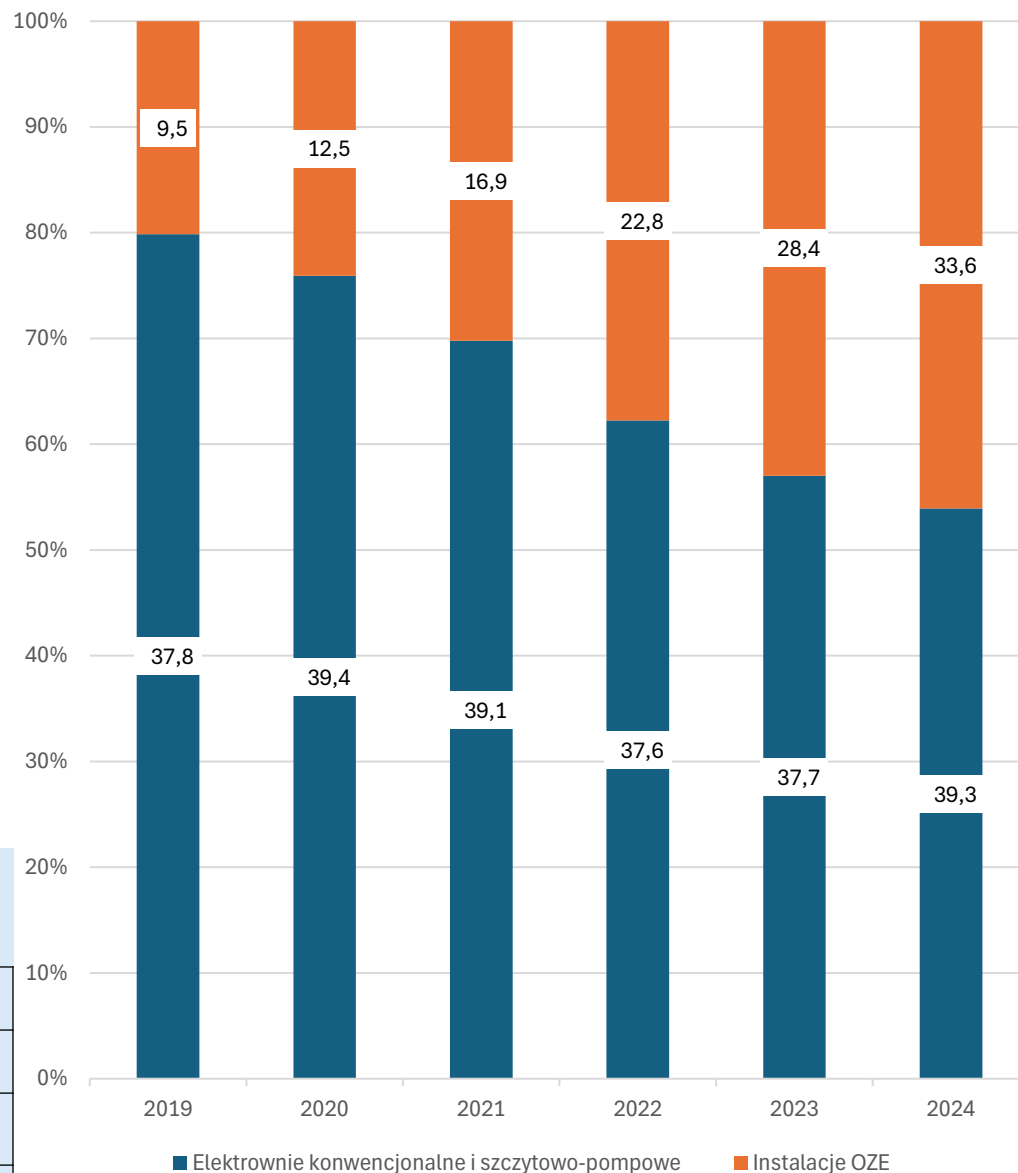




Sytuacja polskiej elektroenergetyki 2024/2025 – wybrane dane krajowe

Moce wytwórcze na przestrzeni lat 2019 – 2024 [GW]

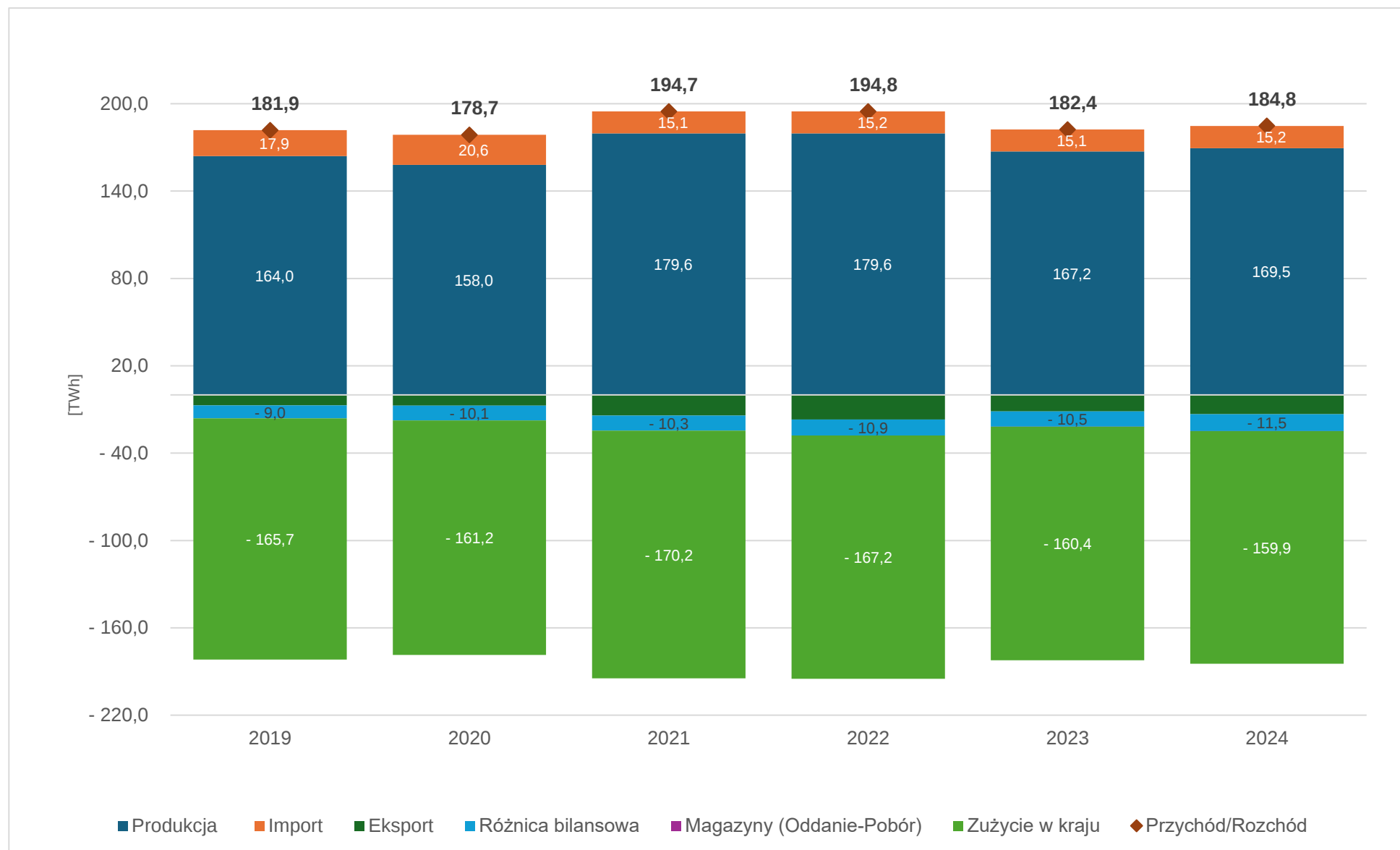


- Moc zainstalowana wzrosła w Polsce w roku 2024 do poziomu blisko 73 GW.
- Zachowany jest rosnący trend poziomu i udziału mocy odnawialnych, który to udział zbliżył się do 34 GW. Tym samym spadł udział źródeł konwencjonalnych, jednak nastąpiło to przy wzroście ich poziomu. Wzrosła bowiem moc elektrowni gazowych z 4,2 do 5,6 GW (wzrost o 36%).
- Wśród instalacji OZE najwięcej mocy przybyło w grupie PV. Tym razem moc u prosumentów wzrosła o 1,4 GW (13%), dla pozostałych źródeł PV o 3 GW (50%). Liczba prosumentów na koniec roku 2024 wynosiła 1,52 mln, z czego niemal 100% to instalacje PV.

Moc magazynów na koniec 2024r - podział wg mocy

	MW
< 0,05 MW	259
0,05 - 10 MW - wpis do rejestru OSE	20
>10MW (ESP) - koncesja	1 700

Bilans energii elektrycznej za lata 2019 - 2024

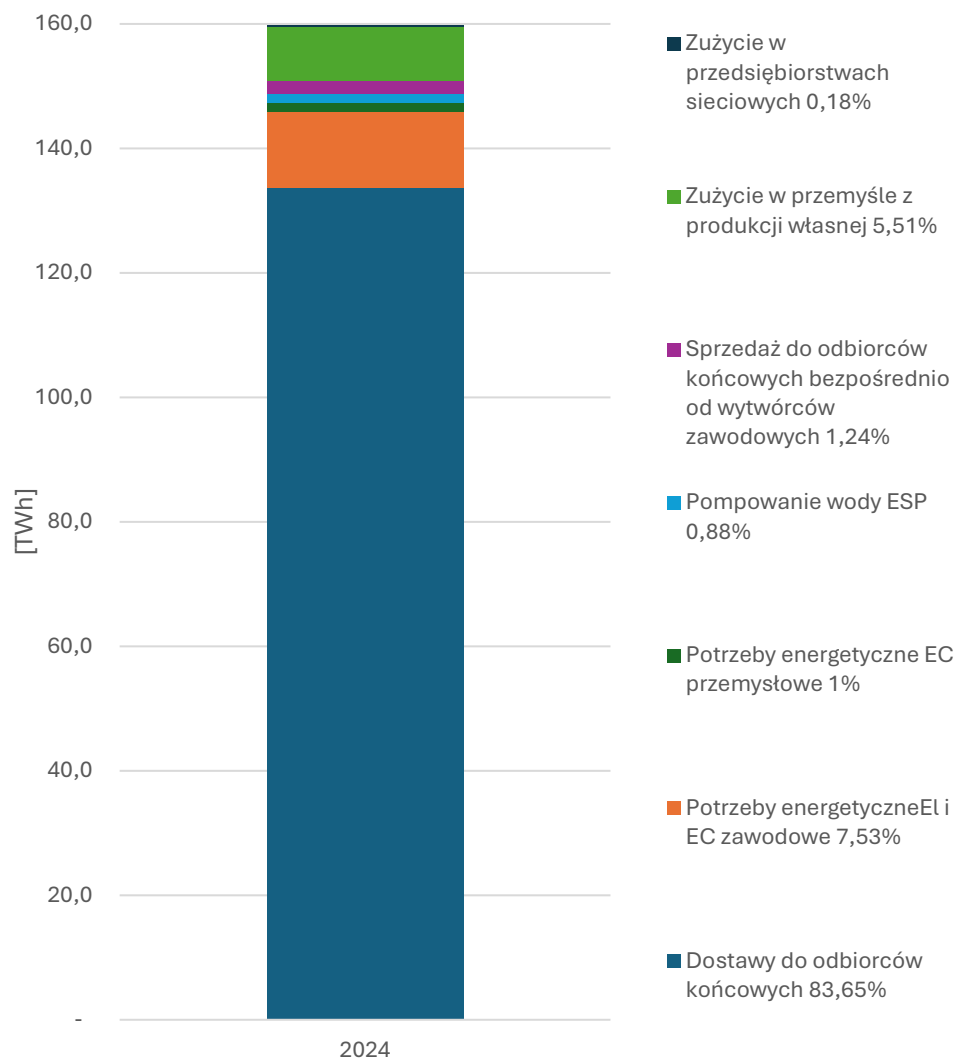


Bilans energii elektrycznej za lata 2019 - 2024

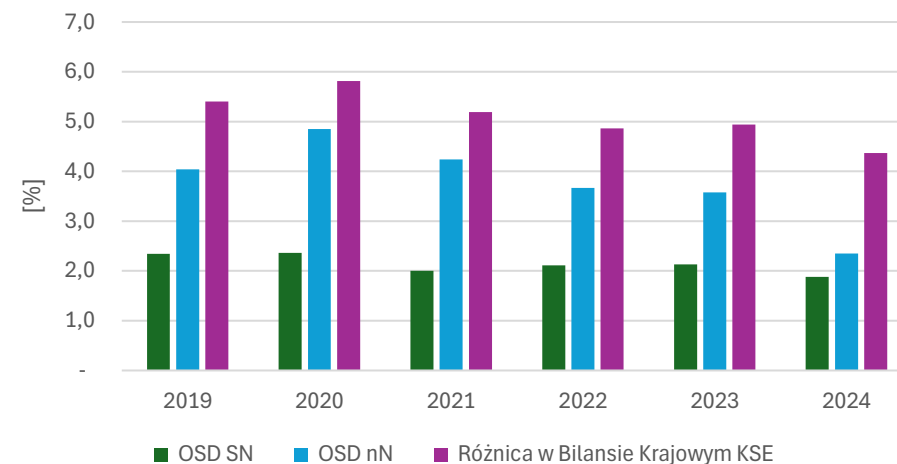
- W roku 2024 odnotowano najniższe (w rozważanym okresie) zużycie krajowe energii elektrycznej co może wynikać z coraz większego udziału autokonsumpcji energii elektrycznej, poprawy efektywności energetycznej, wolniejszego wzrostu gospodarczego
- W ubiegłym roku eksport energii utrzymywał się na wysokim poziomie, co może być uzasadnione coraz większą produkcją energii ze źródeł odnawialnych
- Mniejsza produkcja i większy import w 2020 roku to efekt lockdownów i spadku zapotrzebowania w przemyśle
- W ubiegłym roku niesterowalne źródła odnawialne (PV oraz FW) wprowadziły do sieci 40 TWh co oznacza wzrost o ponad 150 % względem roku 2019
- W rozważanym okresie produktywność FW kształtowała się w granicach 26,6 – 29,5 %, natomiast produktywność PV wykazywała trend rosnący od 5,3 % w roku 2019 do 8,3 % w roku 2024.

