



Transformacja energetyczna - nowy krajobraz sektora

SEBOR'26

17-19 marca 2026 r.

wydawca portalu

ARE – formy współpracy

W odpowiedzi na potrzeby sektora energetycznego, oferujemy kompleksowe usługi w zakresie prognoz energetycznych, analiz statystycznych, doradztwa biznesowego oraz szkoleń o funkcjonowaniu polskiego rynku energii.

Nasza oferta jest skierowana do firm energetycznych, które potrzebują precyzyjnych i rzetelnych narzędzi do podejmowania strategicznych decyzji, optymalizacji procesów oraz prognozowania przyszłych trendów w sektorze.

Prognozy energetyczne

Przygotowanie szczegółowych prognoz energetycznych, które pozwolą na:

- przewidywanie zapotrzebowania na paliwa, energię, biogaz, biometan oraz wodór w różnych horyzontach czasowych
- przewidywanie struktury mocy i wytwarzania energii elektrycznej, ciepła sieciowego (w podziale na paliwa i technologię), w różnych horyzontach czasowych
- przewidywanie cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w Polsce oraz cen węgla kamiennego, gazu ziemnego, ciepła sieciowego, paliw i energii dla odbiorców końcowych
- przewidywanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych, gazowych oraz odnawialnych źródłach energii.

Analizy statystyczne/dane statystyczne

Dostęp do wysokiej jakości, aktualnych i wiarygodnych danych, które wspierają podejmowanie decyzji w zakresie rozwoju sektora energetycznego:

- interaktywny dostęp do zasobów informacyjnych w zakresie sektora elektroenergetycznego poprzez autorski moduł ARES
- analizy statystyczne w układzie miesięcznym, kwartalnym oraz rocznym ze sprawozdań grupy G-10
- benchmarki (kosztowy i efektywnościowy) grup jednostek wytwórczych
- udostępnienie informacji o awaryjności bloków w elektrowniach KSE w okresach miesięcznych lub kwartalnych.

Szkolenia dot. polskiego rynku energii

Kompleksowe programy szkoleń dla pracowników, obejmujące tematykę rynku energii, z uwzględnieniem aktualnych regulacji oraz wyzwań transformacji energetycznej:

- zasady funkcjonowania rynku energii w Polsce
- podstawy rynku mocy w Polsce
- pomiary śladu węglowego firm i produktu w trzech zakresach w kontekście ESG
- obowiązek ograniczania zużycia energii przez jednostki publiczne.

CIRE to nie tylko portal

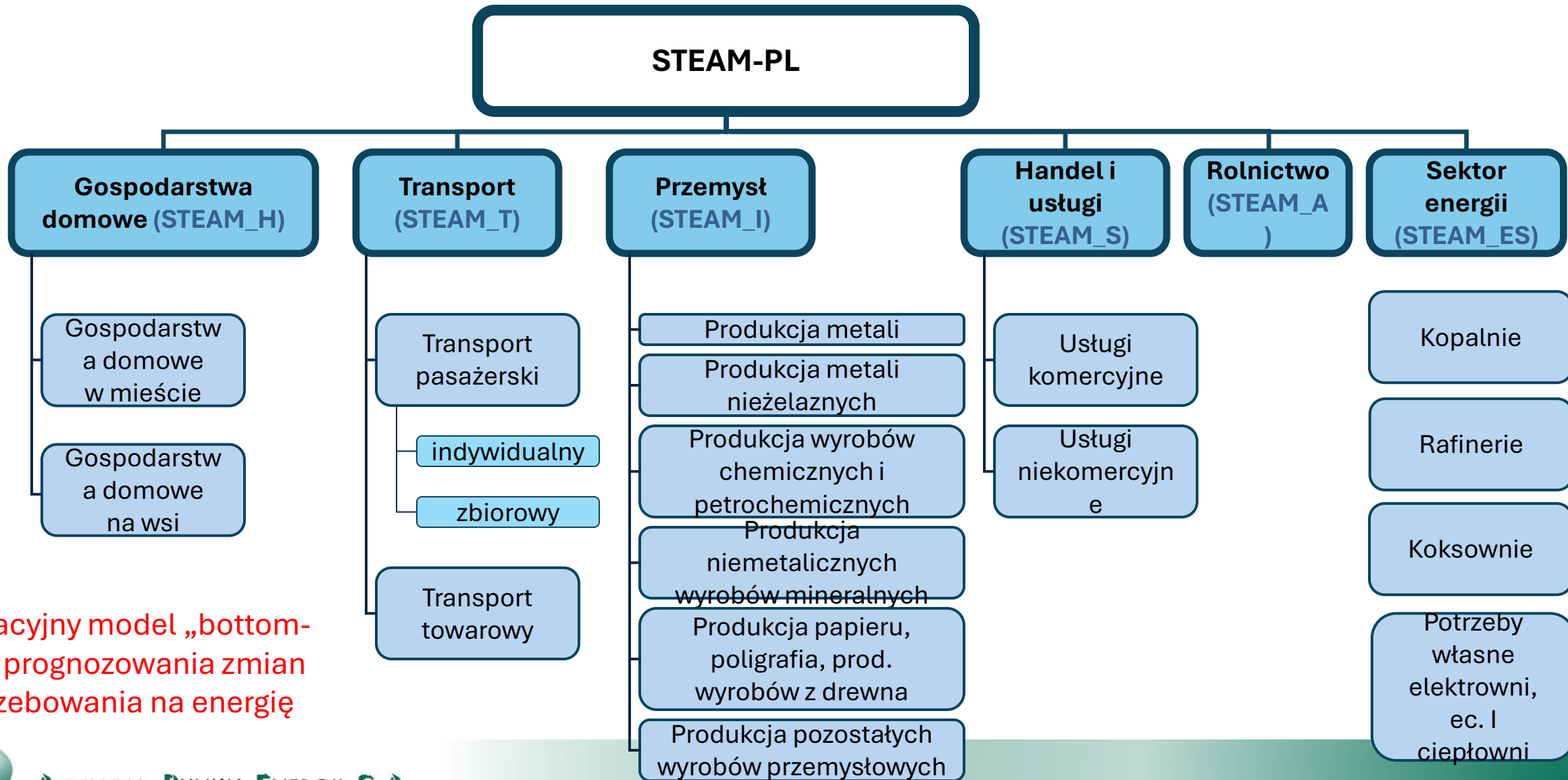
Jesteśmy obecni w mediach społecznościowych i na wydarzeniach branżowych.

Nasi dziennikarze moderują konferencje, panele, webinary i szkolenia. Stworzyliśmy też specjalistyczny kanał na YouTube, gdzie rozmawiamy z liderami opinii i komentujemy transformację energetyczną.

CIRE w cyfrach



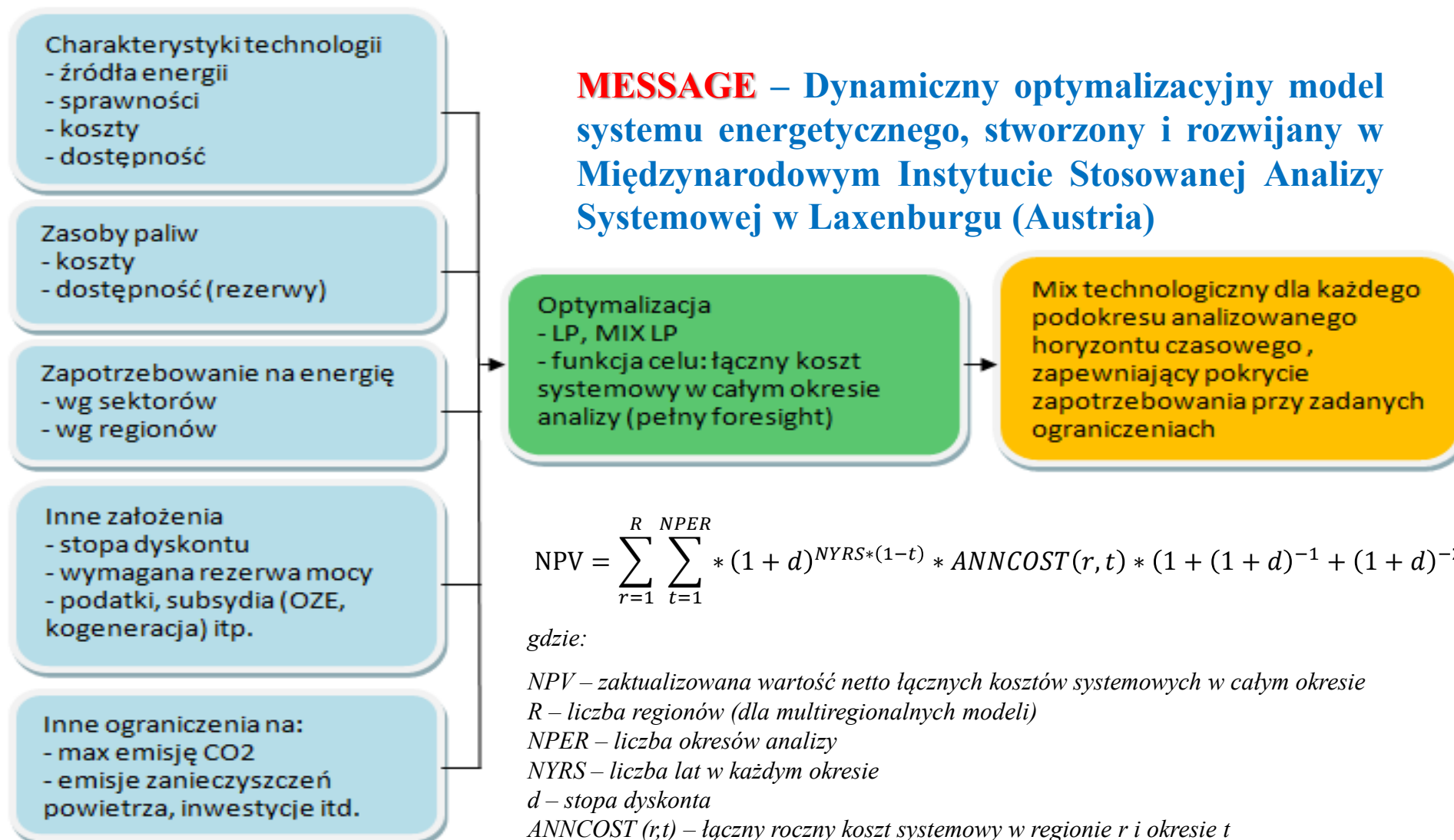
Struktura modelu STEAM-PL



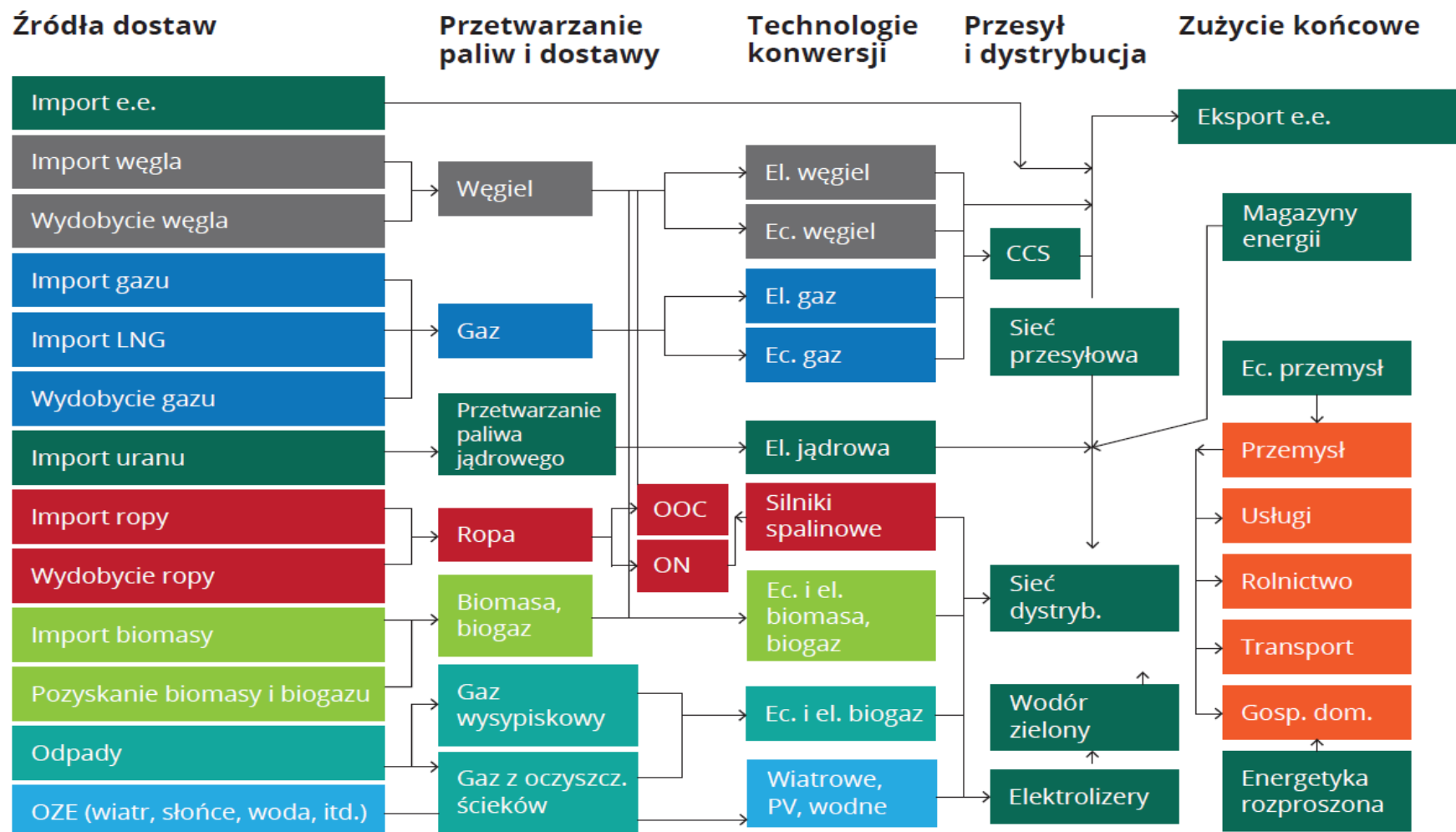
Symulacyjny model „bottom-up” do prognozowania zmian zapotrzebowania na energię finalną



