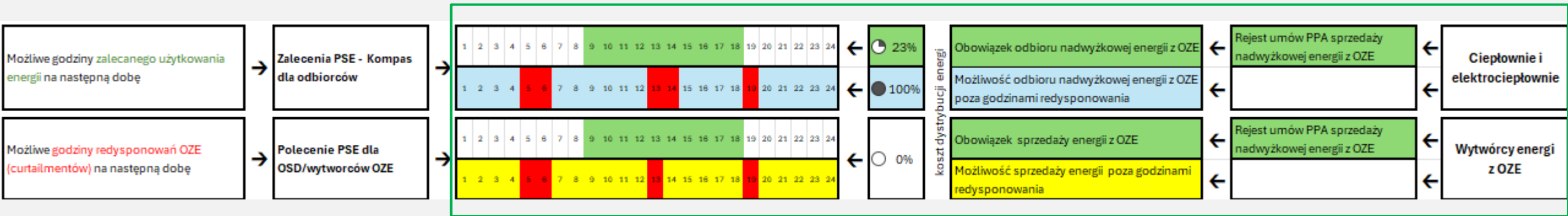
OZE (w tym VRES= FW+FPV)			Ciepłownictwo		
VRES* lipiec 2024 – czerwiec 2025 moc na koniec 06.2025	Moc max	Energia elektr.	Ciepłownictwo 2023, moc na koniec 2023	Moc zamówiona	Ciepło oddane do sieci
	[MW]	[GWh]		[MW]	[GWh]
Moc zainstalowana i generacja OZE ogółem	35 278	45 914	Ciepłownictwo ogółem**	34 667	69 238
Moc zainstalowana i generacja VRES ogółem	29 269	41 454			
Moc szczytowa VRES i generacja w sezonie grzewczym	14841	21 773	„Ciepłownictwo w sezonie grzewczym X-IV****	30 784	61 484
Moc szczytowa VRES i generacja w godzi- nach zalecanego użytkowania energii – w sezonie grzewczym	14841	5393			
Moc szczytowa VRES i generacja poza sezonem grzewczym	15341	19 681	Ciepłownictwo poza sezonem grzewczym V-IX***	3 883	7 755
Moc szczytowa VRES i generacja w godzi- nach zalecanego użytkowania energii – poza sezonem grzewczym	15341	6567			



- **Potencjał techniczny** z pełnym dostępem do magazynów ciepła był liczony sezonowo
- **Realny potencjał rynkowy** do „szybkiego” wykorzystania bez magazynów ciepła obliczony został w efekcie analiz bilansowych wg wskazań Kompas PSE jako godziny zalecanego użytkowania energii wyłącznie z OZE przez kocioł elektrodowy w zestawieniu profilem ciepłowniczym (godzina po godzinie)

Analiza ekonomiczna elektryfikacji ciepłowni referencyjnej

Relacje biznesowe ciepłowni i wytwórców energii z OZE
sprzedaż/zakup energii w **godzinach zalecanego zużycia energii**, w szczególności energii z OZE, z uwzględnieniem ograniczenia godzin redysponowania OZE



Do analiz handlowych dla godzin zalecanego poboru użyto **średnich cen energii elektrycznej i obniżonych taryf** (z okresu 7'2024-6'2025)