Składniki zużycia krajowego; wskaźniki strat

Składniki zużycia krajowego

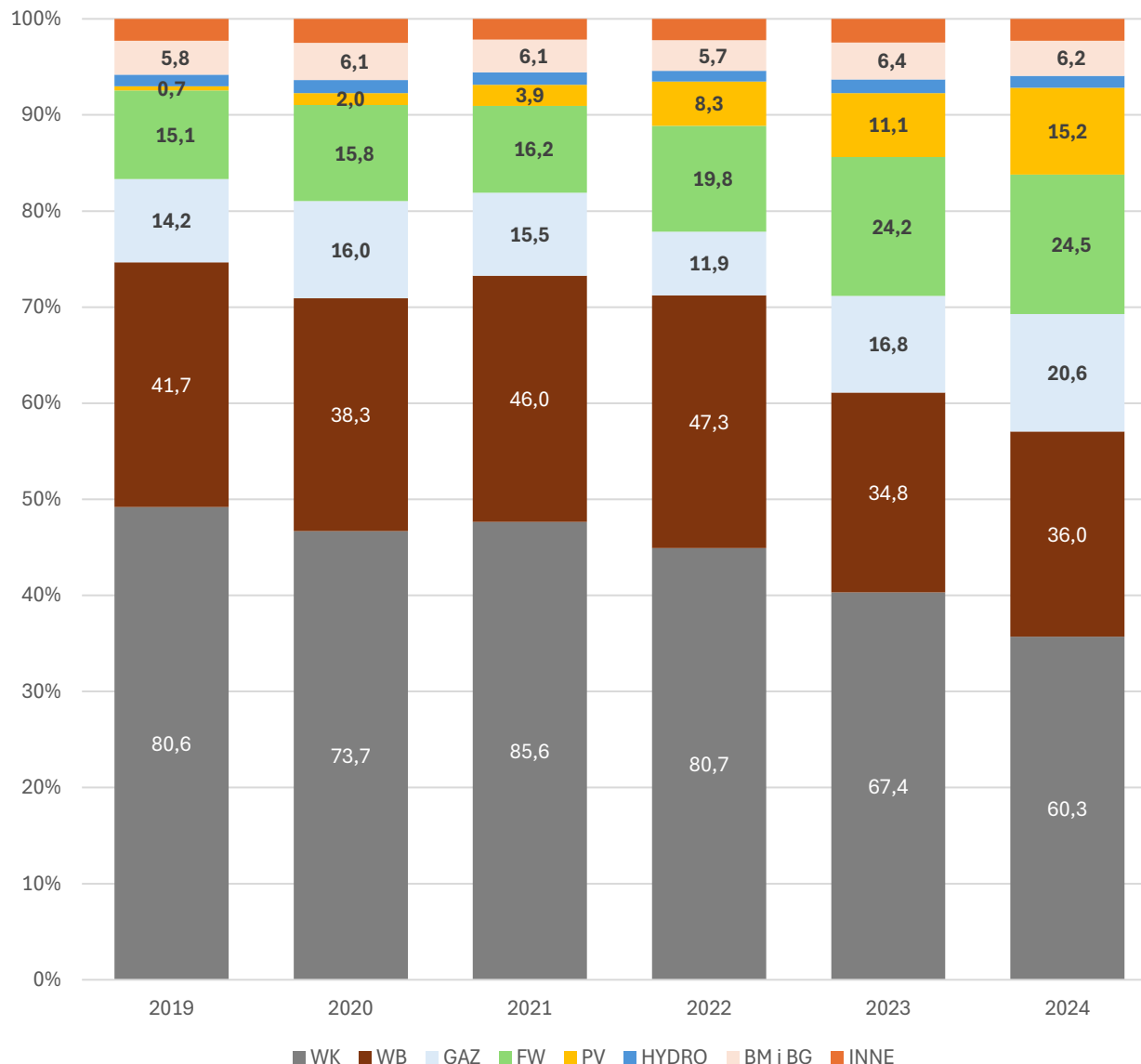


Wskaźniki strat i różnicy bilansowej



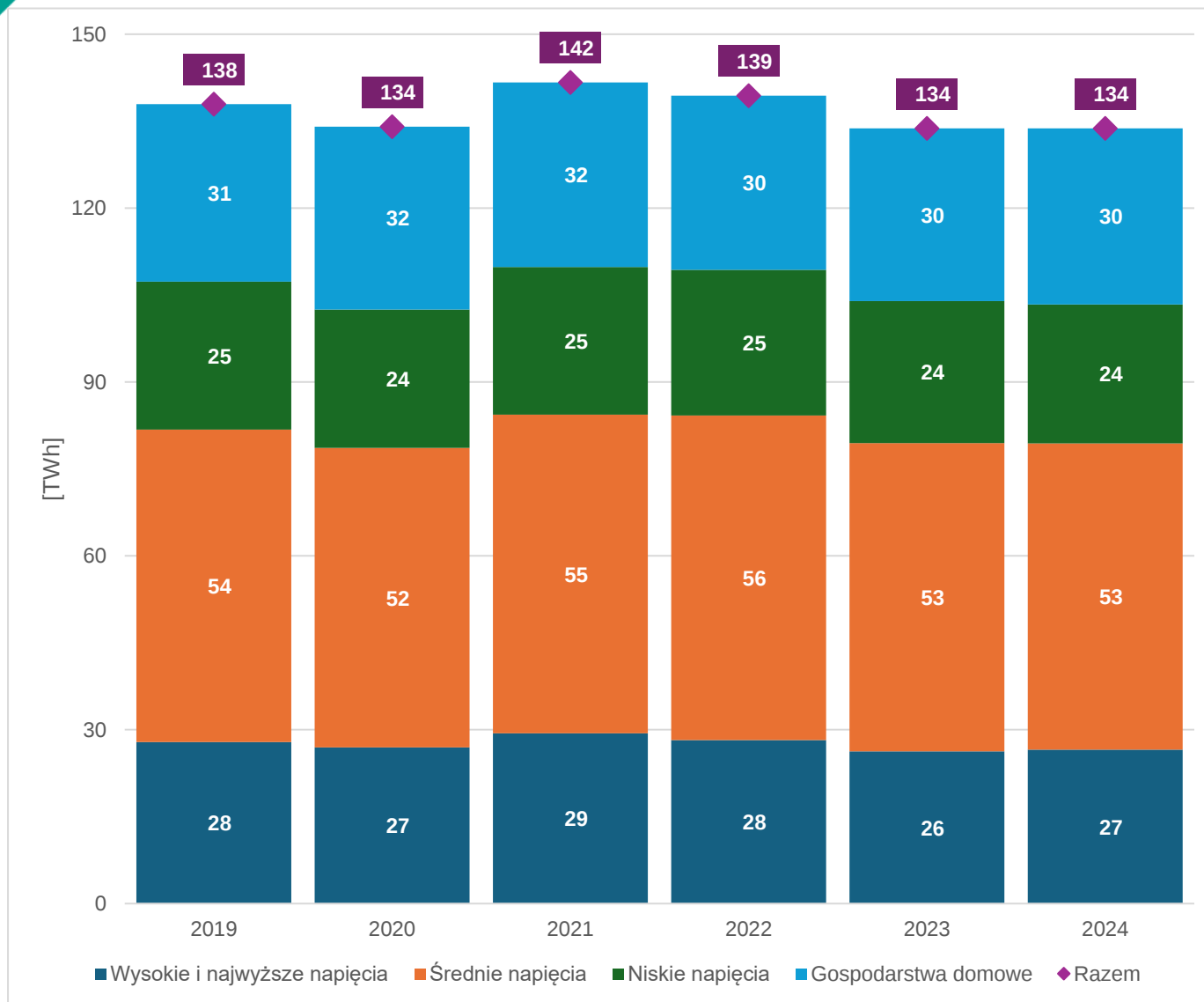
- Obserwuje się systematyczny spadek strat na poziomie nN co wynikać może z coraz większej produkcji energii przez prosumentów

Struktura produkcji energii na przestrzeni lat 2019 – 2024 [TWh]



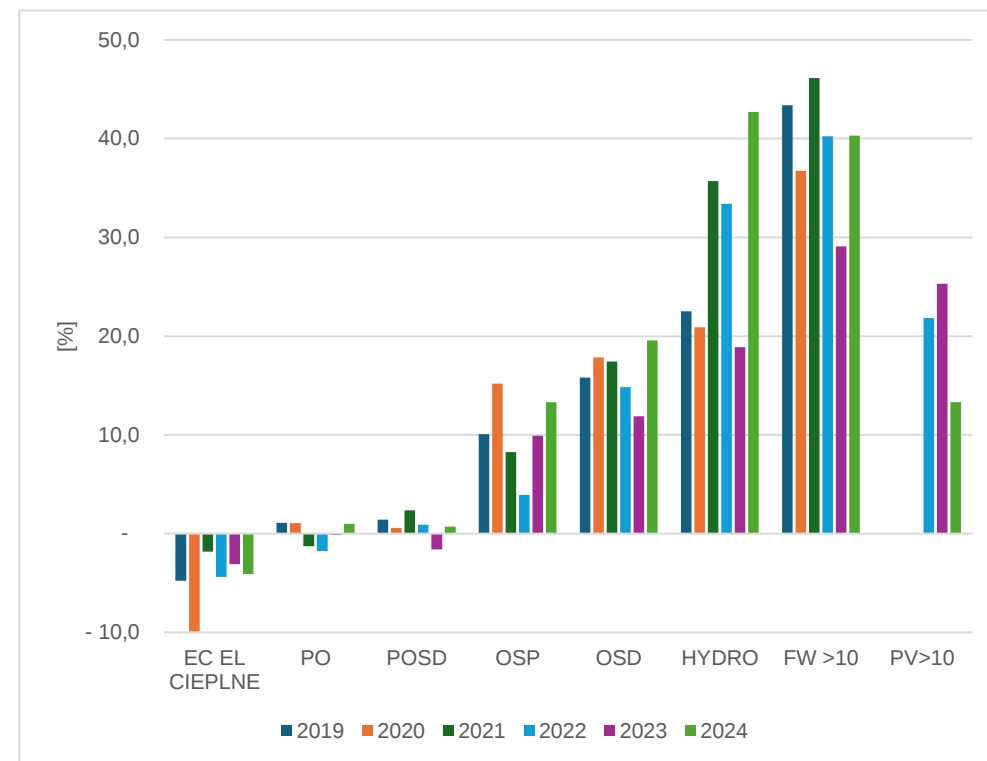
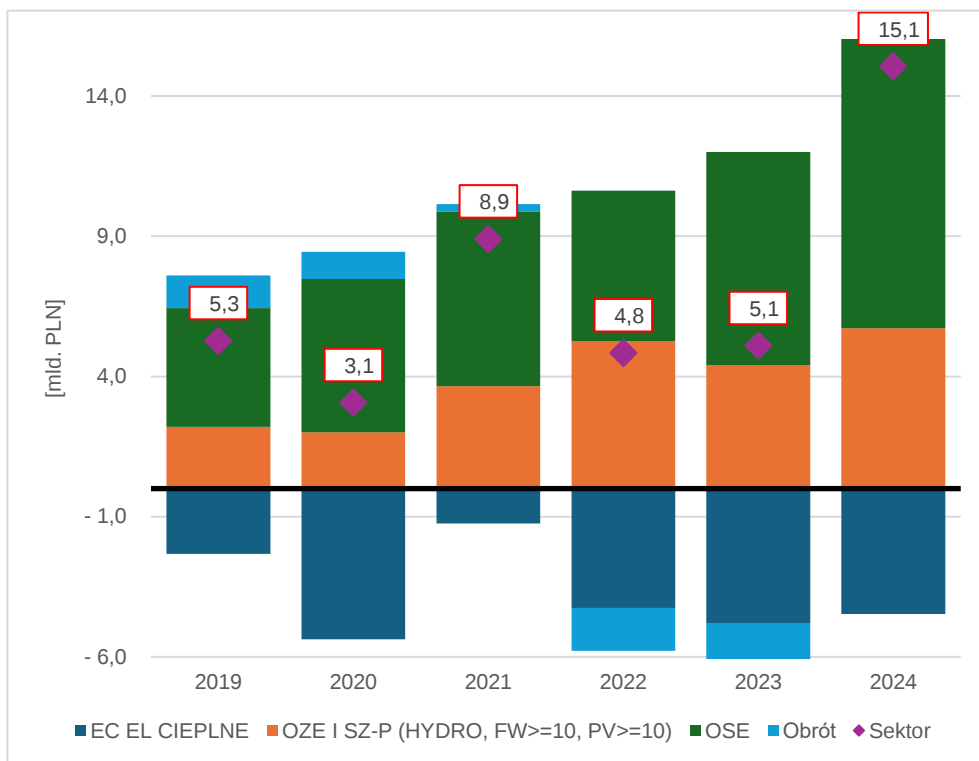
- Systematyczny spadek udziału węgla kamiennego (WK) – produkcja energii zmniejszyła się z 80,6 TWh w 2019 r. do 60,3 TWh w 2024 r., co odzwierciedla stopniową dekarbonizację sektora energetycznego i rosnącą dywersyfikację źródeł energii.
- Zwiększenie różnorodności źródeł wytwórczych, widoczne zwłaszcza po 2022 r.
- Dynamiczny wzrost źródeł odnawialnych, w szczególności fotowoltaiki (PV) – z 0,7 TWh w 2019 r. do 15,2 TWh w 2024 r. – oraz farm wiatrowych (FW) – z 15,1 TWh do 24,5 TWh, wskazuje na rosnące znaczenie OZE w krajowej produkcji energii.