MESSAGE - Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts



Struktura modelu MESSAGE-PL



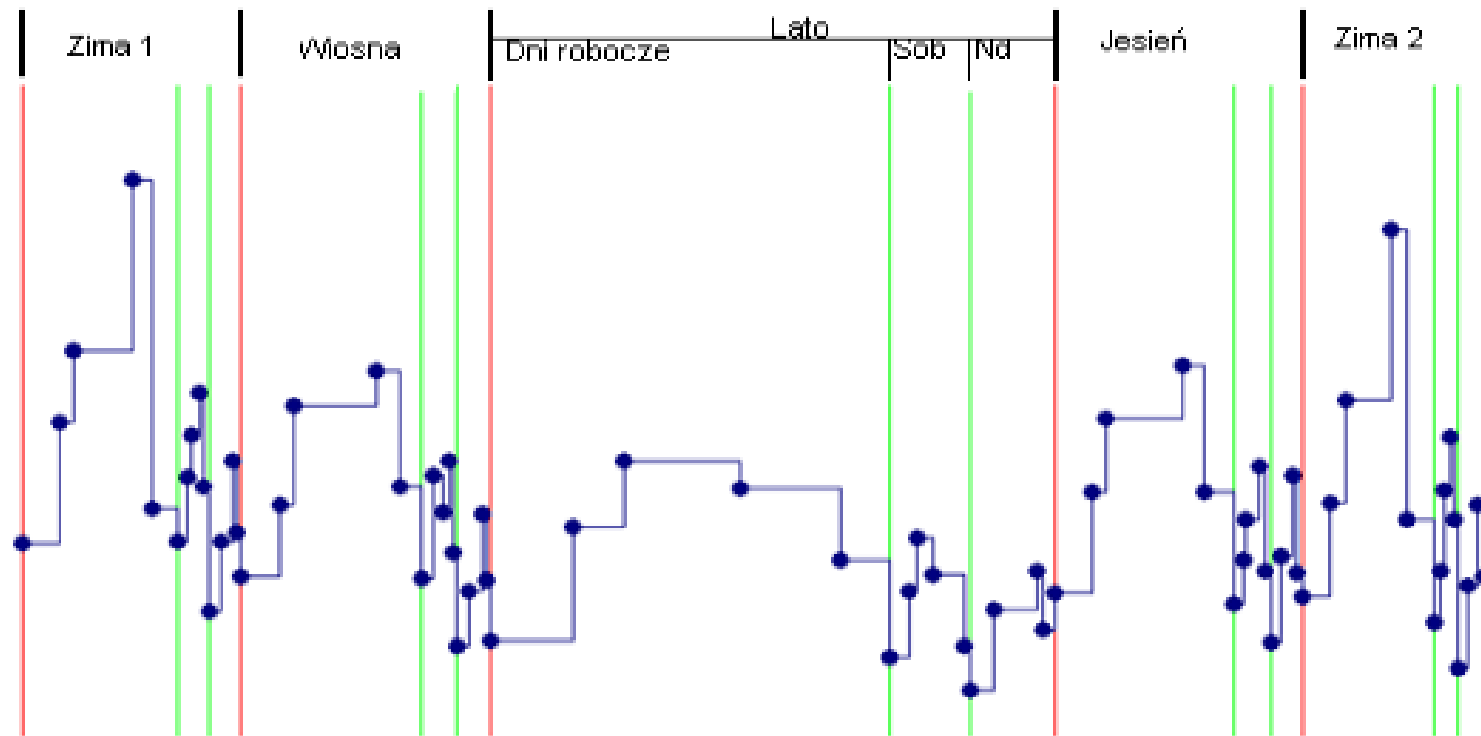
Parametry techniczno-ekonomiczne nowych jednostek

wytw.

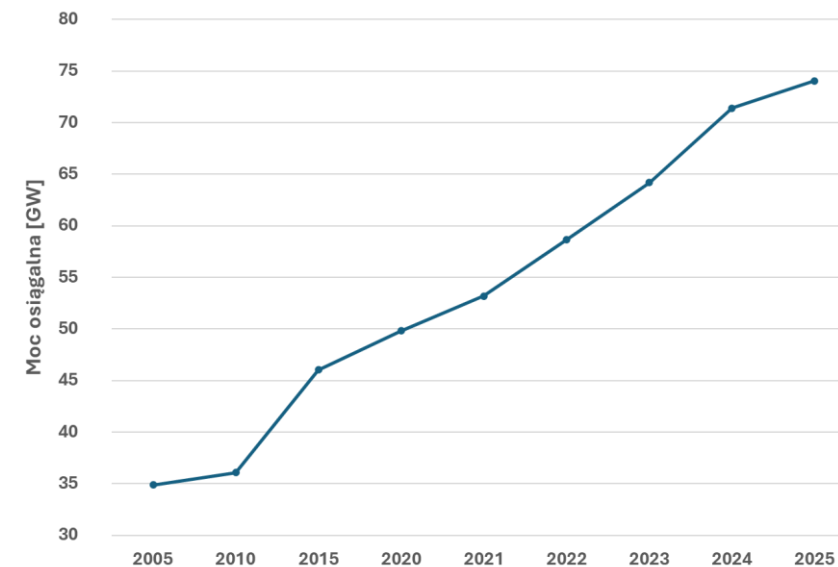
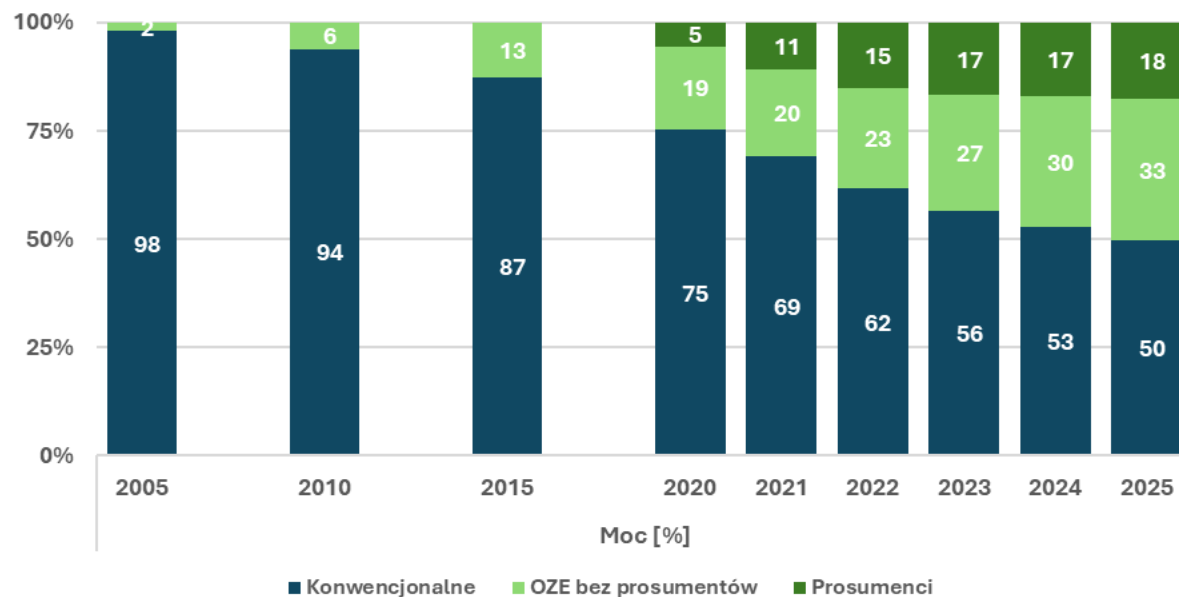
Paliwo/Technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwest. OVN	Koszty		Sprawność netto elektr. /całkowita	Techniczny czas życia	Wskaż. emisji CO ₂
			Stałe	Zmienne			
			tys.€/MW _{net}	€/MWh _{net}		Lata	kg/GJ
1.1 Węgiel brunatny - PL	2020-2050	2000	53	3,8	44	40	110
1.2 Węgiel brunatny - PL+CCS	2030-2050	3600	80	9,5**	38	40	14*
2.1 Węgiel kamienny - PC	2020-2050	1850	49	3,6	46	40	94
2.2 Węgiel kamienny - IGCC	2025-2050	2500	64	7,8	48	40	94
2.3 Węgiel kamienny - IGCC+CCS	2030-2050	3650	87	11,3**	40	40	12*
2.4 Węgiel kamienny - CHP	2020-2050	2500	53	3,6	30/80	40	94
2.5 Węgiel kamienny - CHP+CCS	2030-2050	3885	84	13,3	22/75	40	12
3.1 Gaz ziemny/Wodór# - CCGT	2020-2050	835	20	2	58-62	30	56
3.2 Gaz ziemny - CCGT+CCS	2030-2050	1500	42	4,4**	50-52	30	6*
3.3 Gaz ziemny/Wodór# - CHP CCGT	2020-2050	1055	22	2,2	52-56	30	56
3.4 Gaz ziemny//Wodór# - TG	2025-2050	500	18	6,7	40	30	56
3.5 Gaz Mikro CHP	2020-2050	2610	108	-	20/90	25	56
4.1 Jądrowa - PWR	2030-2050	4750	115	3	36	60	0
4.2 Małe reaktory jądrowe - SMR	2030-2050	6500÷5250	115	4	36	60	0
5.1 Wiatrowe na lądzie	2020-2050	1500÷1150	56	-	-	25	0
5.2 Wiatrowe na morzu	2020-2050	3050÷185	100	-	-	25	0
5.3 Duże wodne	2020-2050	3100	39	-	-	60	0
5.4 Małe wodne	2020-2050	2850	83	-	-	60	0
5.5 Geotermalne	2020-2050	7780÷6650	178	-	9	30	0
5.6 PV	2020-2050	840÷610	18	-	-	25	0
5.7 PV dachowe	2020-2050	1100÷780	22	-	-	25	0
5.8 Biogaz rolniczy - CHP	2020-2050	3650÷3050	244	-	36/85	25	0
5.9 Biogaz z oczyszcz. ścieków- CHP	2020-2050	3900	150	-	34/85	25	0
5.10 Biogaz składowiskowy - CHP	2020-2050	2000	89	-	40/85	25	0
5.11 Biomasa stała - CHP	2020-2050	3250÷3000	133	-	30/80	30	0
6.1 El. wodne pompowe	2020-2050	1350	44	-	80	60	0
6.2 Bateriajne układy magazynowania en. elektr.	2025-2050	555÷225 [€/kWh]	22	-	90	15	0
7.1 Elektrolizery	2020-2050	550÷285	30÷25	-	68÷75	30	0

Założenia

Ekwiwalentna krzywa obciążenia zastosowana w modelu MESSAGE



Struktura mocy osiągalnej elektrycznej brutto



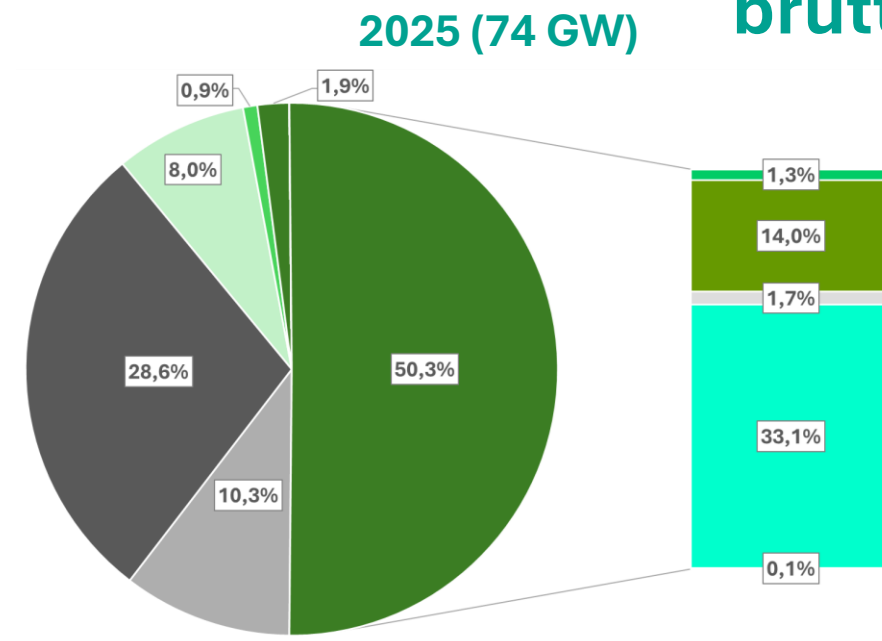
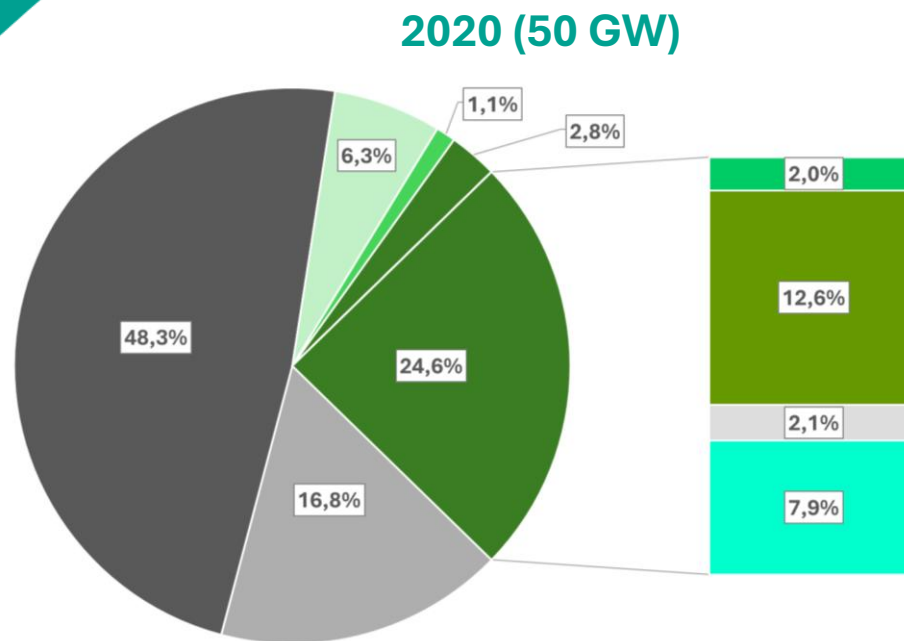
Spadek o niemal 50% udziału mocy źródeł konwencjonalnych w ostatnich 20 latach