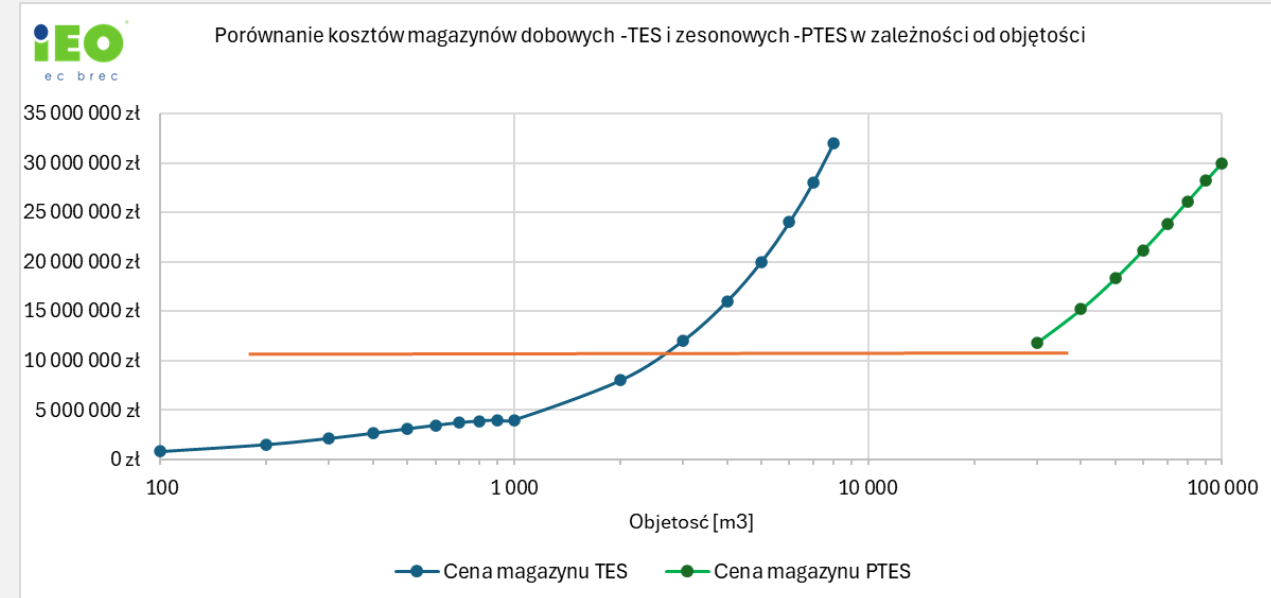
- Liczba godzin z zalecanym poborem energii (CF=17,3%): 1515 godzin/rok
- Średnia cena energii elektrycznej w godzinach nadwyżkowych: 191 zł/MWh (przy średniej 442 zł/MWh)
- Obniżone koszty dystrybucji do średnio (23% taryfy oryginalnej): 58 zł/MWh (przy pełnych kosztach 255 zł/MWh)
- Łączny koszt dostawy energii elektrycznej do kotła elektrodowego: 259 zł/MWh

Założenia ekonomiczne zakupu energii elektrycznej z OZE przez ciepłownię (50 MW)

Moc zamówiona:	50 MW
Roczna produkcja ciepła:	100 GWh/rok
Liczba godzin pracy kotła elektrodowego (CFKE):	1577 godzin/rok („godziny Kompasowe”)
Sprawność kotła elektrodowego:	99%
Moc kotła elektrodowego z TES:	3,4 MW (przy udziale ciepła z OZE -P2H 5%)
Moc kotła elektrodowego z PTES:	10 MW (przy udziale ciepła z OZE -P2H 15%)
Pojemność TES:	340 m ³
Pojemność PTES:	25 000 m ³

Szacunki nakładów inwestycyjnych dla inwestycji z kotłem elektrodowym i magazynem **TES**

Komponent	Jednostka	Koszt jednostkowy	Scenariusz TES: Parametr	Scenariusz TES: Koszt [zł]
Kocioł elektrodowy	zł/MW	550,00	3,4	1 870 000 zł
Magazyn ciepła TES	zł/m ³	6934,76	340	2 357 818 zł
Pozostałe	zł			195 075 zł
Łączny CAPEX	zł			4 422 893 zł



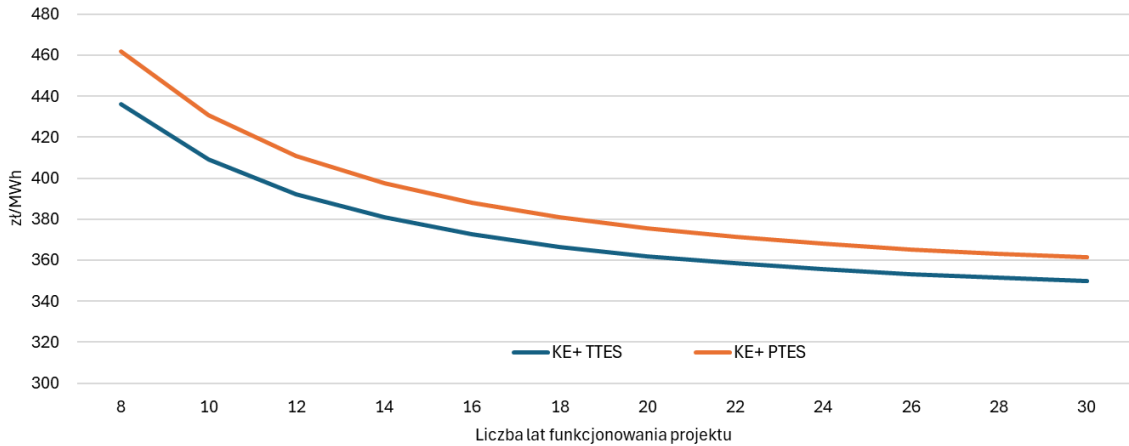
Szacunki nakładów inwestycyjnych dla inwestycji z kotłem elektretowym i magazynem **PTES**