Dostawy do odbiorców końcowych na przestrzeni lat 2019 – 2024



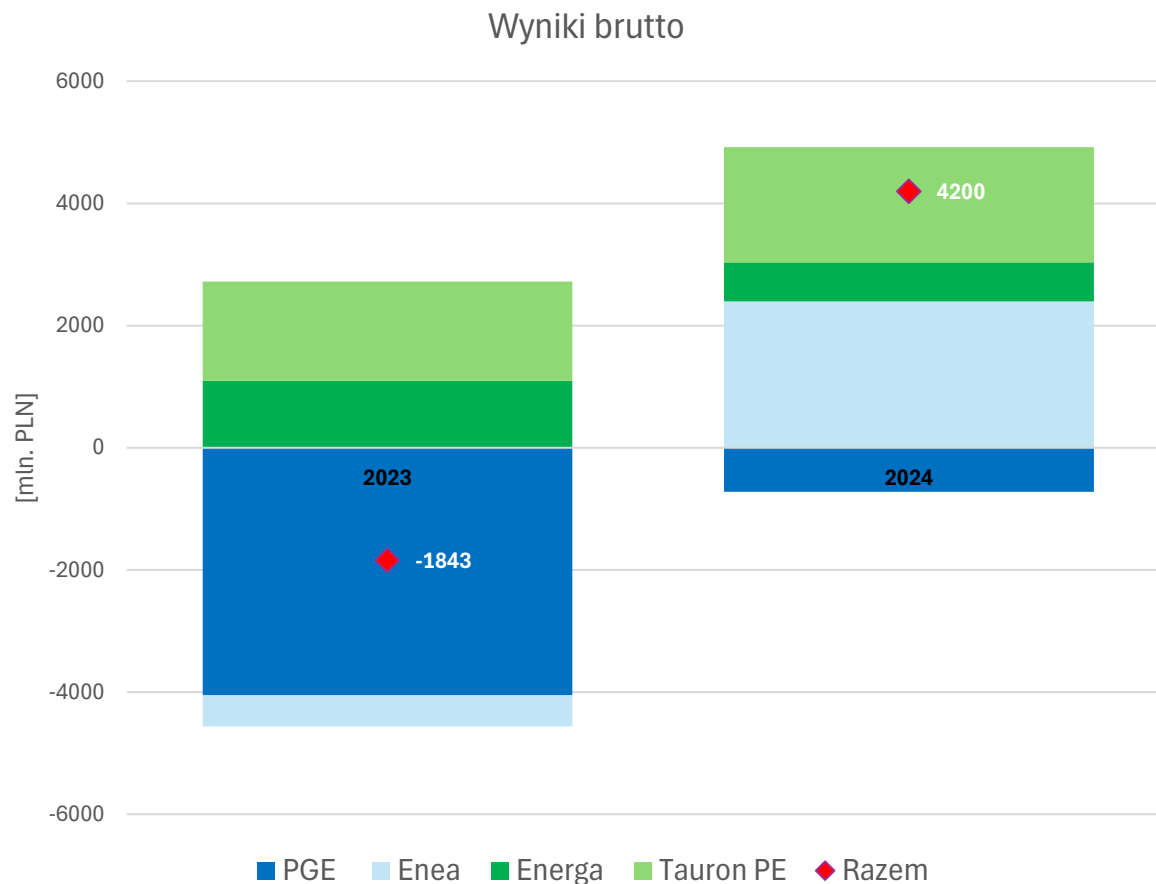
- Obserwujemy spadek dostaw energii do odbiorców końcowych, co wynika z częściowego zaspokajania potrzeb energią wytwarzaną w mikroinstalacjach fotowoltaicznych
- Ilość energii dostarczanej odbiorcom końcowym koreluje z całkowitym zużyciem energii w kraju, które z uwzględnieniem wymiany międzynarodowej i poziomu produkcji zachowuje podobną tendencję - w latach 2021 – 2022 wzrosło, a w dwóch ostatnich latach obniżyło się

Wyniki na działalności energetycznej i rentowność przychodów



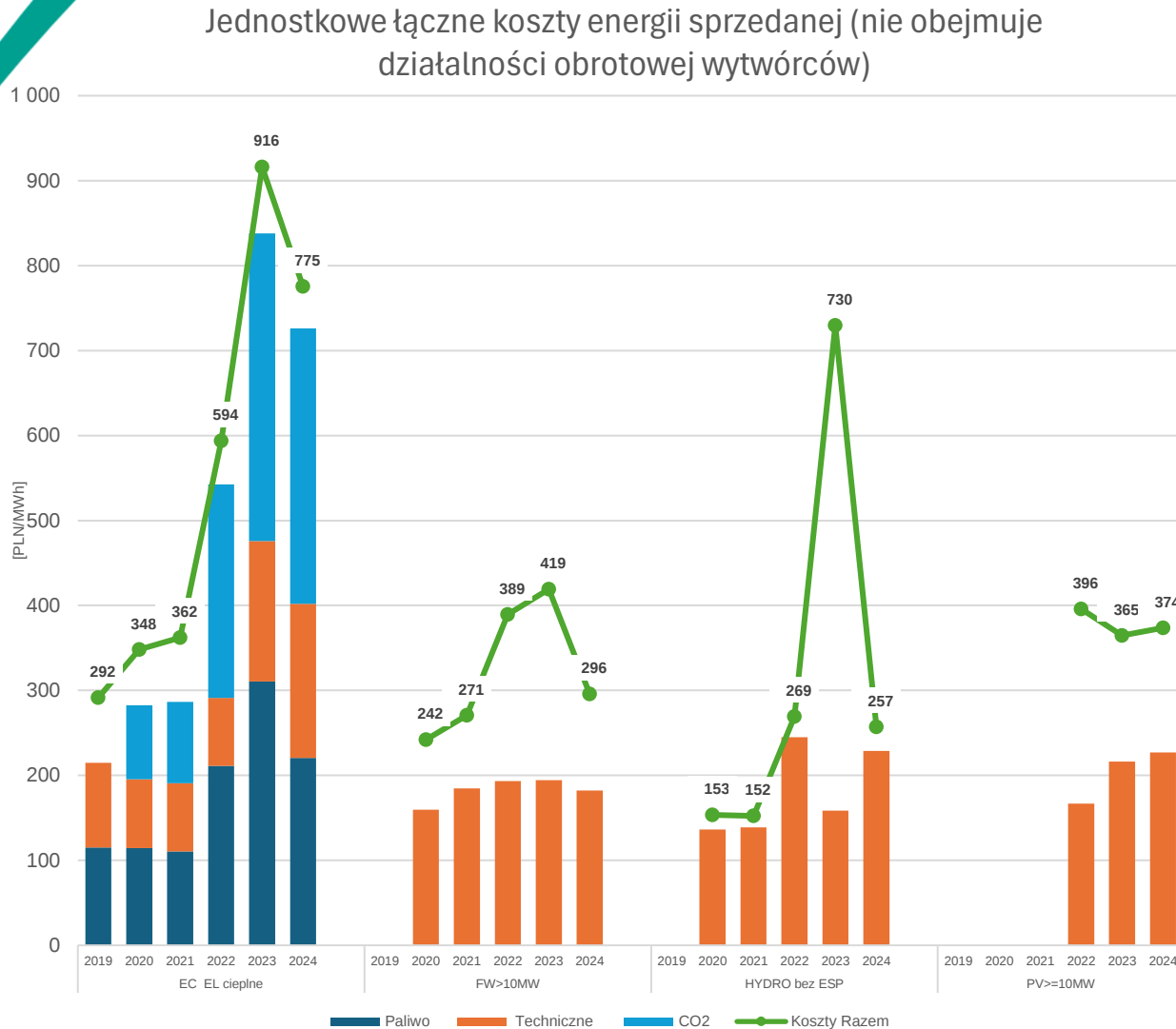
- Tak wysokiego wyniku energetyka nie notowała od lat – spadły straty w grupie wytwórców ciepłych, znacznie wzrosły zyski operatorów, poprawił się też wynik sprzedawców energii
- Tradycyjnie wysoką rentownością charakteryzują się elektrownie wodne, wiatrowe jak również (choć niższą) źródła PV. Rentowność w granicach 10 - 20 % osiąga grupa operatorów.

Wyniki finansowe czterech największych GK



Analiza wyników brutto czterech największych grup kapitałowych (GK) w Polsce wskazuje na poprawę kondycji sektora elektroenergetycznego. Choć osiągnięte poziomy wyników są zróżnicowane, dane finansowe grup należy interpretować w szerszym kontekście ich zintegrowanej działalności. Grupy kapitałowe nie ograniczają się bowiem wyłącznie do elektroenergetyki – prowadzą również działalność w innych segmentach, takich jak wydobycie węgla (np. PGE, ENEA) czy obrót gazem (obszar gazownictwa), co wpływa na ostateczny kształt wyników finansowych. W związku z tym poprawa wyników brutto może odzwierciedlać zarówno wzrost efektywności w samym sektorze elektroenergetycznym, jak i korzystne uwarunkowania w pozostałych segmentach działalności operacyjnej.

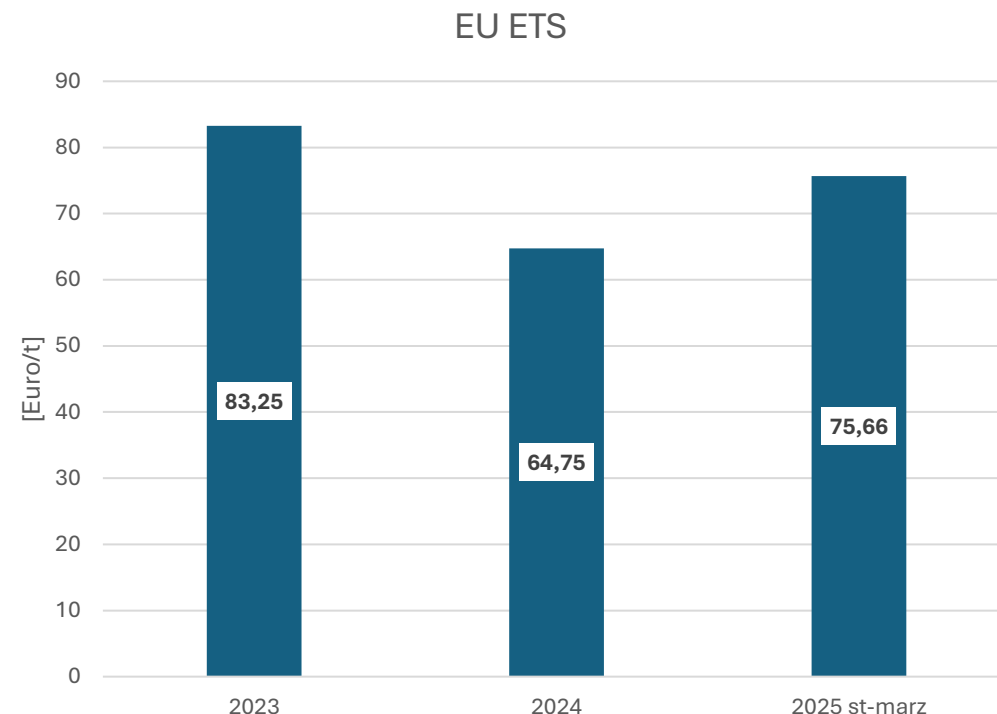
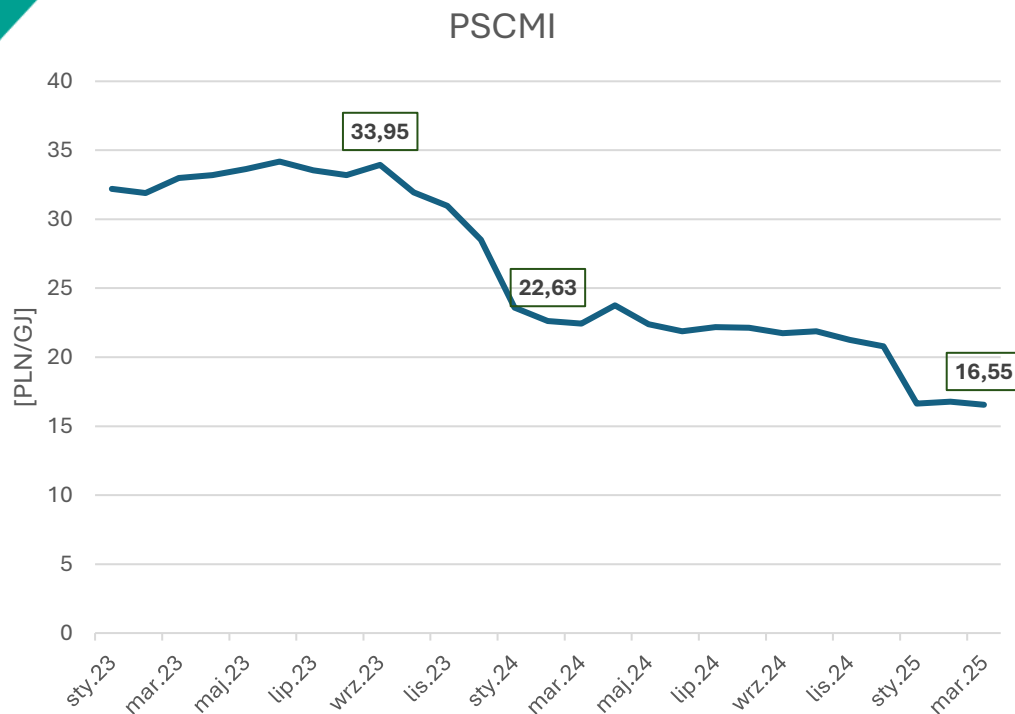
Koszty wytwarzania



Po okresie wzrostu kosztów w wytwarzaniu energii, ostatni rok charakteryzował się ich spadkiem we wszystkich prezentowanych grupach, za wyjątkiem źródeł PV.