Moc OZE + prosumenci stanowią taki sam udział jak źródła konwencjonalne

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej w 2025 r. wyniósł odpowiednio:

ok. 3040 h dla elektrowni konwencjonalnych, ok. 836 h dla fotowoltaiki i ok. 2321 h dla el. wiatrowych

Struktura mocy osiągalnej elektrycznej brutto



■ El zawodowe na węgiel brunatny
Public lignite fired plants

■ Pozostałe
Other

■ El wodne
Hydro RES

■ Fotowoltaika
Photovoltaics

■ El i ec zawodowe na węgiel kamienny
Public hard coal fired plants

■ El szczytowo-pompowe
Pumped storage

■ El wiatrowe
Wind power plants

■ Hybrydowe i inne OZE
Other RES

■ El i ec zawodowe na gaz ziemny
Public natural gas plants

■ OZE
RES

■ Biogaz/biomasa
Biogas/biomass

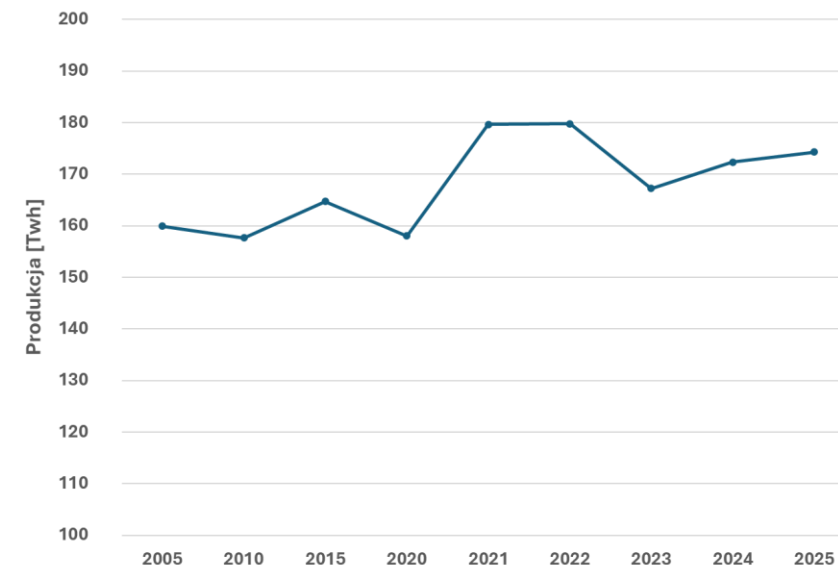
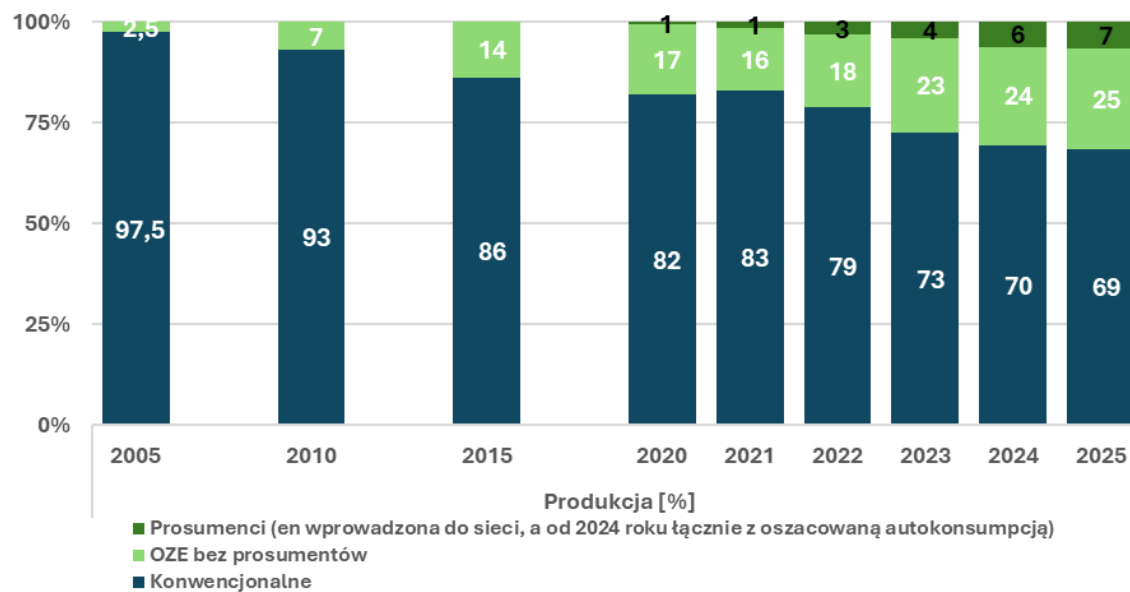
Spadek w węglowych źródłach z 32,8 GW do 28,8 GW

2020 vs 2025

Wzrost w OZE z 12,3 GW do 37,1 GW

Wzrost w fotowoltaice z 3,9 GW do 24,5 GW

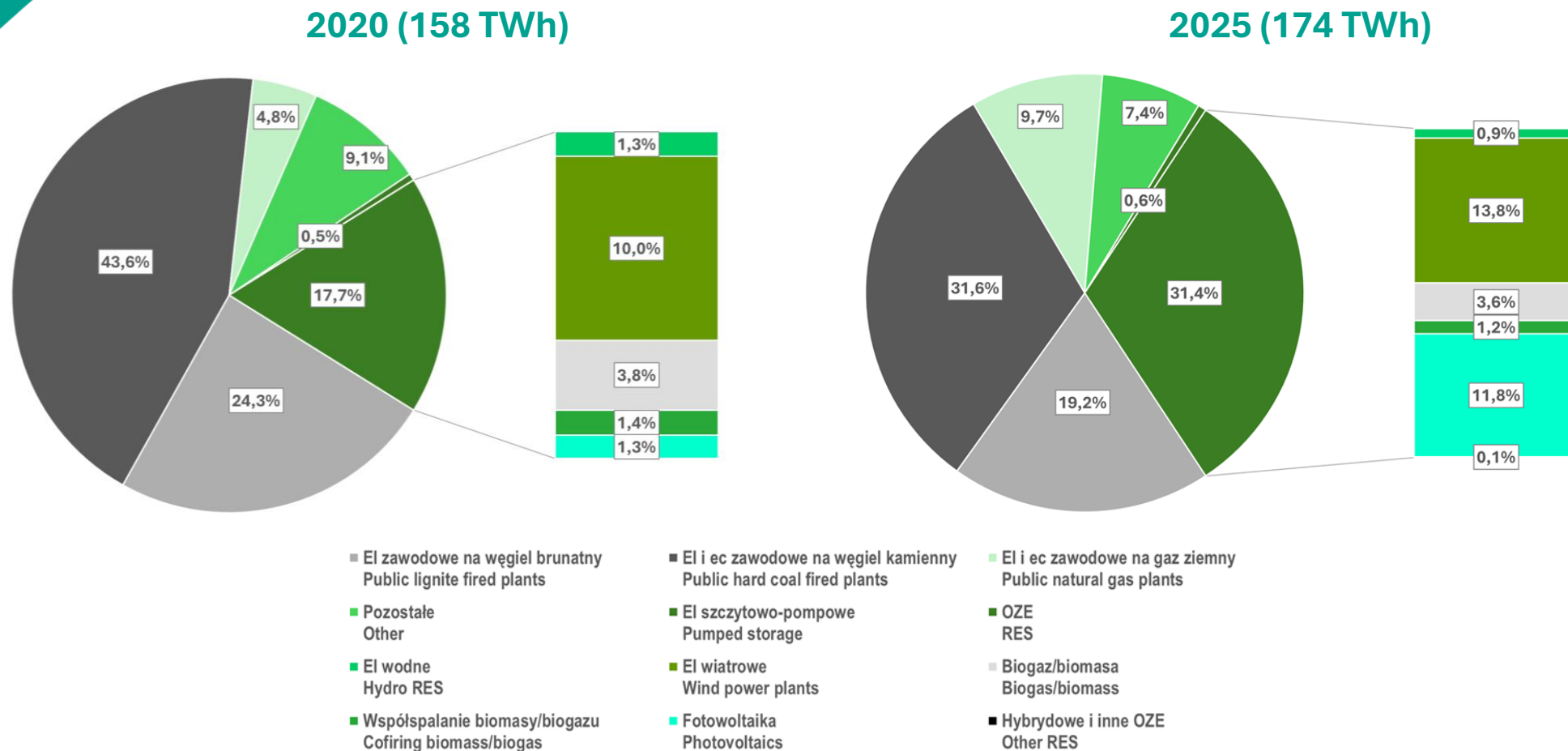
Struktura produkcji energii elektrycznej



Rosnące znaczenie OZE na przestrzeni lat

Coraz większy udział prosumentów w strukturze produkcji energii

Struktura produkcji energii elektrycznej



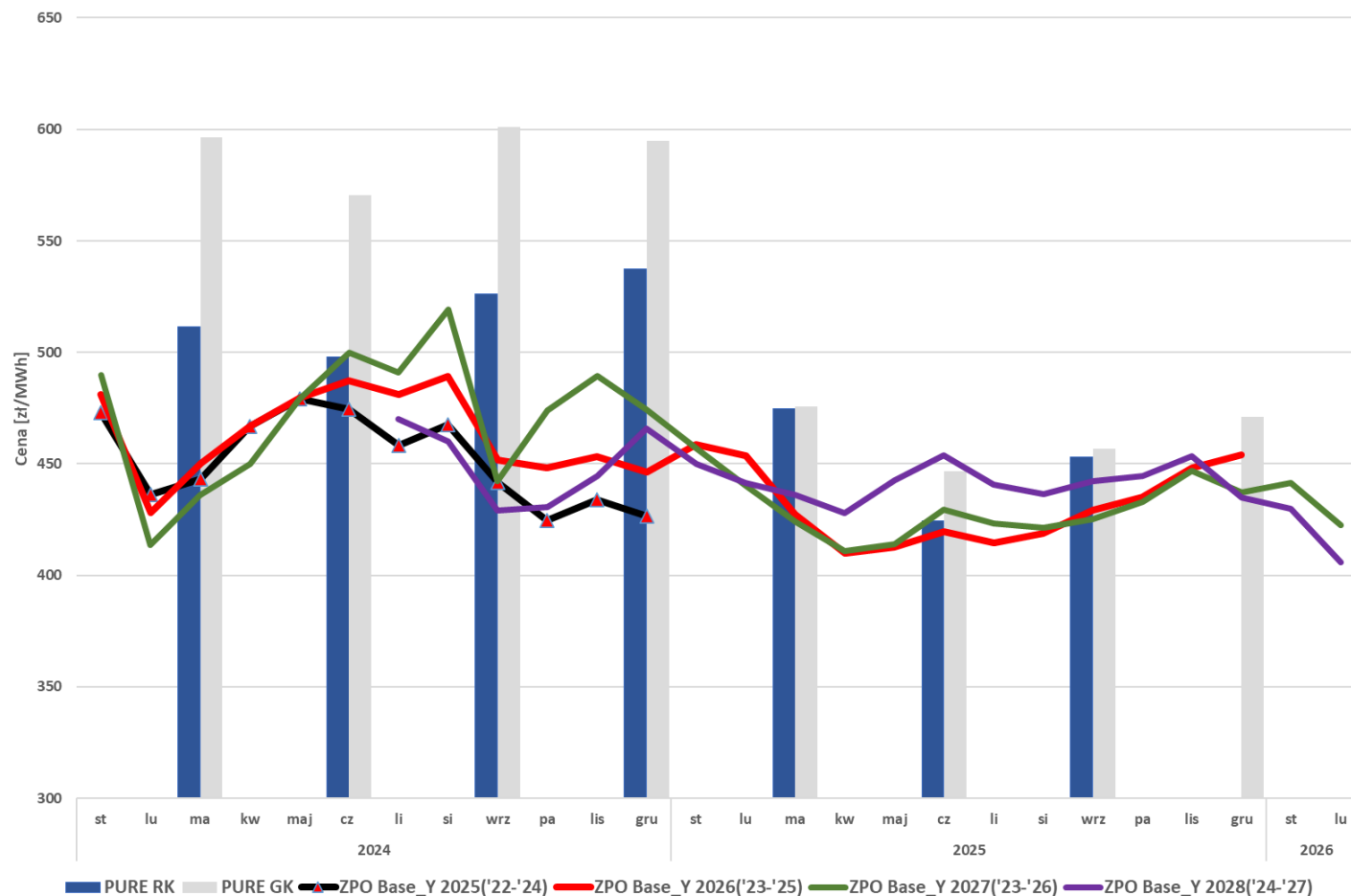
2020 vs 2025

Produkcja energii elektrycznej wzrosła z 158 TWh do 174 TWh

Odnotowano spadek ze źródeł węglowych z 107,1 TWh do 88,6 TWh

Produkcja z OZE wzrosła z 28,0 TWh do 54,7 TWh, przy wzroście z fotowoltaiki z 2,0 TWh do 20,5 TWh