Komponent	Jednostka	Koszt jednostkowy	Scenariusz PTES: Parametr	Scenariusz PTES: Koszt [zł]
Kocioł elektrodowy	zł/MW	550,00	10	5 500 000 zł
Magazyn ciepła PTES	zł/m ³	399,38	25 473	10 173 278 zł
Pozostałe	zł			396 000 zł
Łączny CAPEX	zł			16 069 278 zł

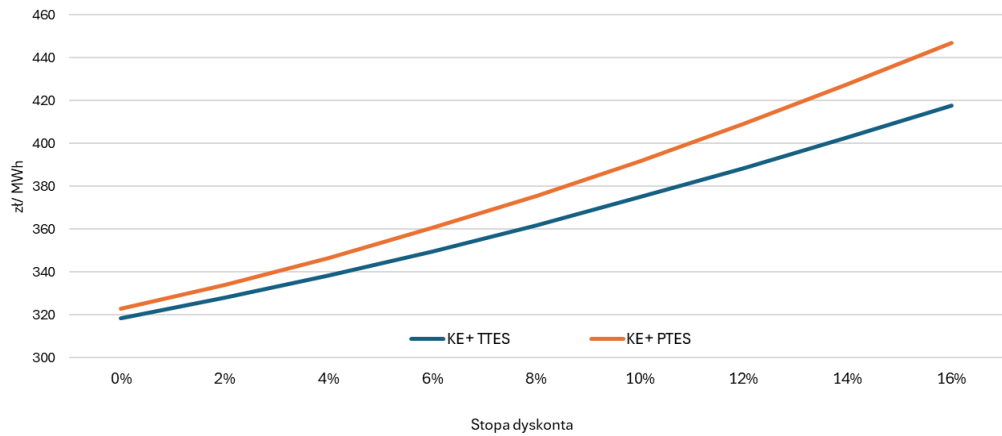
	KE+ TTES 5% zapotrzebowania	KE+ PTES 15% zapotrzebowania
LCOH [zł/MWh]	361,98	375,62
LCOH [zł/ GJ]	100,55	104,34



Koszt ciepła LCOH w zależności od liczny eksploatacji projektu z kotłem elektrycznym KE i magazynami ciepła (TES lub PTES)



Wpływ zmiany stopy dyskonta na LCOH



1. Raport przedstawia **oryginalną propozycję zielonej elektryfikacji** – zagospodarowania nadwyżek energii z OZE w ciepłownictwie w elastycznej technologii elektroogrzewnictwa (kotły elektrodowe plus magazynami ciepła)
2. Opóźnienia w elektryfikacji ciepłownictwa powodują naprężenia w KSE i **niemożliwość odpowiedzi ciepłownictwa na zalecenia operatora** (PSE) wskazującego Energetycznym Kompasie godziny, w których należy dążyć do zwiększania zużycia energii elektrycznej
3. W okresie lipiec 2024–czerwiec 2025 godziny zalecanego zwiększonego zużycia energii stanowiły 18% wszystkich godzin. Są to zazwyczaj godziny relatywnie niskich cen energii (średnia cena to 191 zł/MWh). Godziny te w półroczu letnim występują w pobliżu godzin redysponowania OZE
4. Barierą dla inwestycji w technologie P2H w ciepłownictwie i przeszkodą w zagospodarowaniu nadwyżek energii z OZE są **wysokie koszty dystrybucji energii z OZE**
 - ✓ nakładanie się okresów szczytów generacji OZE z okresami pobierania opłaty mocowej
 - ✓ wysokie opłaty stałe przy relatywnie niskim współczynniku wykorzystania mocy).
5. Analizy ekonomiczne potwierdziły, że **wdrożenie koncepcji obniżenia stawek opłat dystrybucyjnych** zgodnie z zaleceniami Kompas PSE **obniży ceny ciepła dla odbiorców** i wielu **przedsiębiorstwom ciepłowniczym pozwoli efektywnie wypełnić zobowiązania** związane ze wzrostem udziałów OZE w produkcji ciepła oraz uzyskaniem statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.
6. Zaproponowany mechanizm będzie prowadził do:
 - ✓ ograniczania redysponowania OZE (także dla wytwórców niezwiązanych umowami z ciepłowniami)
 - ✓ odniesienia udziałów energii z OZE w skali kraju
 - ✓ obniżenia kosztów energii w całej gospodarce.