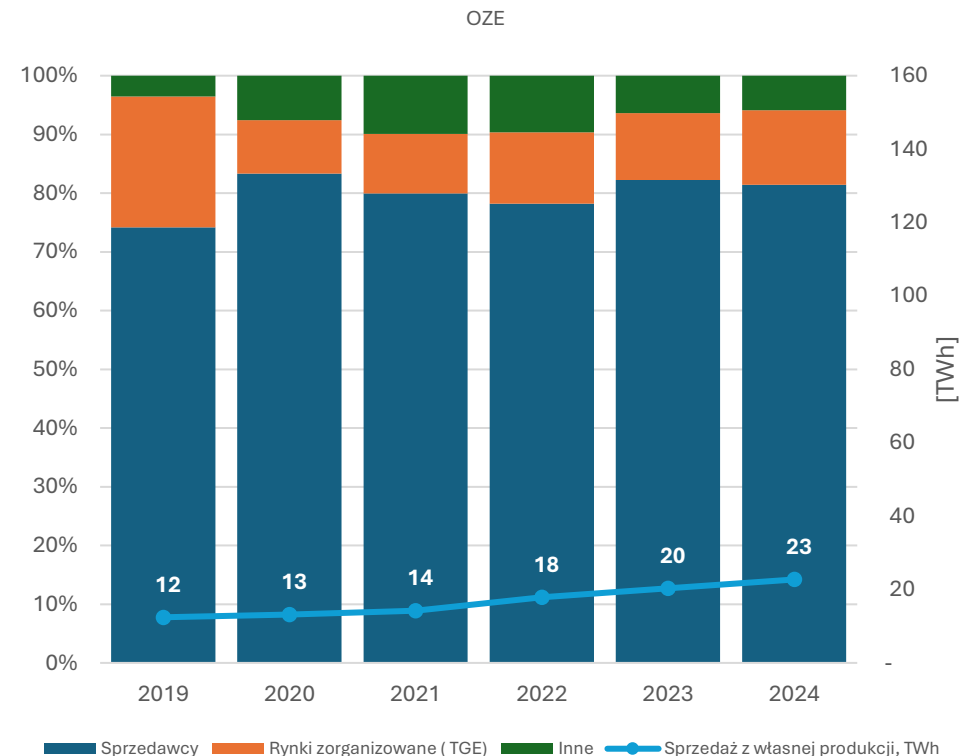
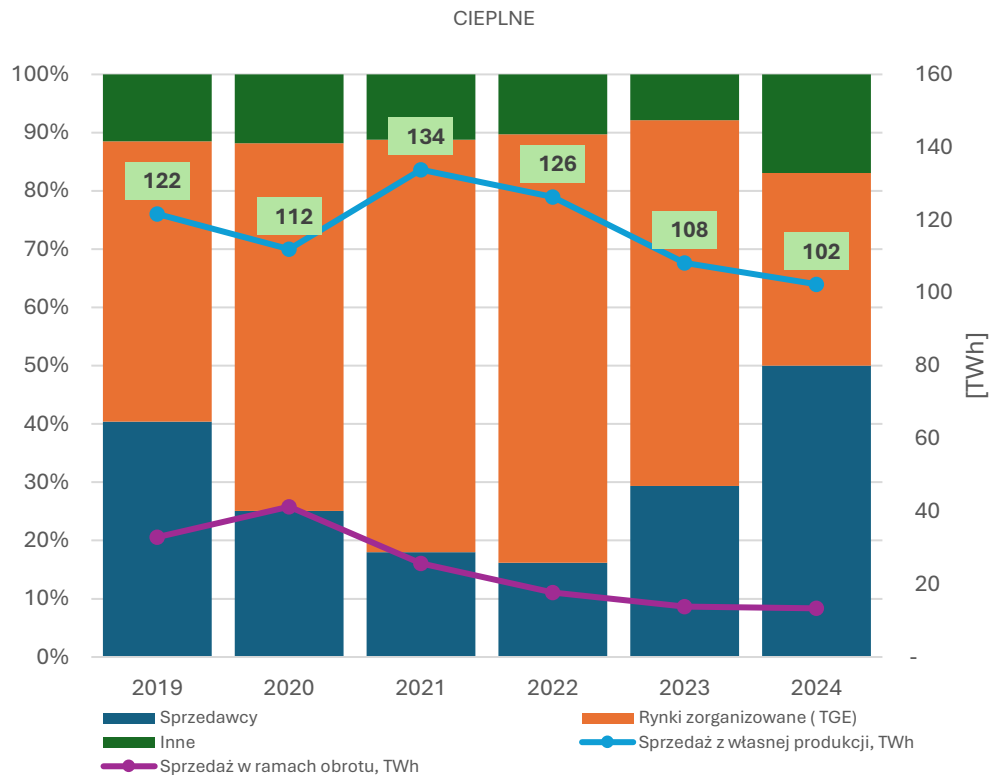
W elektrowniach ciepłych, grupie dominującej w strukturze wytwarzania, spadły wszystkie rozpatrywane pozycje kosztów: paliwo - średnio o 30% , pozwolenia na emisję CO2 o 10%, łącznie pozostałe koszty o 5%. Wytwórcy nie byli w ubiegłym roku obciążeni wpłatami na fundusz różnicy ceny, które to opłaty obowiązywały w roku 2023. Gwałtowny wzrost kosztów w elektrowniach wodnych w roku 2023 wynikał głównie z tego właśnie obowiązku.

PSCMI (Price of Polish hard coal for electricity generation); EU ETS



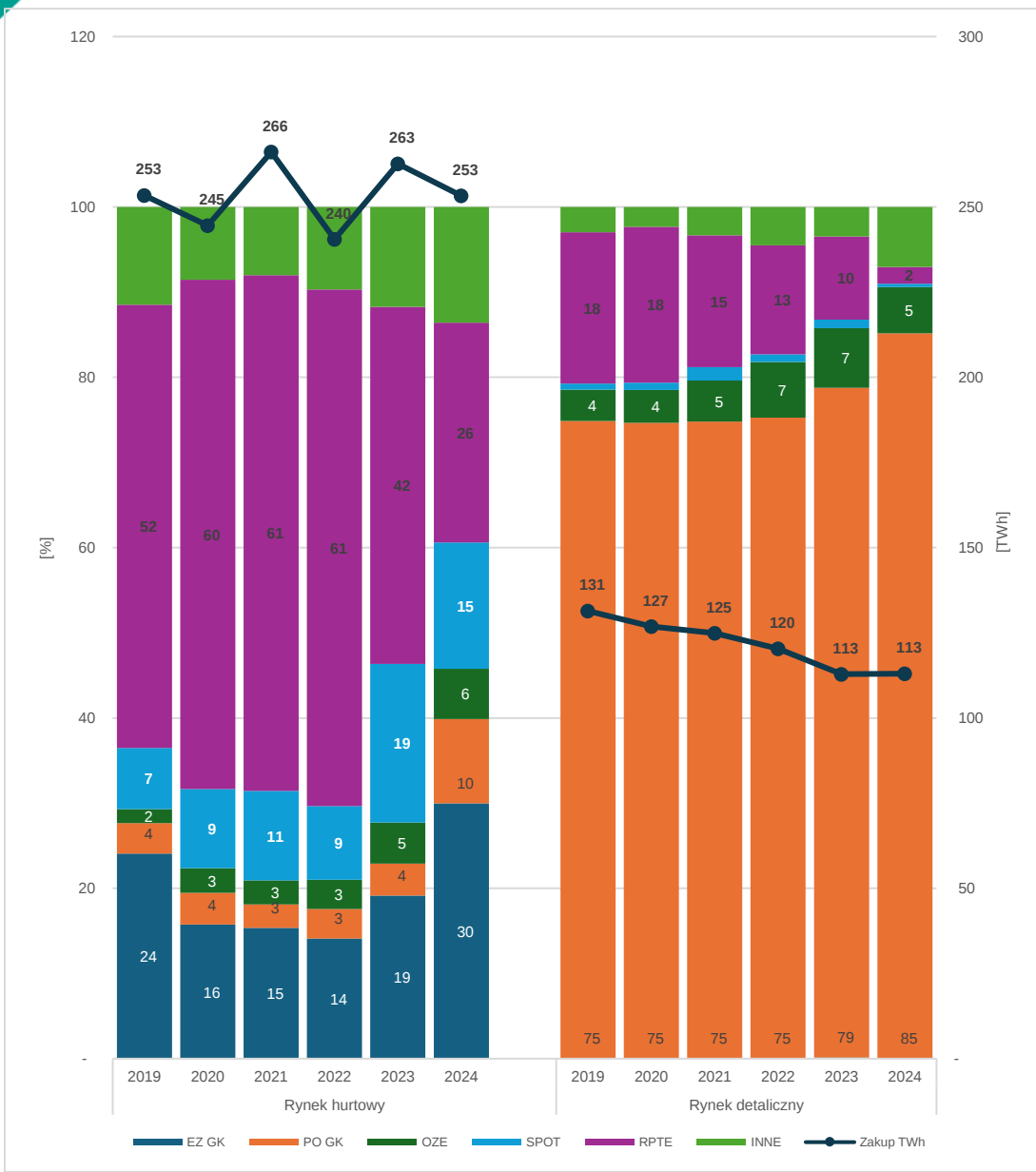
- Cena węgla systematycznie spada od września 2023, kiedy osiągnęła poziom 33,95 PLN/GJ.
- W marcu 2025 wartość indeksu wynosiła już tylko 16,55 PLN/GJ, co oznacza spadek o ponad 50% w ciągu półtora roku.
- Ceny uprawnień do emisji CO₂ utrzymują się na poziomie około 75 Euro/t. CO₂

Kierunki sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców



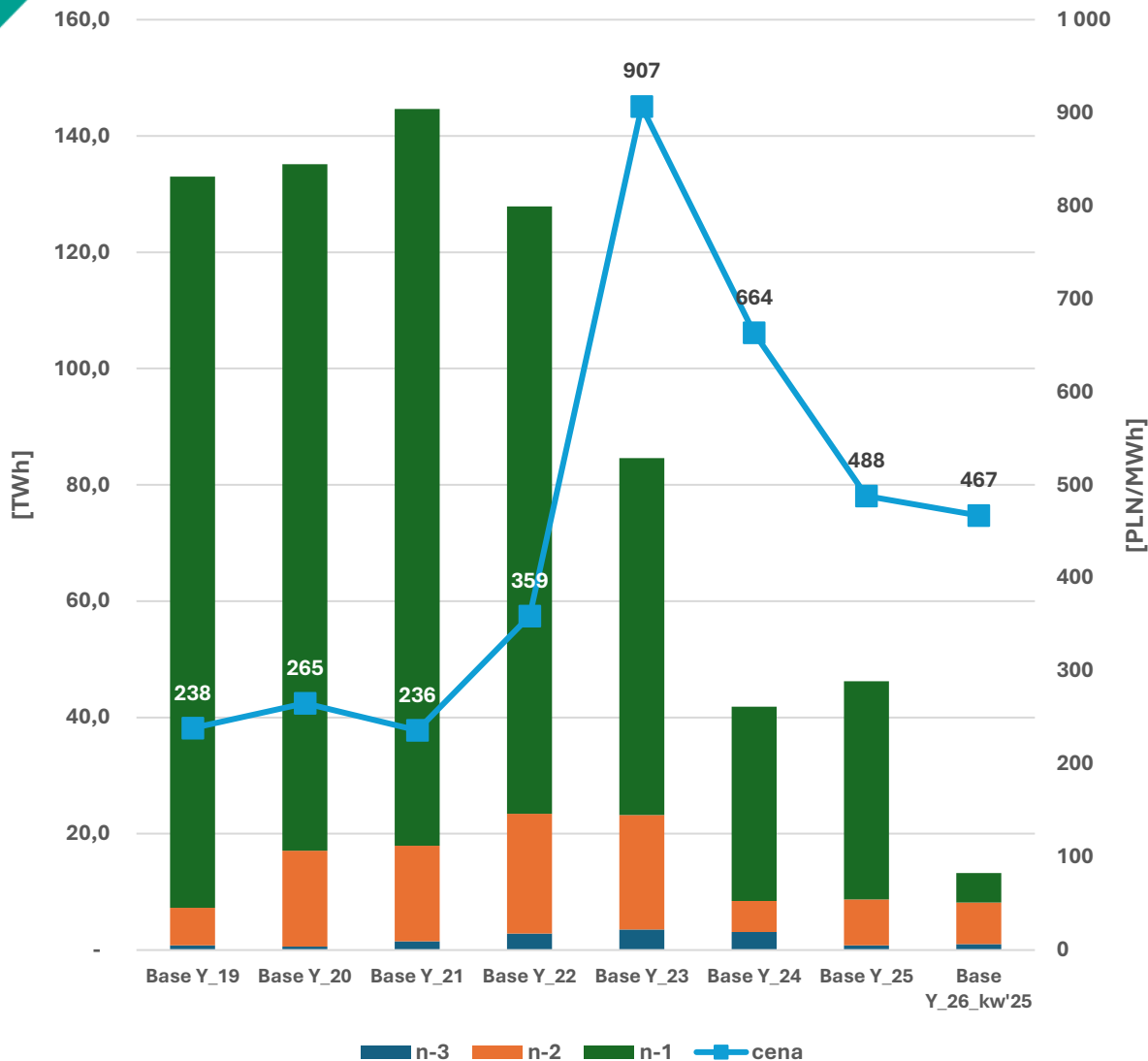
- Obserwuje się systematyczne zmniejszenie udziału RTPE w obrocie energią elektryczną dla elektrowni ciepłych od roku 2021

Struktura zakupu energii przez PO i POSD



W roku 2024 duży, hurtowi sprzedawcy (Grupa PO) zakupili mniej energii niż rok wcześniej, przy stałym trendzie spadkowym dotyczącym zakupu energii przez sprzedawców działających głównie na rynku detalicznym (POSD). W ostatnim roku nastąpił dalszy, znaczny spadek zakupów energii na giełdzie. Spadki dotyczyły zarówno rynku terminowego jak i rynków bieżących. Ma to związek z rosnącymi obrotami wewnątrz grup kapitałowych, co umożliwione zostało po zniesieniu "obligo giełdowego" z końcem roku 2022.