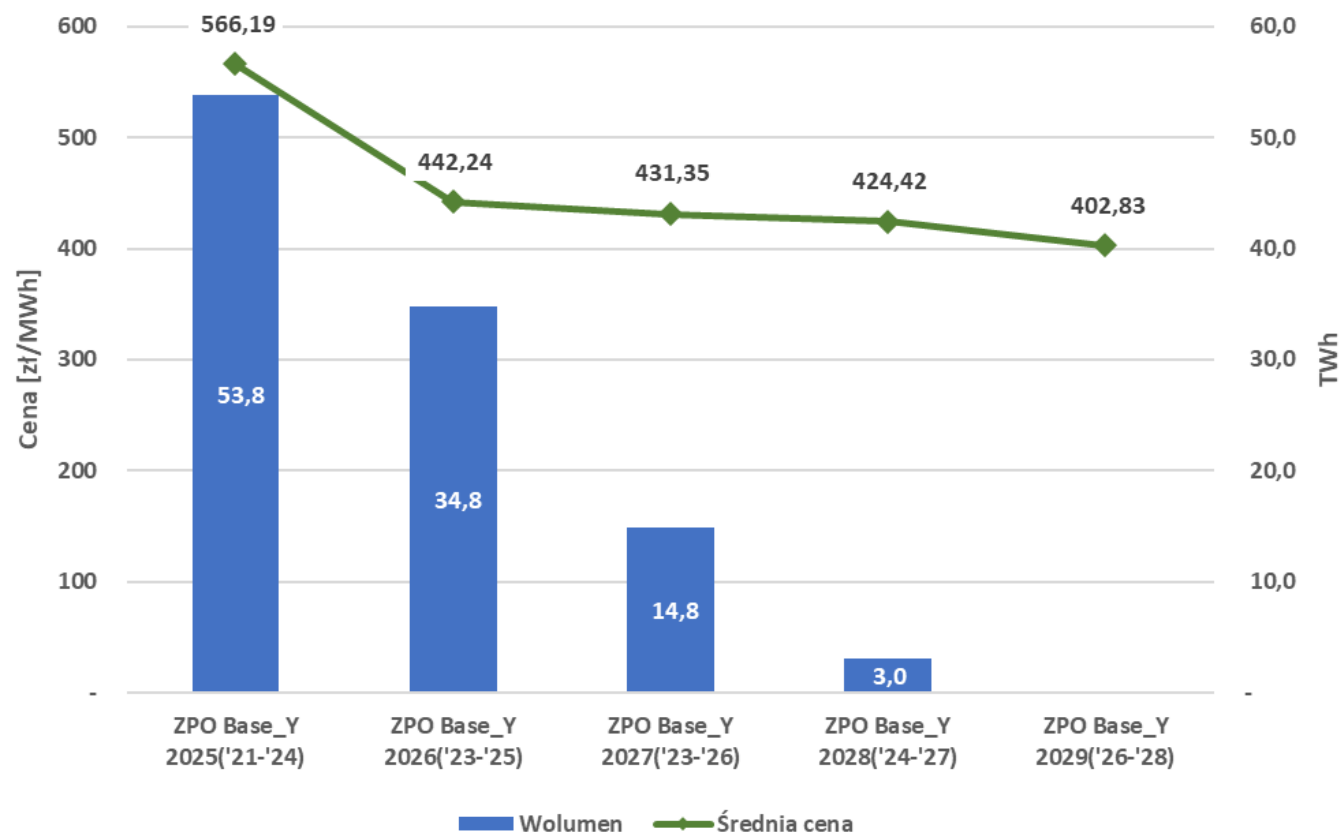
Ceny hurtowe energii elektrycznej TGE i PURE



Łączne obroty w ramach grup (w ww. kontraktach) od czasu kolejnego zniesienia obliiga giełdowego z końcem 2022 roku, w latach 2023-2025 wyniosły odpowiednio: 66,5 TWh, 99,8 TWh, 119,1 TWh (dane PURE)

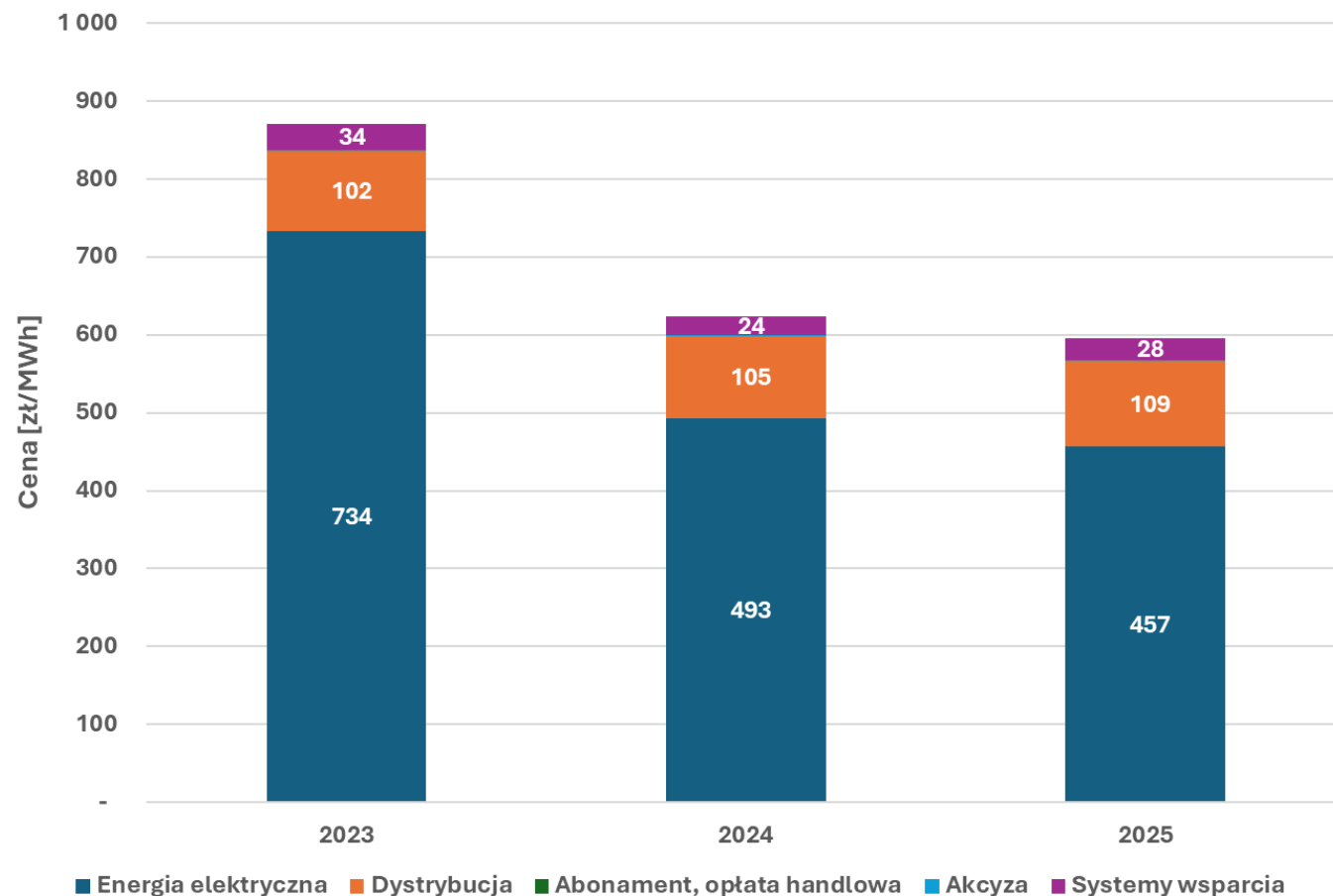
Od początku 2025 roku średnie miesięczne ceny w kontraktach BASE_Y wahały się w granicach 405 - 457 zł/MWh, wcześniej ceny osiągały wyższy poziom (max sierpień 2024 - 519 zł/MWh)

TGE - wolumeny i ceny średnie ze wszystkich notowań



Średnie ceny w kontraktach BASE_Y są dość stabilne, jednak na podstawie dotychczasowego poziomu obrotów w kontraktach rocznych na lata 2027 - 2029 (2029 - początek notowań) należy ostrożnie podchodzić do projekcji cen hurtowych ze względu na niewielkie obroty

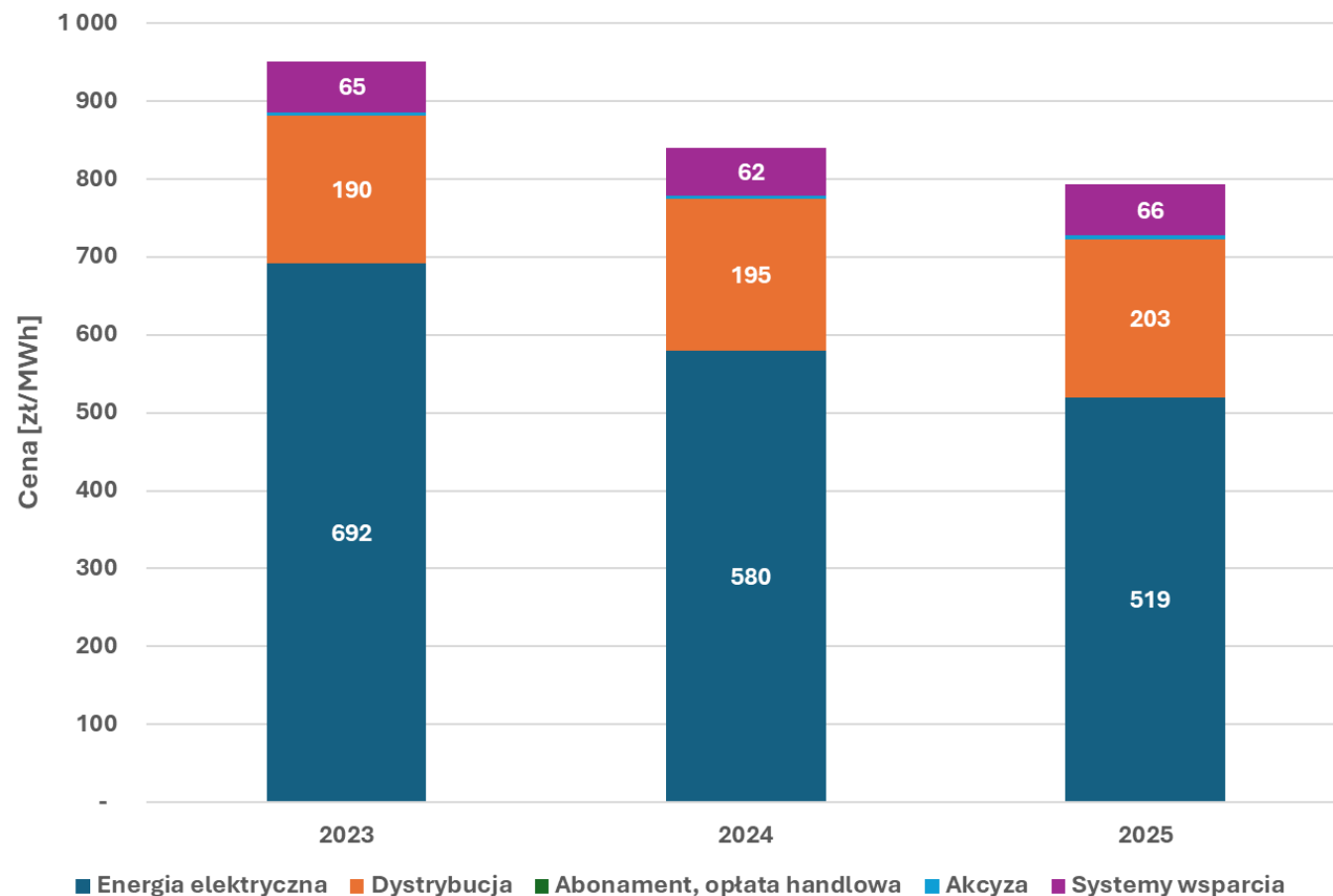
Składniki cen energii elektrycznej dla odb. końcowych, odbiorcy WN



Ceny energii [zł/MWh] dla odb. końcowych na WN: **2023 – 871,6 2024 – 624,1 2025 – 595,9**

Widoczny wyraźny spadek ceny za energię czynną, natomiast wzrost opłat dystrybucyjnych

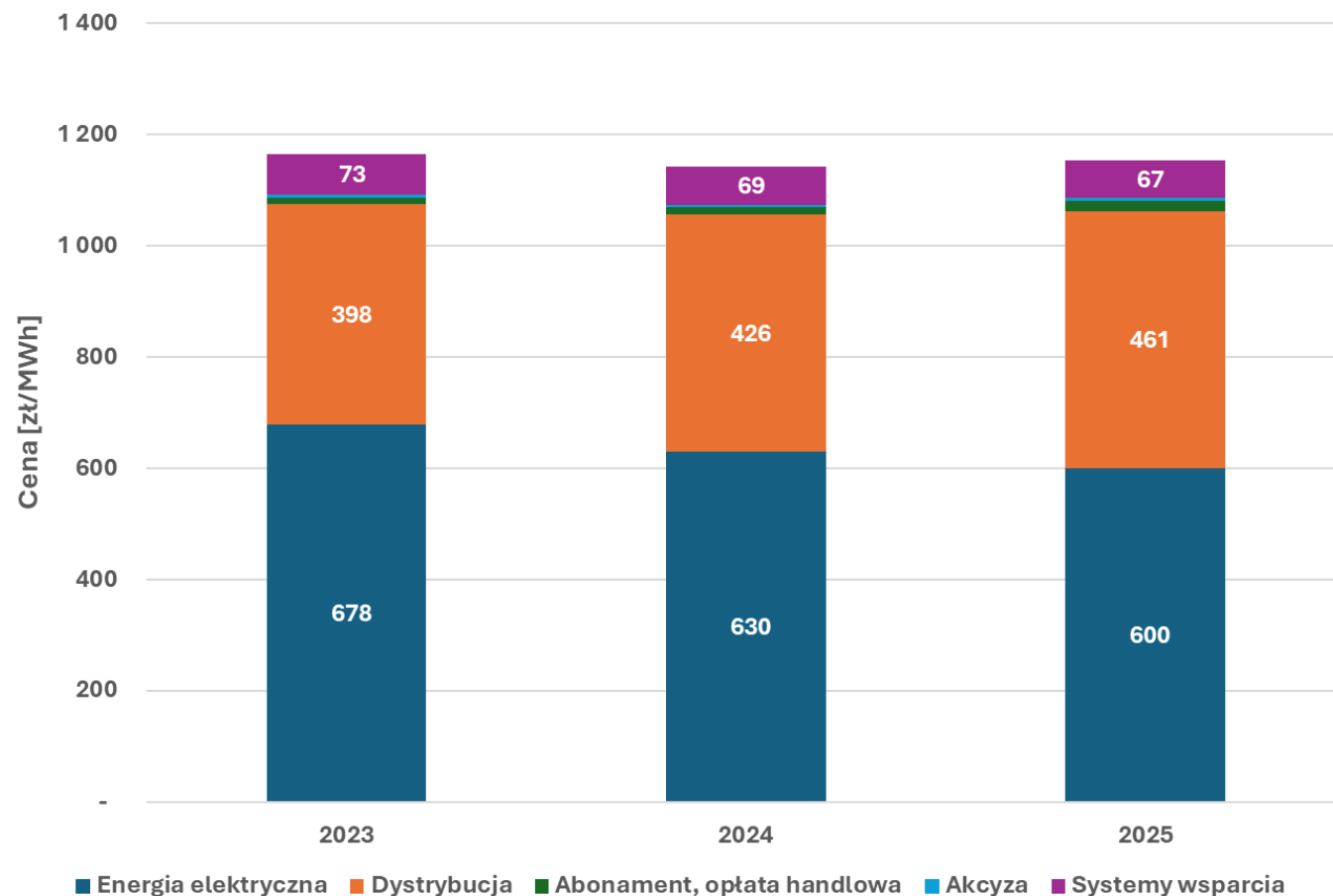
Składniki cen energii elektrycznej dla odb. końcowych, odbiorcy SN



Ceny energii [zł/MWh] dla odb. końcowych na SN: **2023 – 950,9** **2024 – 840,6** **2025 – 793,1**

Ponownie widoczny wyraźny spadek ceny za energię czynną, natomiast istotny wzrost opłat dystrybucyjnych

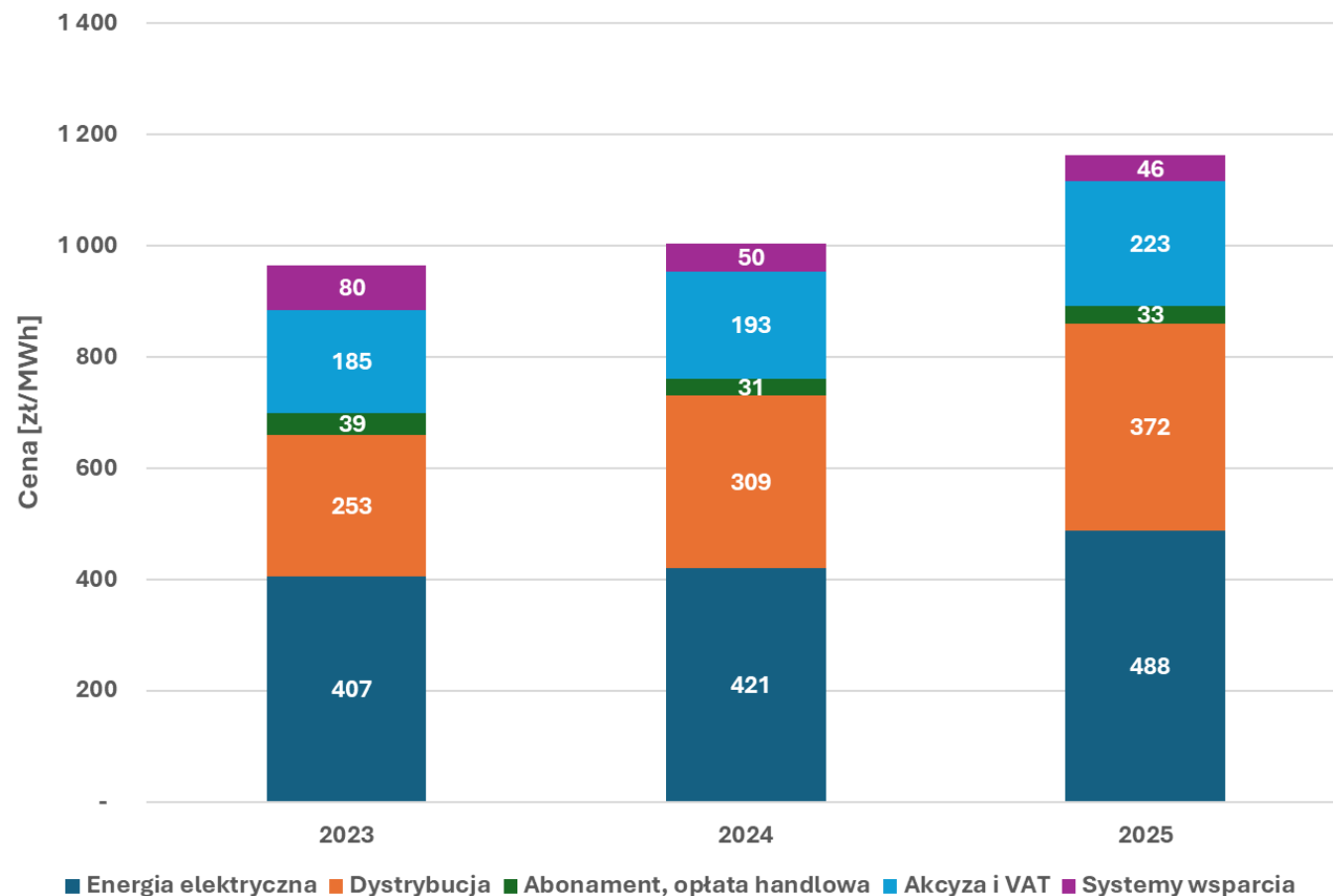
Składniki cen energii elektrycznej dla odb. końcowych, odbiorcy nN



Ceny energii [zł/MWh] dla odb. końcowych na nN: **2023** – 1 165,4 **2024** – 1 142,8 **2025** – 1 154,0

Raz jeszcze widoczny wyraźny spadek ceny za energię czynną. Na przełomie 3 analizowanych lat wzrost opłat dystrybucyjnych

Składniki cen energii elektrycznej dla odb. końcowych, odbiorcy w GD



Ceny energii [zł/MWh] dla odb. końcowych dla GD brutto* : **2023 – 964,9 2024 – 1 004,7 2025 – 1 162,3**

Wzrost składnika za energię czynną, opłaty dystrybucyjne i akcyzę. Istotny spadek składnika za systemy wsparcia.

*z uwzględnieniem podatku VAT

	Liczba (szt)	Moc zainstalowana (kW)	Pojemność (kWh)
Podział wg mocy			
<0,05 MW	112 465	555 577	1 376 771
w tym prosumenci	110 985	546 263	1 357 957
0,05 – 10 MW	5 226	60 674	131 157
>10 MW	5	1 699 585	7 339 000

Stan na 31.12.2025

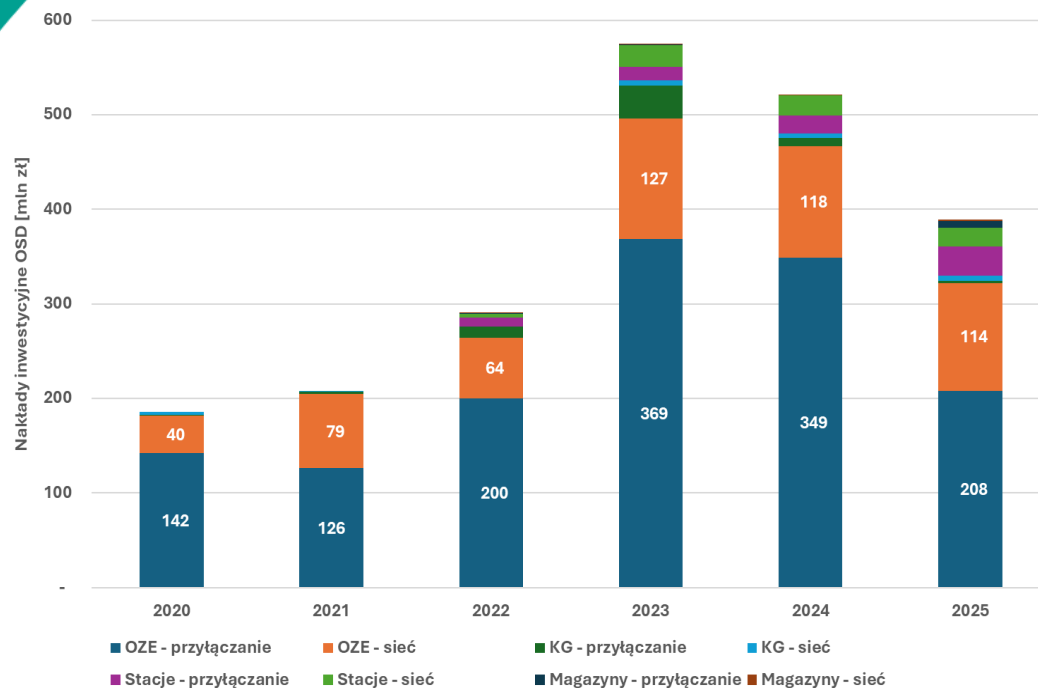
Segment mikroinstalacji (<0,05 MW) stanowi absolutną większość pod względem liczby instalacji – są to głównie instalacje u prosumentów energii odnawialnej

Średni segment (0,05-10 MW) charakteryzuje się relatywnie niewielką liczbą instalacji ze średnią mocą jednostkową 12 kW na instalację

Duże instalacje (>10 MW) – są to magazyny energii elektrycznej w technologii elektrownia szczytowo - pompowa

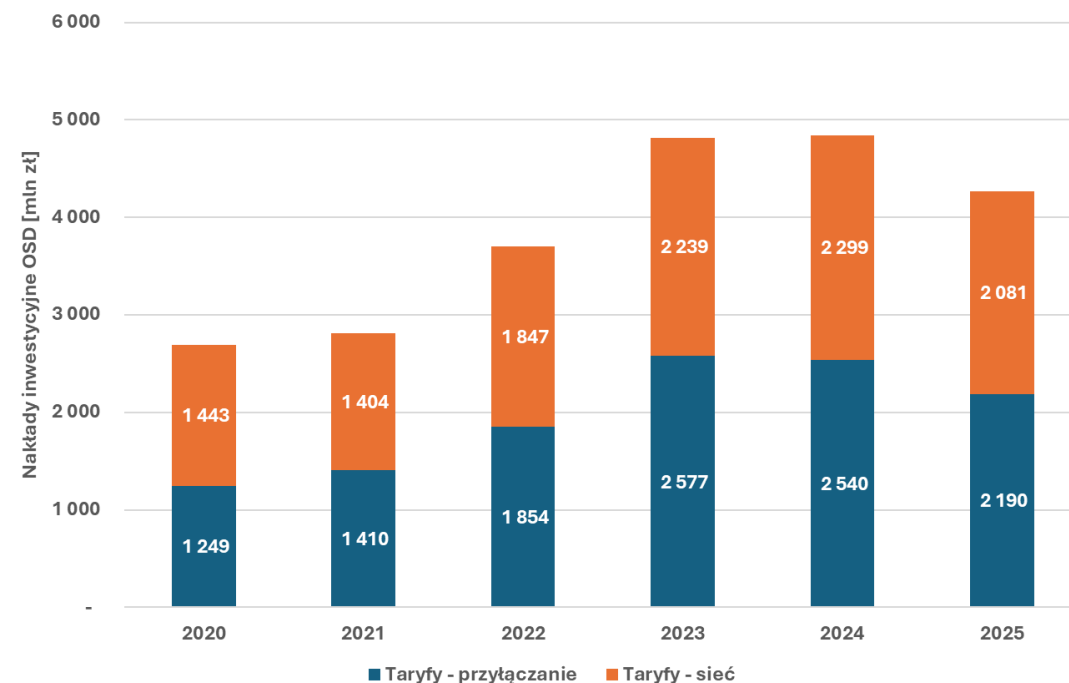
Nakłady inwestycyjne na przyłączenie, OSD

Nowe rodzaje instalacji



(max. 574 mln zł w 2023 r.)