Obroty i średnie ceny w kontraktach rocznych Base Y na TGE



Objaśnienia:

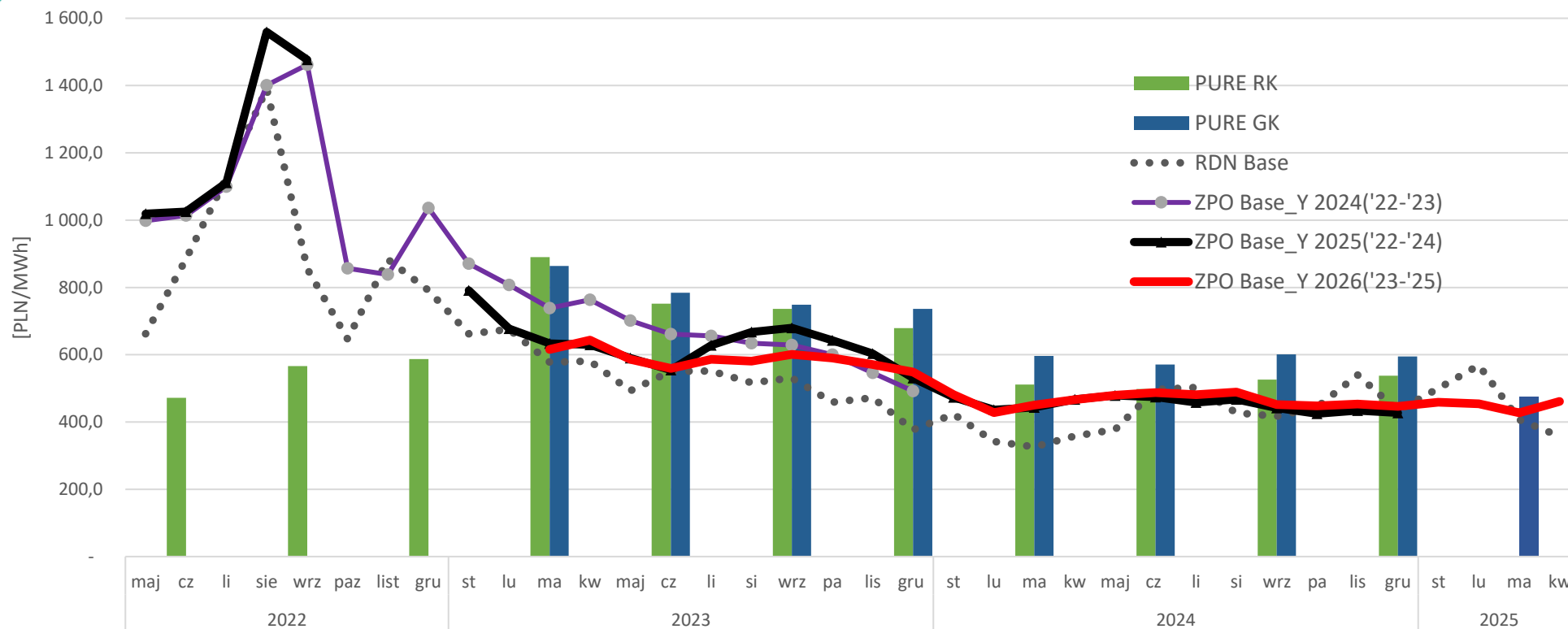
- Kontrakty roczne z dostawą w roku n - notowania w latach n-3, n-2, n-1
- Wykres liniowy - średnia ważona cena ze wszystkich notowań
- Wykres słupkowy - wolumeny roczne w latach n-3, n-2, n-1

Obroty dla Base Y_26 są niskie (około 5TWh styczeń - kwiecień 2025).

W porównywalnym okresie w kontrakcie na rok 2025 przekroczyły 10TWh. Łącznie dla tego kontraktu, do końca kwietnia obroty wyniosły 13 TWh.

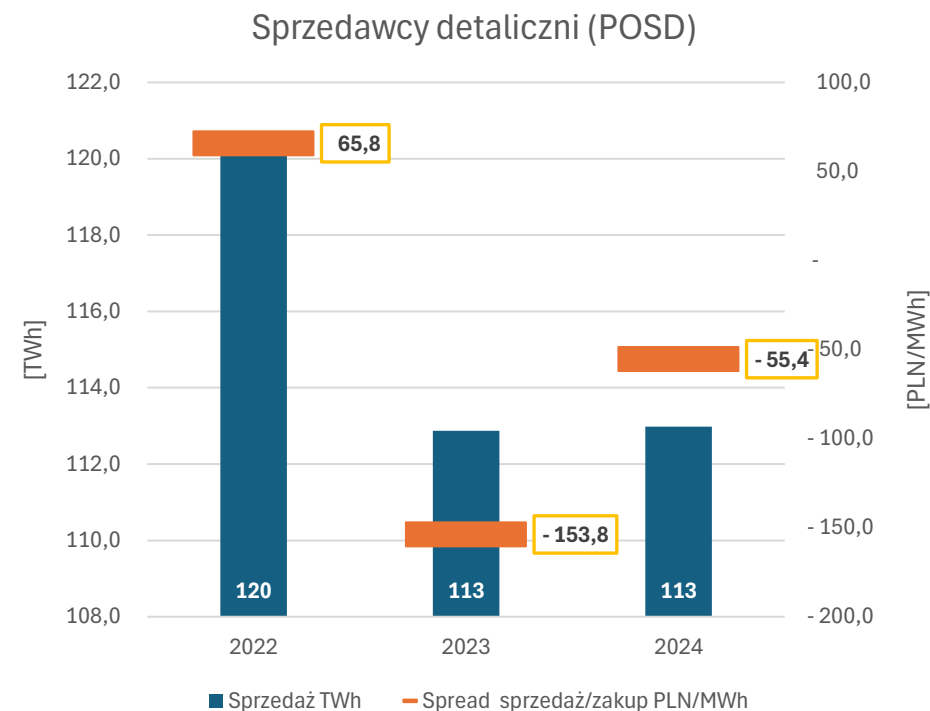
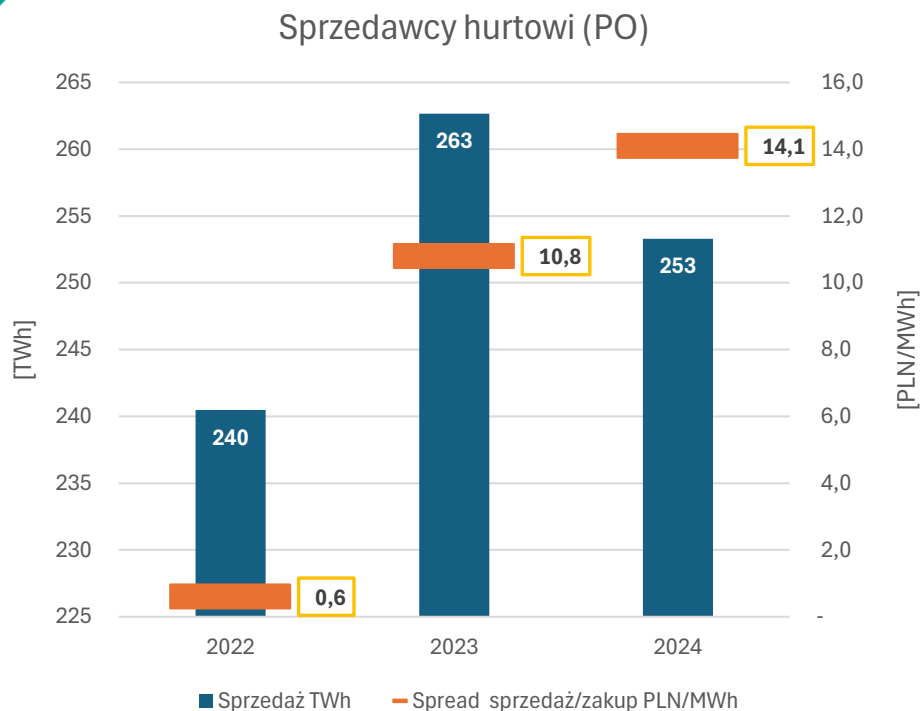
Średnia cena z lat 2023-2025 jest niższa niż dla Base Y_2025 o 21zł/MWh.

Ceny hurtowe energii elektrycznej



- Średnia cena sprzedaży energii od wytwórców w ramach grup kapitałowych stopniowo, w ślad za stabilizacją cen giełdowych (dla kontraktów rocznych ale i bieżących), zbliża się do ich poziomu.
- Obroty w ramach grup są o wiele wyższe niż na rynku "otwartym" od czasu kolejnego zniesienia obliga giełdowego z końcem 2022 roku.

Zmiany cen i wolumenów w PO i POSD



Wzrost wyników w PO i POSD:

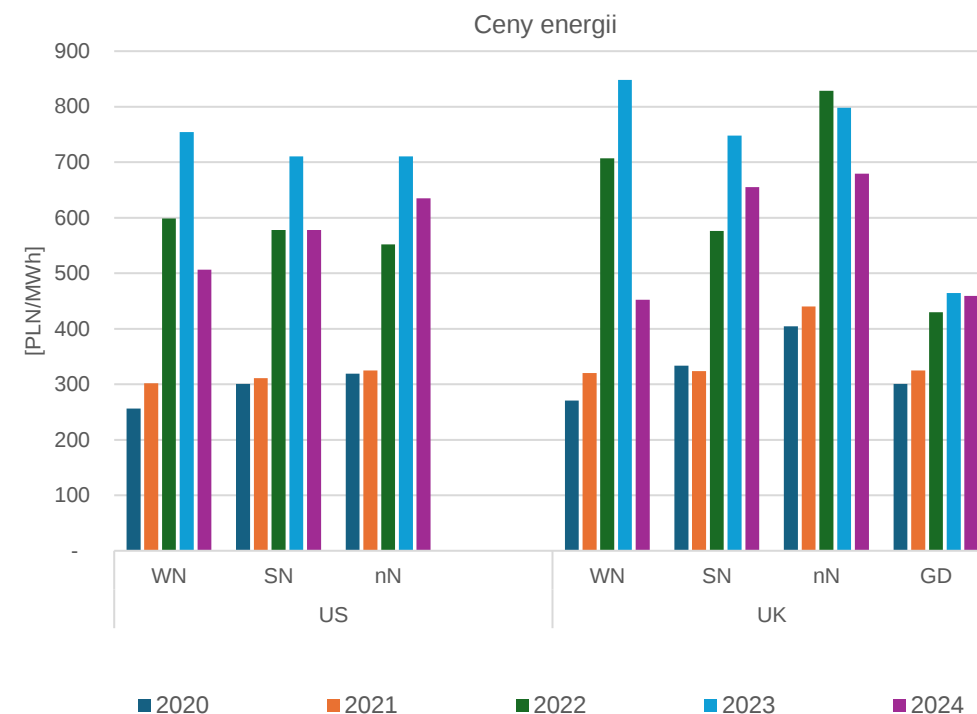
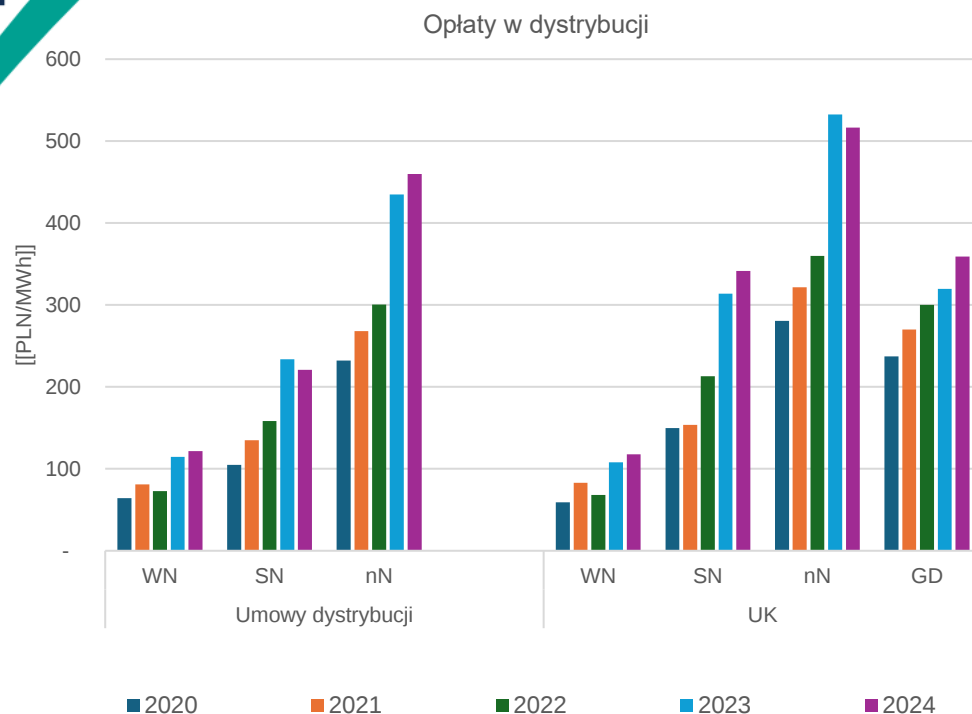
2024 - PO przy mniejszej sprzedaży (odbiorcy końcowi i pozostali) (ok. -10TWh) spread wyższy o 30% (3,3PLN/MWh)