Odbiorcy końcowi taryfowi



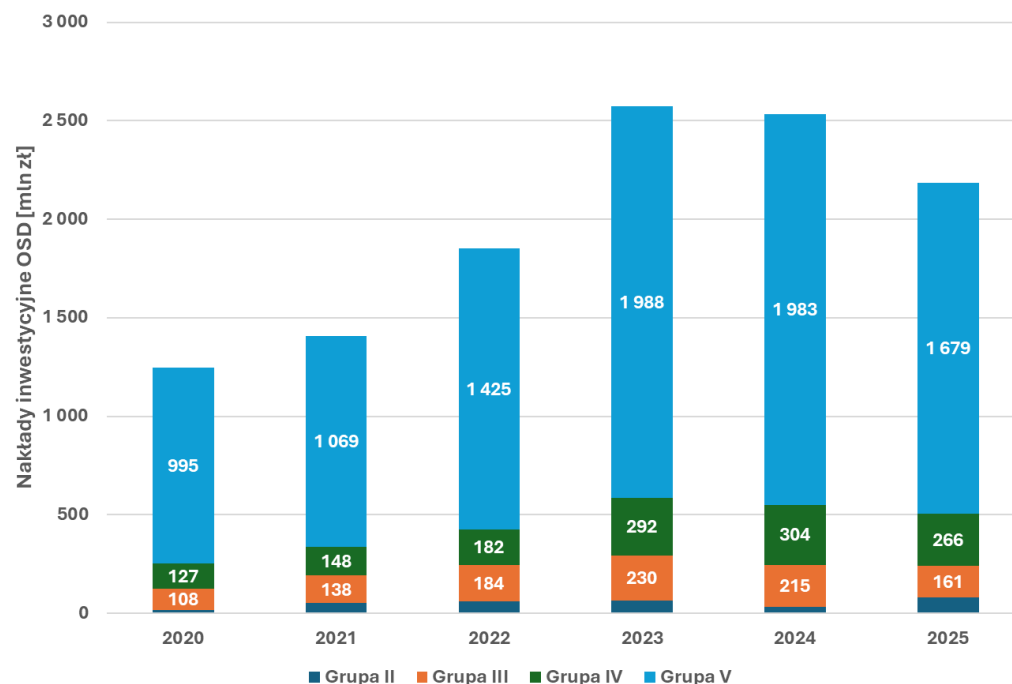
(max. 4 816 mln zł w 2023 r.)

Rok 2025 - dane wstępne, mogą ulec zmianie

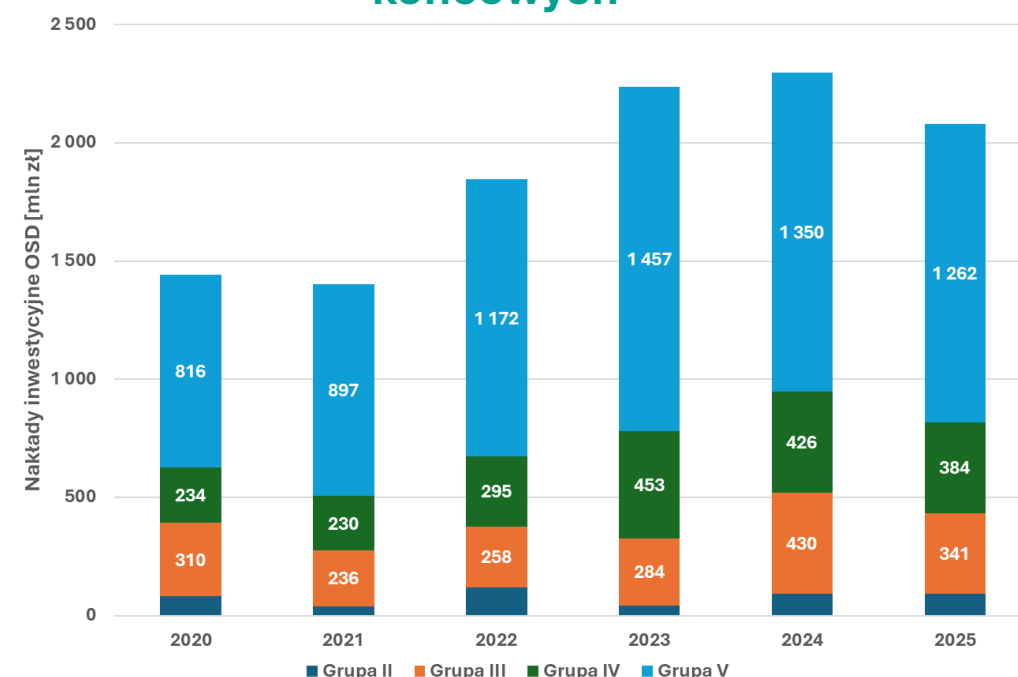
W latach 2021- 2024 nakłady na przyłączenia (przyłącza + rozbudowa sieci) kształtowały się w granicach 45-50% łącznych nakładów inwestycyjnych OSD

Nakłady inwestycyjne na przyłączanie wg grup taryfowych, OSD

Na przyłączanie odbiorców końcowych



Na sieć w związku z przyłączaniem odbiorców końcowych



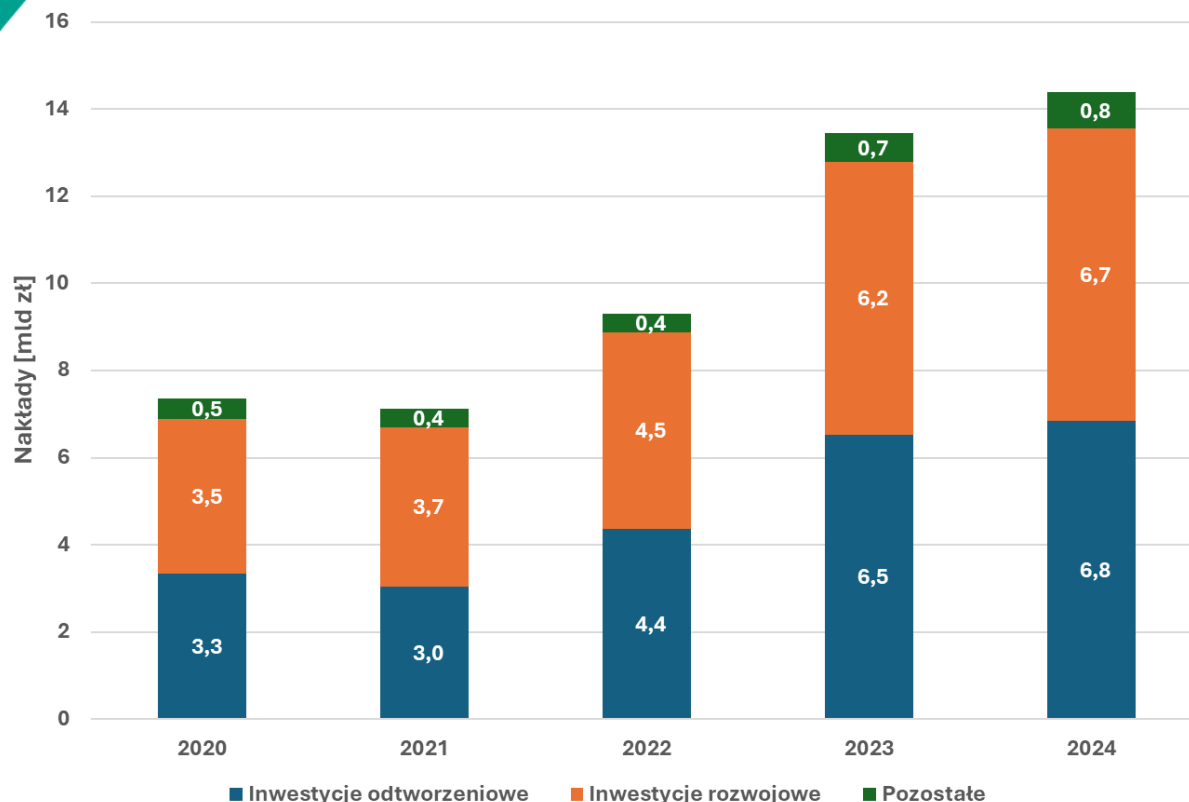
Grupa II: Przyłączenia do sieci 110 kV

Grupa III: Przyłączenia do sieci o napięciu > 1 kV, ale < 110 kV (średnie napięcie)

Grupa IV: Przyłączenia do sieci 1 kV lub niższej, o mocy przyłączeniowej > 40 kW (większe firmy, rolnictwo)

Grupa V: Przyłączenia do sieci 1 kV lub niższej, o mocy < 40 kW (gospodarstwa domowe, małe firmy)

Nakłady inwestycyjne OSD i OSP



Na podstawie danych przekazywanych przez OSD i OSP

Łączne nakłady OSD i OSP w latach 2020 – 2024 wyniosły 37,23 mld zł

W 2025 r. najwięksi OSD zakładali zwiększenie inwestycji, podczas gdy PSE planowało utrzymanie ich na poziomie z roku poprzedniego (2 mld zł). Enea Operator deklaruwał wzrost do ok. 2,7 mld zł, Energa-Operator – do ok. 3 mld zł, a Tauron Dystrybucja – do ok. 3,7 mld zł.*

W scenariuszu „Inwestycje konieczne” w Karcie Efektywnej Transformacji prognozowane nakłady OSD oszacowano łącznie na 129,5 mld zł w latach 2023–2030, przy wzroście z ok. 13,1 mld zł w 2023 r. do 20,3 mld zł w 2030 r.*

W latach 2027 – 2036 planowane nakłady inwestycyjne PSE wyniosą 65,90 mld zł, a w latach 2037 – 2040 wyniosą 7,20 mld zł**

*Źródło: Raport Infrastruktura Energetyczna WĄSKIE GARDŁO TRANSFORMACJI. INWESTYCJE W SIECI, www.wnp.pl/wnp-economic-trends

**Źródło: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036, www.pse.pl

Moc zainstalowana instalacji OZE i magazynów energii elektrycznej planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

		Łączna moc planowana	FWL	PV	MFW	MEE*	SD		
							FWL	PV	MEE
Sieć przesyłowa	Zawarto umowy o przyłączenie	27,3	1,7	7,2	8,5	8,5	0,4	0,3	0,7
	Wydano warunki przyłączenia	121,9	2,6	12,3	8,8**	39,1	22,8	16,4	19,9
Sieć dystrybucyjna	Planowane do przyłączenia do sieci 110kV (warunki przyłączenia uzgodnione pomiędzy OSP i OSD)	38,2	3,9	12,4	-	21,9			
	Planowane do przyłączenia do sieci SN (a) szacunki; b) bez nowych instalacji prosumenckich	17,6	0,8	12,1	-	4,7			
Razem		205,0	9,0	44,0	17,3	74,2	23,2	16,7	20,6

Stan na 31.12.2025 [GW]

FWL – farmy wiatrowe lądowe, PV – instalacje fotowoltaiczne, MFW – morskie farmy wiatrowe, MEE – magazyny energii elektrycznej, SD – systemy dystrybucyjne planowane do przyłączenia do sieci przesyłowej, * – Wartość mocy rozładowania magazynów energii elektrycznej, ** – Wydane wstępne warunki przyłączenia

Założenia

Liczba ludności/mieszkańców [mln]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ogółem	38,1	38,0	38,0	38,0	38,0	37,9	37,5	37,0	36,5	35,9
Miasto	23,4	23,1	22,9	22,7	22,7	22,6	22,1	21,5	21,0	20,4
Wieś	14,7	14,9	15,1	15,3	15,3	15,3	15,4	15,5	15,5	15,5

Założenia

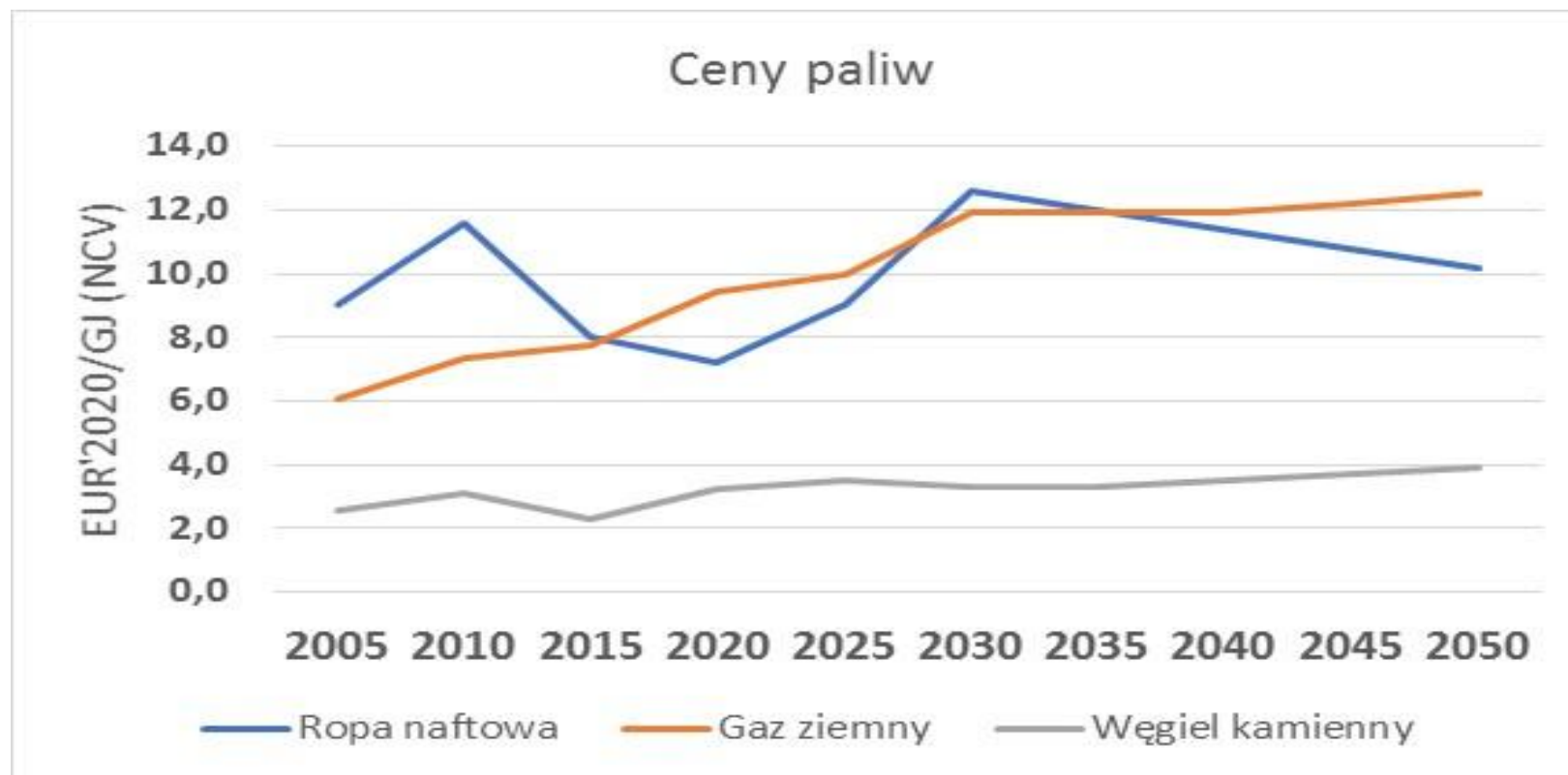
Liczba gospodarstw domowych

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ogółem	12 776	13 471	13 962	15 016	15 694	16 088	16 577	16 971	17 173	17 337
Miasto	8 580	9 088	9 398	10 154	10 598	10 793	11 058	11 258	11 298	11 324
Wieś	4 196	4 383	4 564	4 862	5 096	5 295	5 519	5 713	5 876	6 014

Liczba osób przypadających na jedno gospodarstwo domowe

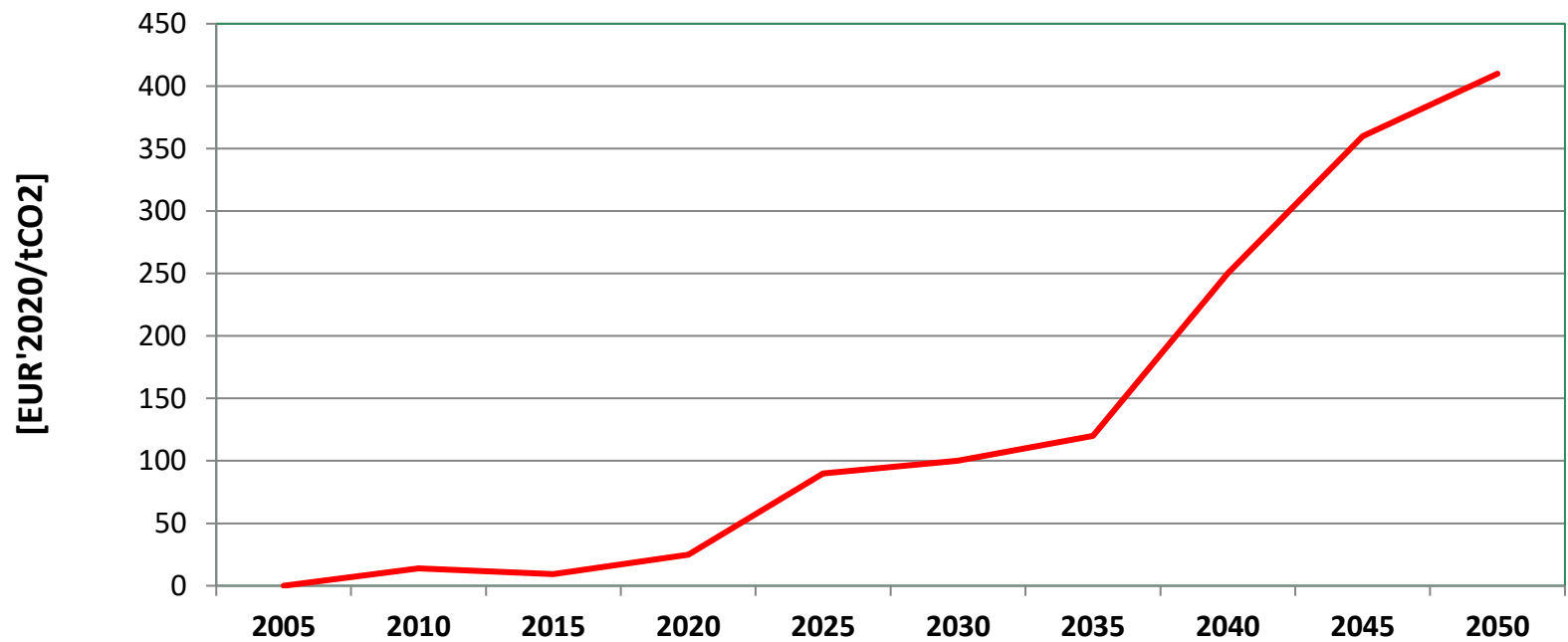
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ogółem	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	2,1
Miasto	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8
Wieś	3,5	3,4	3,3	3,1	3,0	2,9	2,8	2,7	2,6	2,6

Założenia



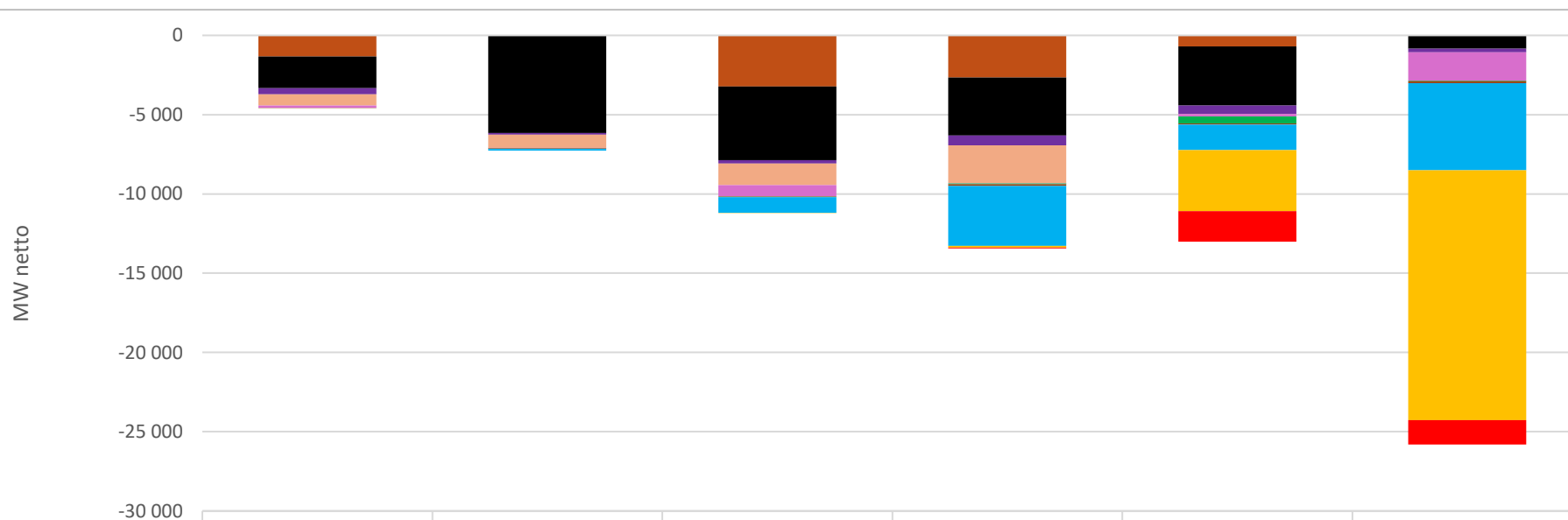
Źródło: Wytyczne KE

Założenia Ceny CO₂



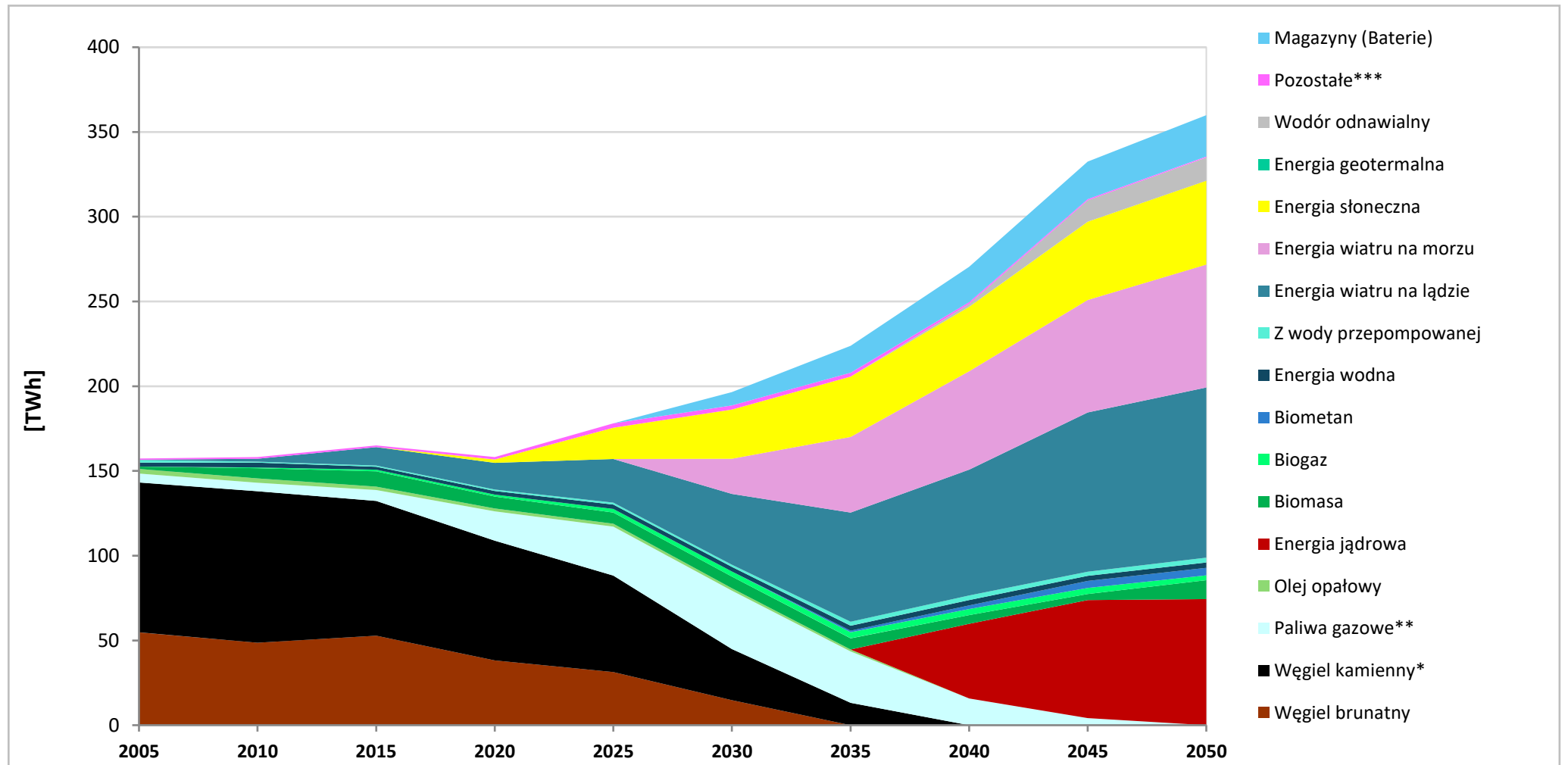
[illegible]