2024 - POSD przy zbliżonej sprzedaży (odbiorcy końcowi i pozostali) spread wyższy o 64% (98,4 PLN/MWh)

Spread - różnica pomiędzy średnią ceną sprzedaży we wszystkich kierunkach i średnią ceną zakupu z wszystkich kierunków

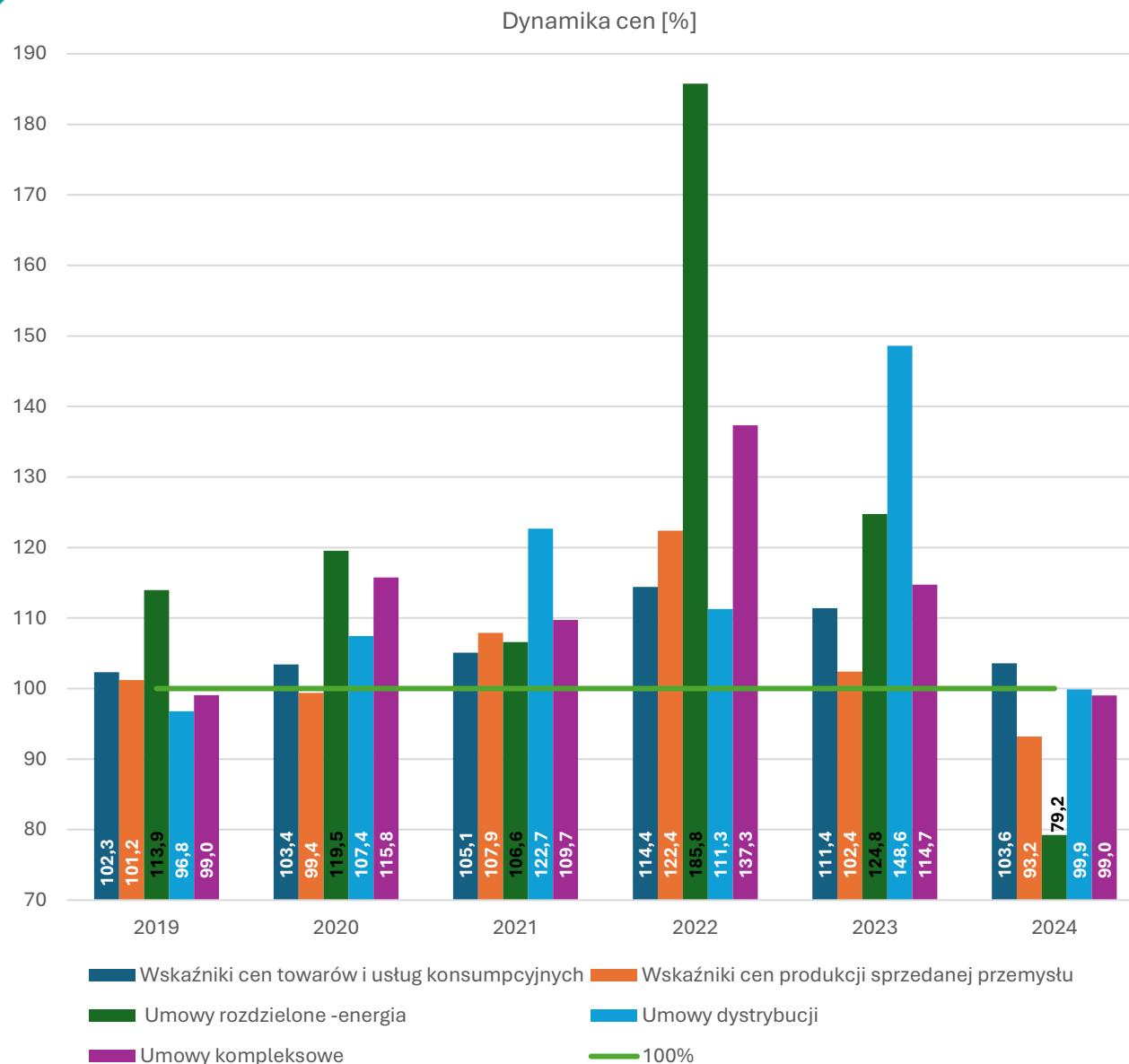
Uwzględnienie rekompensat uzyskiwanych przez sprzedawców detalicznych obniżyłby spread w roku 2023 o około 18 PLN/MWh, a w roku 2024 o około 8 PLN/MWh

Ceny rynek detaliczny



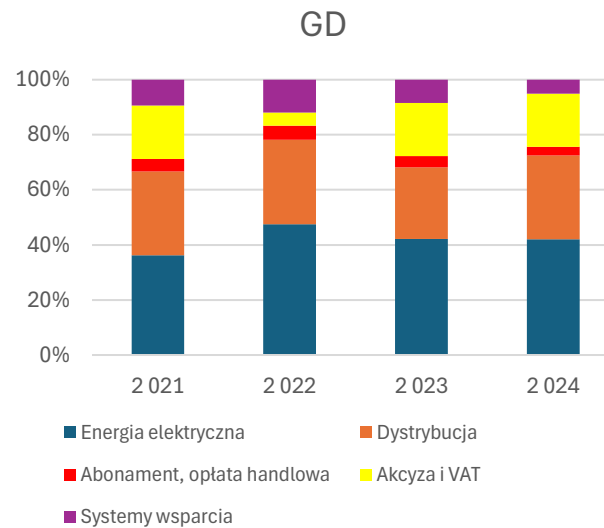
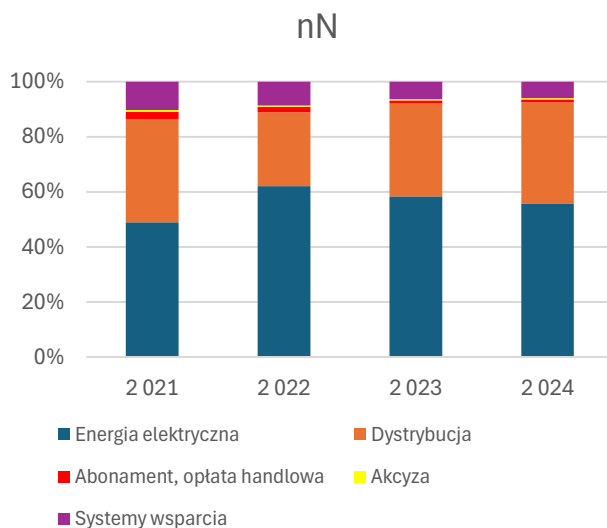
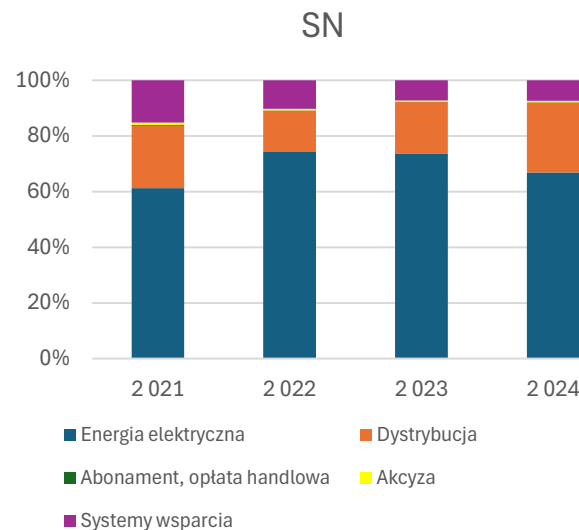
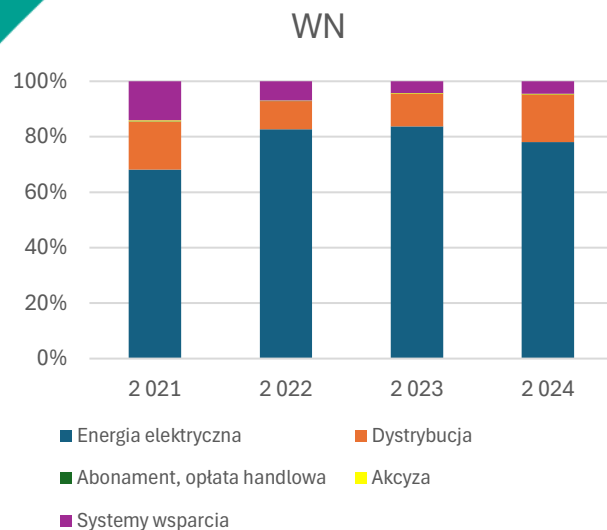
Maksimum cen energii na rynku detalicznym przypadło na rok 2022. W ubiegłym roku ceny spadły dla odbiorców komercyjnych. Spadki były zróżnicowane dla grup odbiorców. Najbardziej ceny obniżyły się w grupie odbiorców największych, gdzie ceny są ściśle związane z ich poziomem na rynku hurtowym. Dla GD wzrost cen został ustawowo ograniczony - poziom z roku 2023 był utrzymany. W grupie odbiorców komercyjnych na nN ceny spadły już w roku 2023 - ta grupa była w dużej części (usługi publiczne) objęta ochroną ze względu na wzrost cen na rynku hurtowym. W przypadku obszaru dystrybucji, łączne opłaty wykazują trend rosnący we wszystkich grupach odbiorców, zarówno jeśli chodzi o rodzaje umów jak i grupy odbiorców. Jest to odzwierciedleniem wzrostu opłat przesyłowych kupowanych przez OSD rosnących m.in. z konieczności utrzymywania bezpieczeństwa KSE (w tym rynek mocy), rosnących kosztów własnych dystrybutorów oraz opłat wynikających z prawnie ustanowionych systemów wspierania transformacji energetycznej (OZE, wysokosprawna kogeneracja)

Dynamika cen i inflacji



W latach 2022-2023 wzrost cen na rynku detalicznym energii znacznie przekroczył wskaźnik inflacji oraz wskaźniki cen dla przemysłu. Rok 2024 był rokiem spadku zarówno wskaźników cen w gospodarce jak i cen na rynku energii, z wyraźnym powrotem do poziomu cen energii z okresu sprzed dwóch lat dla największych odbiorców, którzy w większości mają umowy rozdzielone dla energii elektrycznej.

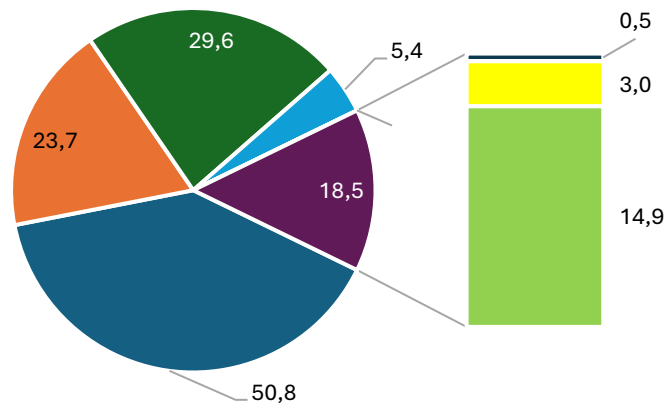
Struktura łącznych cen



Dane pokazujące zróżnicowaną strukturę cen dla różnych grup odbiorców końcowych. Dla dużych odbiorców największą część opłat stanowi energia elektryczna. Opłaty dystrybucyjne rosną wraz z malejącym napięciem sieci, przy czym na niskich napięciach są one wyższe dla odbiorców komercyjnych niż dla gospodarstw domowych. W strukturze cen dla tej ostatniej grupy odbiorców znaczenia nabierają podatki, w szczególności poziom podatku VAT, który dla innych grup podlega, w większości, odliczeniom. Systemy wsparcia dotyczą energii z OZE (świadczenia pochodzenia i opłaty OZE), poprawy efektywności, wysokosprawnej kogeneracji i rynku mocy. Jeśli chodzi o RM, to najwyższe obciążenia w stosunku do 1 MWh energii ponoszą odbiorcy na nN, przy czym w trakcie ubiegłego roku zwolniono z tej opłaty GD.

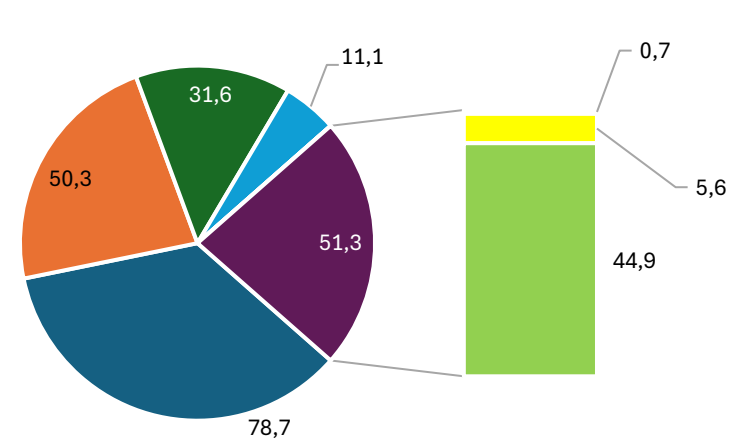
Struktura opłat dystrybucyjnych 2024 [PLN/MWh]

Umowy dystrybucji WN



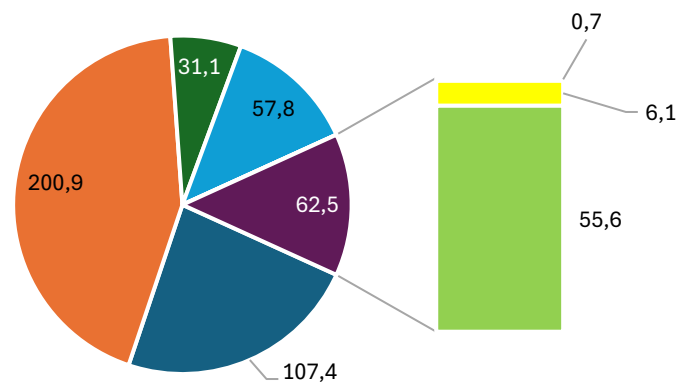
■ Stale ■ Zmienne ■ Jakościowe ■ Pozostałe ■ Przejściowe ■ OZE ■ KG ■ Mocowe

Umowy dystrybucji SN



■ Stale ■ Zmienne ■ Jakościowe ■ Pozostałe ■ Przejściowe ■ OZE ■ KG ■ Mocowe

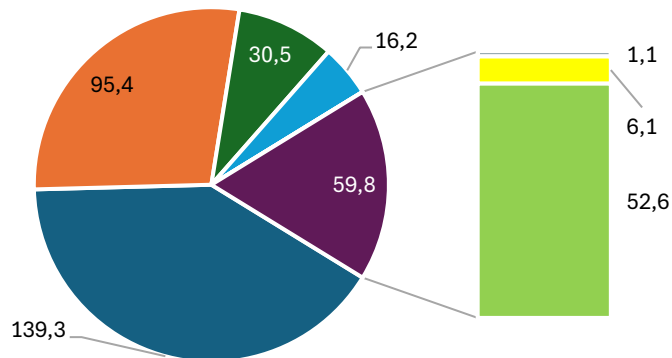
Umowy dystrybucji nN



■ Stale ■ Zmienne ■ Jakościowe ■ Pozostałe ■ Przejściowe ■ OZE ■ KG ■ Mocowe

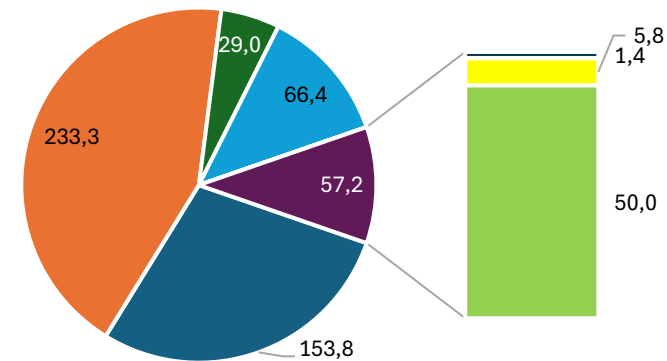
Struktura opłat dystrybucyjnych 2024 [PLN/MWh]

Umowy kompleksowe SN



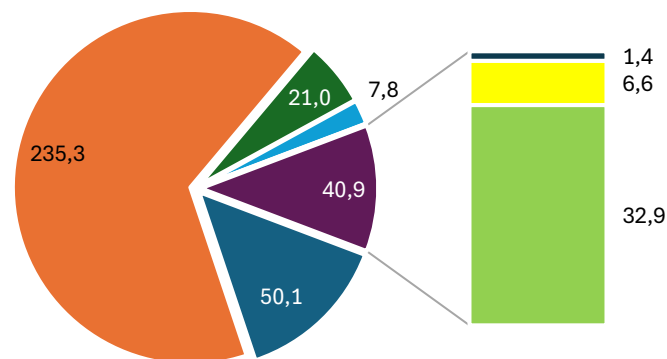
■ Stałe ■ Zmienne ■ Jakościowe ■ Pozostałe ■ Przejściowe ■ OZE ■ KG ■ Mocowe

Umowy kompleksowe nN



■ Stałe ■ Zmienne ■ Jakościowe ■ Pozostałe ■ Przejściowe ■ OZE ■ KG ■ Mocowe

Umowy kompleksowe GD



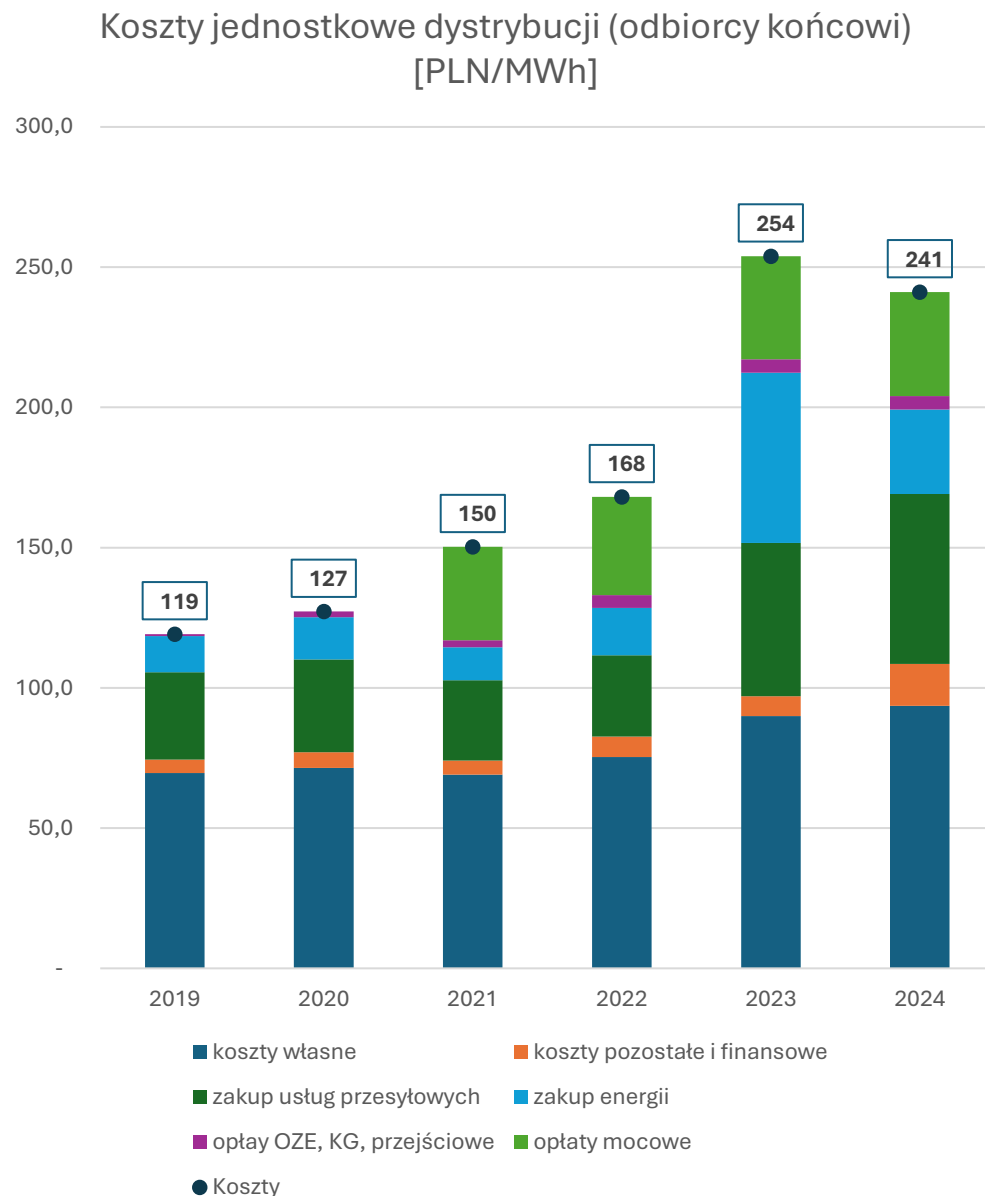
■ Stałe ■ Zmienne ■ Jakościowe ■ Pozostałe ■ Przejściowe ■ OZE ■ KG ■ Mocowe

Struktura opłat dystrybucyjnych 2024

Dla grupy odbiorców na WN wybrano do porównania dane dla umów dystrybucji ponieważ 95% energii na WN jest dostarczane w ramach umów dystrybucji (rozdzielonych). Poziom oraz struktura opłat pobieranych przez OSD są różne dla poszczególnych grup odbiorców. Zróżnicowany jest poziom i udział opłat wg rodzajów stawek (stałe, zmienne, jakościowe), a także poziom obciążeń systemami wsparcia. Największe różnice widoczne są dla odbiorców przyłączonych do sieci SN. Wnikają one z dużego zróżnicowania stawek dla odbiorców jedno i wielostrefowych, znacznie niższych dla tych ostatnich. Na SN 80% energii dostarczane jest według taryf wielostrefowych z czego 3/4 objęte jest umowami dystrybucji (rok 2023 - dane za rok 2024 są weryfikowane). Odbiorcy na nN, którzy zmienili sprzedawcę bardziej racjonalnie gospodarowali energią co odzwierciedlone jest w niższych opłatach za ponad nadmiarowy pobór energii biernej oraz opłatach za przekroczenie mocy, charakteryzuje ich również niższy poziom opłat stałych w stosunku do 1 MWh energii.

Jeśli chodzi o systemy wsparcia, to z najwyższymi stawkami mamy do czynienia w przypadku opłat mocowych obowiązujących od roku 2021. GD zostały w trakcie ubiegłego roku zwolnione z płacenia opłaty mocowej, dlatego za rok 2024 średnie obciążenie tą opłatą (ok 33zł/MWh) jest mniejsze niż w poprzednich latach (od 36 do 52 zł/MWh). Dla odbiorców na WN stosunkowo niżej kształtują się też opłaty kogeneracyjne. Trzeba jednak pamiętać, że najwięksi odbiorcy (odbiorcy przemysłowi zużywający powyżej 100 GWh energii rocznie) sami mogą uiszczać te opłaty i to tylko do części energii. To samo dotyczy opłat OZE, dla których stawki w roku 2023 i 2024 wynosiły 0zł.

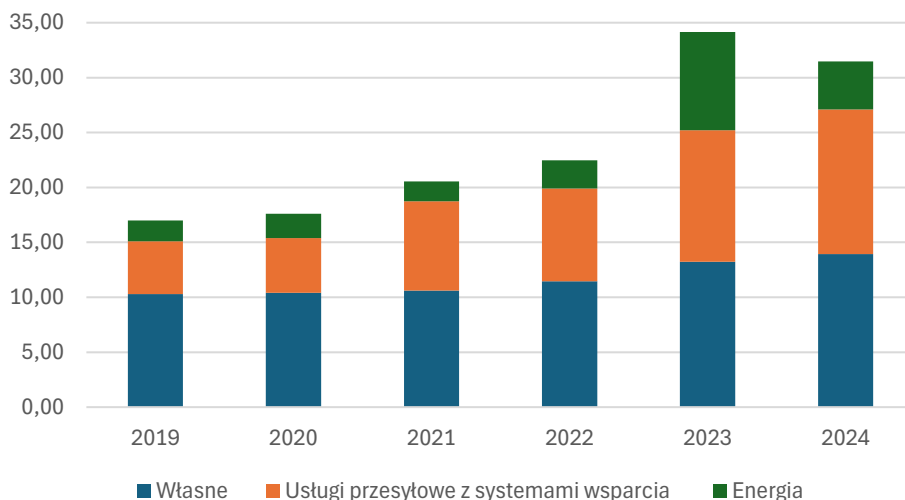
Koszty jednostkowe dystrybucji



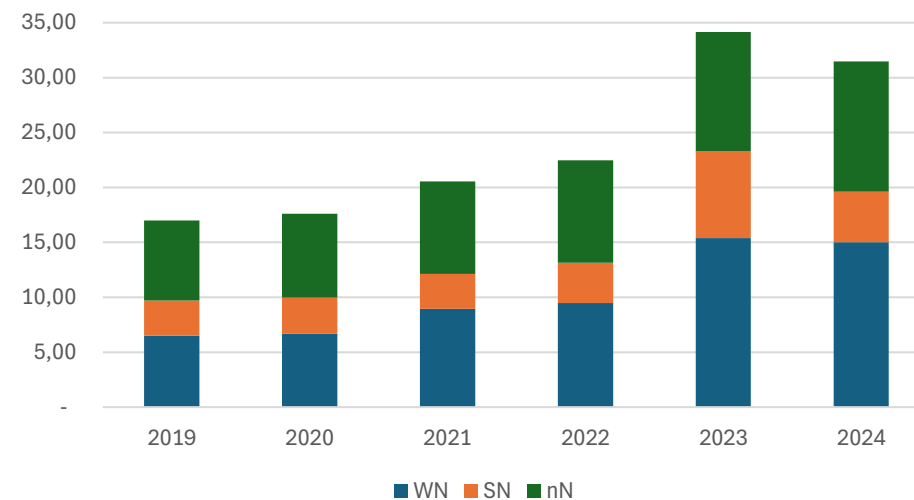
- W roku 2021 wprowadzono opłaty mocowe, które podniosły średnie opłaty w dystrybucji o ponad 33 zł.
- Z kolei rok 2022 zaowocował wysokimi cenami energii, co wywołało niemal czterokrotny wzrost kosztów zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej. Wzrosły też opłaty przesyłowe kupowane przez OSD, głównie w stawce zmiennej - z tego samego powodu oraz jakościowe
- Systematycznie rosły również koszty własne
- Analizując podany tu obraz kosztów jednostkowych, trzeba mieć na uwadze fakt, że na ich poziom wpływa także wolumen energii dostarczanej odbiorcom

Koszty dystrybucji

Koszty dystrybucji [mld. PLN]



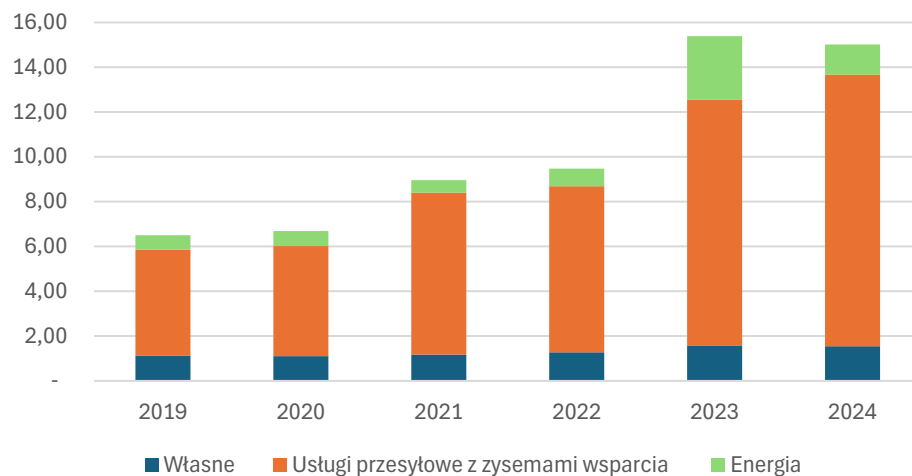
Koszty dystrybucji wg napięć [mld. PLN]



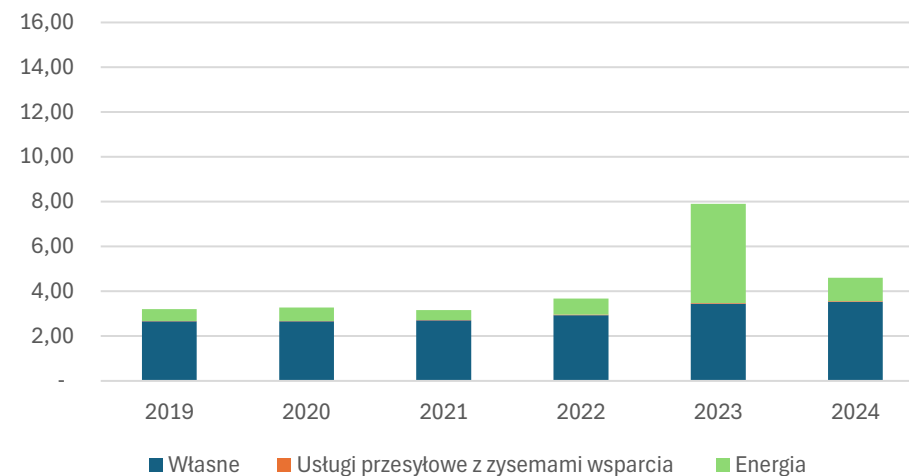
Na koszty dystrybucji składają się koszty własne OSD (z uwzględnieniem pozostałych i finansowych), zakup energii na pokrycie różnicy bilansowej oraz zakup usług przesyłowych od OSP oraz innych OSD. Do roku 2020 stanowiły one około 60 % łącznych kosztów, jednak w ostatnich dwóch latach wzrost wartości kupowanych usług przesyłowych, a w roku 2023 również znaczny wzrost cen energii spowodowały zmiany w strukturze kosztów. Udział kosztów własnych nie przekracza 45 %. W skali roku ich wzrost nie przekraczał 15%, podczas gdy wartość zakupionych usług przesyłowych wzrosła w roku 2023 o ponad 40%, a wzrost wartości zakupionej energii był blisko 3,5-krotny. Według danych podawanych przez OSD, największy wzrost kosztów dotyczył kosztów przypisanych do sieci WN, dla której największe znaczenie mają usługi przesyłowe (70-80 procent). Najmniejsze koszty przypisane są do sieci SN - w ostatnich latach 15-23%. Dla sieci WN i nN udział kosztów kształtował się podobnie, po ok. 40% do roku 2022. W latach 2023 i 2024, ze względu na znaczny wzrost opłat przesyłowych, które obciążają głównie sieć WN, udział kosztów tych sieci w łącznych kosztach dystrybucji wzrósł do 45 i 48 procent. Dla tej sieci nN, jak i dla sieci SN największą część kosztów stanowią koszty własne, oczywiście dla sieci nN są one na znacznie wyższym poziomie (ok. 2,5 razy). Do sieci niskich napięć przypisywane jest ok. 50% kosztów własnych (WN - 15-16%, SN - 33-34%) w tym, w zależności od roku, 45-49% amortyzacji oraz 47-49% wynagrodzeń.

Koszty dystrybucji w podziale na grupy napięć

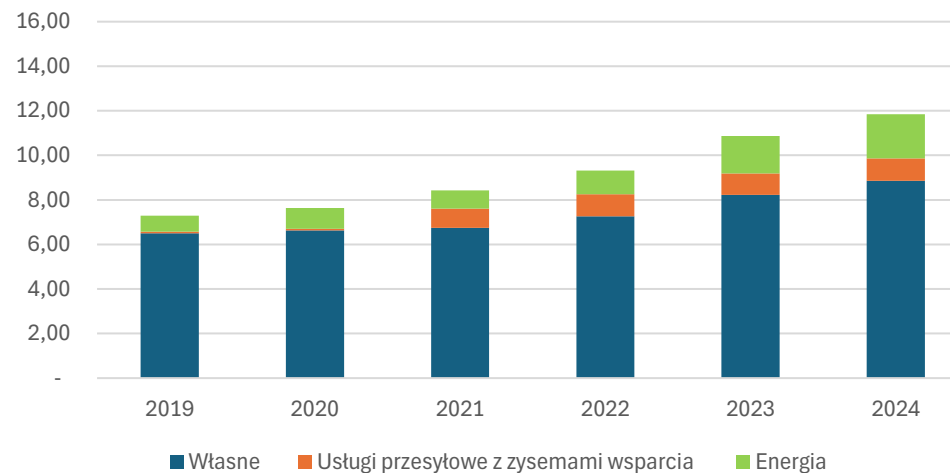
Koszty WN [mld. PLN]



Koszty SN [mld. PLN]

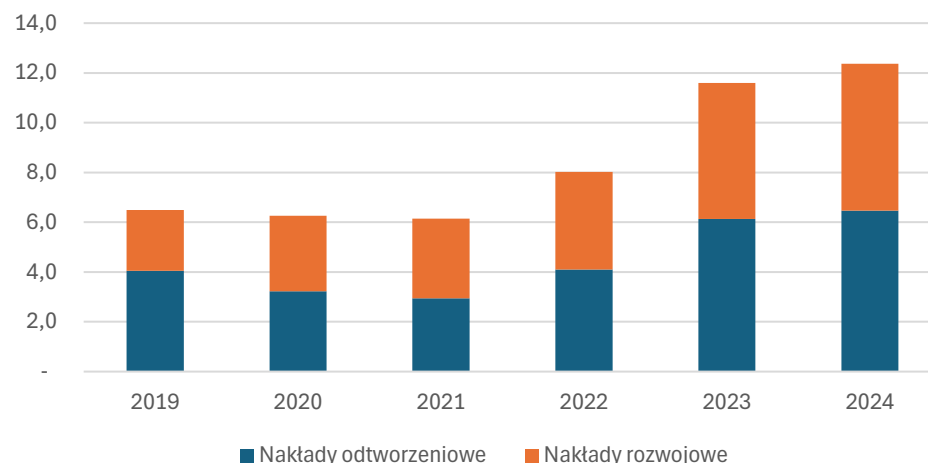


Koszty nN [mld. PLN]

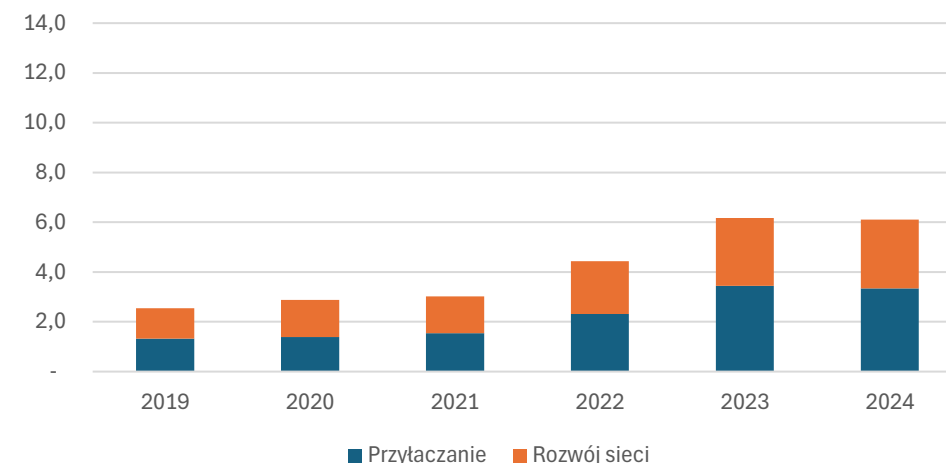


Nakłady inwestycyjne w spółkach dystrybucyjnych

Nakłady inwestycyjne OSD [mld. PLN]

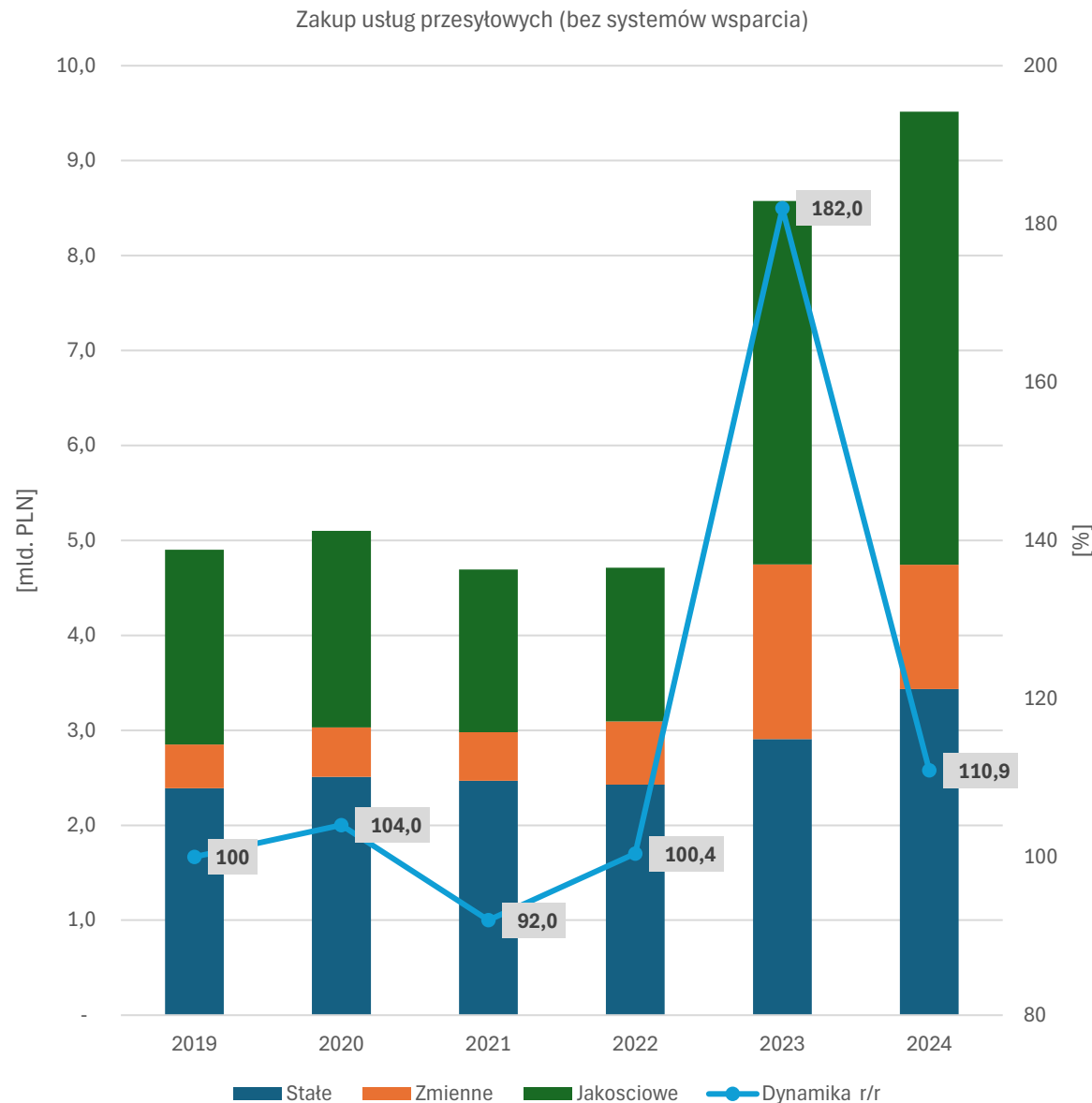


Nakłady na przyłączanie odbiorców OSD [mld. PLN]



W okresie ostatnich 6-ciu lat nakłady inwestycyjne w spółkach dystrybucyjnych wzrosły niemal dwukrotnie, przy czym wzrost w był znacznie większy dla obszaru rozwojowego - znacznie ponad dwukrotnie (240%) . Po okresie podobnego poziomu inwestowania w latach 2019-2021 nakłady inwestycyjne zaczęły rosnać o 30, 40 procent rocznie. Dane za rok 2024 nadal podlegają weryfikacji, ale wstępne dane wskazują na dalszy wzrost inwestowania. Nakłady na przyłączanie odbiorców oraz na rozwój sieci niezbędny dla dokonywania tych przyłączeń stanowią +/- 50 % działalności inwestycyjnej OSD. Około 70% nakładów na przyłączanie obejmuje najmniejszych odbiorców, w tym GD (grupa V).

Zakup usług przesyłowych



Gwałtowny wzrost wartości zakupu usług przesyłowych w roku 2023 wynikał ze wzrostu cen energii na pokrycie różnicy bilansowej, który wpływa na poziom stawek zmiennych oraz wzrostu stawek jakościowych spowodowany większymi kosztami utrzymania bezpieczeństwa. Stawki stałe również uległy wzrostowi.



Agencja Rynku Energii S.A.

**ul. Bobrowiecka 3
00-728 Warszawa**

**+ 48 22 444 20 00
biuro@are.waw.pl**

wydawca portalu



Dziękuję za uwagę Wojciech Tabiś

Opracowano na podstawie:

- Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego
- Statystyka elektroenergetyki polskiej
- Informacja statystyczna o energii elektrycznej

Przygotowali:
Hanna Mikołajuk
Kacper Galewski