Trwałe odstawienia jednostek wytwórczych

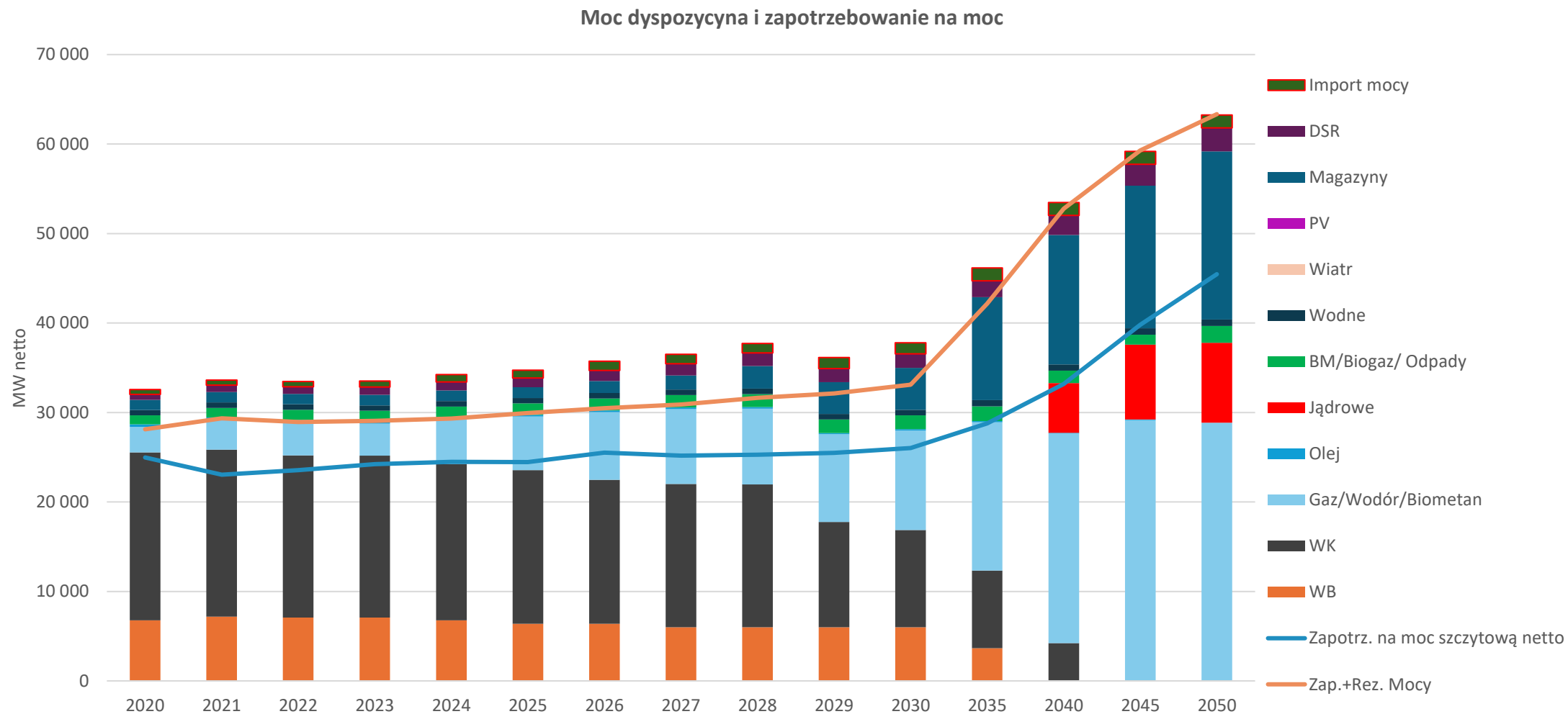


	2022-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
■ Magazyny en.	0	0	0	-50	-1 925	-1 541
■ Fotowoltaika	0	0	0	-108	-3 853	-15 765
■ EL_Wiatr	0	-121	-987	-3 778	-1 613	-5 497
■ EL i EC_Biogaz	-11	-28	-45	-109	-63	-128
■ EL i EC_Biomasa	0	-1	-2	-57	-454	-21
■ EC_Gaz	-144	-35	-722	-6	-147	-1 793
■ EC_WK	-720	-821	-1 354	-2 384	0	0
■ EC_Przemysł	-388	-121	-217	-622	-529	-223
■ EL_Gaz	0	0	0	0	0	0
■ EL_WK	-1 982	-6 150	-4 643	-3 659	-3 728	-844
■ EL_WB	-1 340	0	-3 222	-2 661	-702	0

Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa



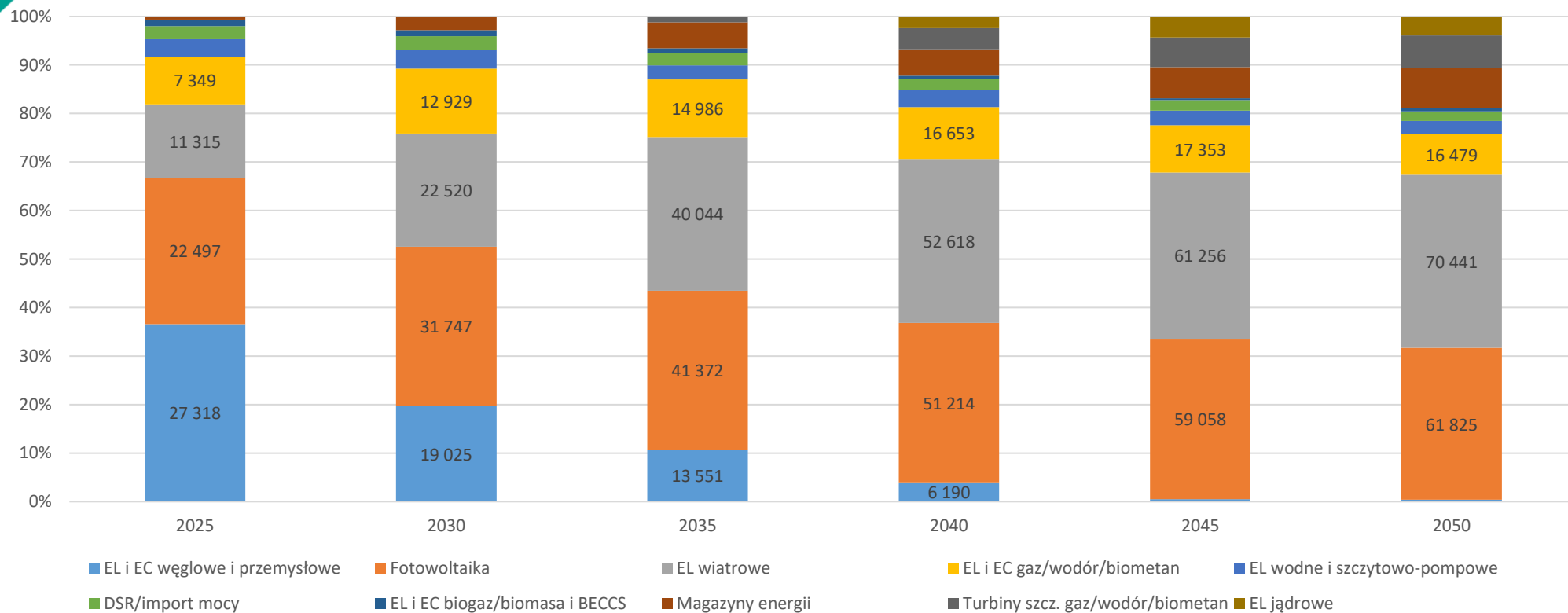
Zapotrzebowanie na moc



Zapotrzebowanie na moc

	WB	WK	Gaz/Wód ór odnawialn y/Biometa n	Olej	Jądrowe	BM/Bioga z/ Odpady	Wodne	Wiatr	PV	Magazyny	DSR	Import mocy	Zapotrz. na moc szczytowa netto	Moc dyspozycy jna
2020	6 768	18 781	2 837	281	0	1 020	596	0	0	1 131	615	540	24 454	32569
2021	7 181	18 678	3 306	281	0	1 070	597	0	0	1 179	755	580	25 518	33626
2022	7 093	18 119	3 724	244	0	1 131	599	0	0	1 179	790	600	25 168	33478
2023	7 093	18 093	3 571	244	0	1 193	601	0	0	1 182	870	660	25 278	33507
2024	6 765	17 470	4 994	206	0	1 235	602	0	0	1 202	950	810	25 496	34235
2025	6 396	17 159	6 003	169	0	1 282	605	0	0	1 214	1 030	878	26 029	34735
2026	6 396	16 091	7 568	169	0	1 340	608	0	0	1 337	1 180	1 050	26 498	35740
2027	5 999	16 024	8 358	169	0	1 407	611	0	0	1 559	1 320	1 050	26 862	36496
2028	5 999	15 969	8 459	169	0	1 463	614	0	0	2 528	1 470	1 050	27 517	37721
2029	5 999	11 773	9 810	131	0	1 506	617	0	0	3 548	1 520	1 250	27 938	36153
2030	5 999	10 867	11 129	131	0	1 544	620	0	0	4 697	1 560	1 250	28 783	37796
2035	3 669	8 662	16 575	131	0	1 648	686	0	0	11 518	1 815	1 450	33 194	46155
2040	0	4 229	24 712	84	5 555	1 402	700	0	0	14 462	2 175	1 450	39 802	54768
2045	0	0	31 632	84	8 375	1 110	714	0	0	15 920	2 400	1 450	45 454	61685
2050	0	0	34 260	0	8 939	1 863	729	0	0	18 799	2 606	1 450	48 989	68647

Moce wytwórcze w perspektywie 2025 - 2050



	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EL i EC węglowe i przemysłowe	27 318	19 025	13 551	6 190	891	770
Fotowoltaika	22 497	31 747	41 372	51 214	59 058	61 825
EL wiatrowe	11 315	22 520	40 044	52 618	61 256	70 441
EL i EC gaz/wodór/biometan	7 349	12 929	14 986	16 653	17 353	16 479
EL wodne i szczytowo-pompowe	2 775	3 628	3 658	5 413	5 443	5 473
DSR/import mocy	1 908	2 810	3 265	3 625	3 850	3 850
EL i EC biogaz/biomasa i BECCS	988	1 188	1 221	1 060	629	1 388
Magazyny energii	483	2 750	6 753	8 500	11 500	16 374
Turbiny szcz. gaz/wodór/biometan	0	0	1 522	6 983	10 914	13 184
EL jądrowe	0	0	0	3 510	7 740	7 740

Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych w podziale na sektory [mln EUR'2020]

sektor		2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2036- 2040	2041- 2045	2046- 2050	suma
Łączne nakłady inwestycyjne		155 844	185 209	188 771	195 301	133 998	119 821	978 944
Przemysł		7 000	8 000	10 000	11 000	10 000	9 000	55 000
Transport		41 736	33 976	30 000	25 000	15 000	10 000	155 712
Gospodarstwa domowe		17 824	16 206	17 343	21 318	21 454	22 131	116 275
Usługi		2 287	1 825	1 601	1 543	1 300	1 170	9 725
Rolnictwo		5 588	5 154	4 573	3 958	3 406	2 905	25 585
Sektor energetyczny	produkcja energii elektrycznej	35 981	50 456	58 751	84 327	52 042	46 624	328 181
	przesył i dystrybucja energii elektrycznej	4 300	29 320	34 800	21 500	14 900	12 500	117 320
Sektor ciepłowniczy	Produkcja ciepła	1 278	1 573	2 202	2 154	696	491	8 395
	Dystrybucja ciepła	8 000	11 000	11 000	10 000	7 000	7 000	54 000
Sektor gazowy (w tym biometan)		20 000	14 700	10 000	8 000	4 000	4 000	60 700
Sektor paliw płynnych		9 926	9 500	5 000	4 000	3 000	3 000	34 426
Górnictwo		1 923	3 500	3 500	2 500	1 200	1 000	13 623

Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld EUR'2020]

Przesył i dystrybucja	2021-2025	2025-2030	2030-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2021-2050
Łącznie	4,3	29,3	34,8	21,5	14,9	12,5	117,3
Sieć przesyłowa	1,9	7,8	6,4	6,5	6,2	5,0	33,8
Sieć dystrybucyjna	2,4	21,5	28,4	15,0	8,7	7,5	83,5

Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2020/MWh]

Rok	Koszt kapitałowy	Koszt stały O&M	Koszt zmienny O&M	Koszt paliwa	Koszt emisji CO ₂	Koszt wytwarzania e.e.
2020	18,6	13,9	3,7	21,9	18,5	76,7
2025	23,1	13,3	2,0	32,8	45,3	116,5
2030	38,4	14,7	1,5	22,7	30,6	107,9
2035	51,5	15,7	0,9	18,8	11,1	98,1
2040	60,6	16,4	0,7	13,1	5,5	96,3
2045	56,4	15,5	0,7	12,3	1,8	86,7
2050	53,9	15,7	1,0	12,1	0,0	82,7

Stan obecny obowiązujący w Polsce system opłat przesyłowych

- opłaty przesyłowe nie są zróżnicowane terytorialnie (nie zależą od miejsca poboru/wytwarzania),
- wytwórcy nie ponoszą kosztów funkcjonowania systemu, opłaty przesyłowe alokowane są wprost wyłącznie na odbiorców,
- obowiązuje jeden obszar bilansowania w obrębie całej sieci przesyłowej,
- część kosztów ograniczeń jest uśredniana i alokowana na energię dostarczaną odbiorcom końcowym poprzez składnik jakościowy opłaty systemowej
- poziom opłat przesyłowych stanowi nienaturalnie wysoki udział w finalnej cenie energii dla odbiorcy.

Stan obecny obowiązujący w Polsce system opłat przesyłowych

Powyższe skłania do nieracjonalnych zachowań uczestników rynku (z punktu widzenia globalnych korzyści)

- ograniczenie płynności rynku,
- brak zmienności cen w ciągu doby,
- zakłóca wycenę aktywów wytwórczych i przesyłowych,
- nie stwarza bodźców do zmniejszania ograniczeń,
- nie dostarcza właściwych sygnałów dla wytwórcy i odbiorcy w celu podejmowania optymalnych decyzji operacyjnych i inwestycyjnych.

Bilansowanie węzłowe

- Bilansowanie węzła (lub bilansowanie lokalne) to dążenie do utrzymania **równowagi pomiędzy produkcją energii elektrycznej a jej zużyciem** w określonym, **lokalnym obszarze sieci** (węzle), zamiast polegać wyłącznie na centralnym bilansowaniu całej krajowej sieci.

- **Powody bilansowania to dynamiczny rozwój źródeł rozproszonych** (np. fotowoltaika, małe wiatraki), magazyny energii (baterie), aktywni odbiorcy (DSM) oraz lokalne sieci dystrybucyjne (klastry, spółdzielnie) i potrzeba zarządzania **dwukierunkowym przepływem** mocy.

Problem: Duże wahania mocy w OZE (np. nagłe zachmurzenie) powodują lokalne wahania napięcia i obciążenie sieci.

Rozwiązanie: Lokalnie bilansowane węzły wykorzystują **magazyny energii i lokalne zarządzanie obciążeniem (DSM)** do natychmiastowej kompensacji tych wahań.



Bilansowanie węzłowe

Zwiększenie Odporności Systemu

Problem: Centralne awarie (jak blackout w Hiszpanii), agresje wojenne lub klęski żywiołowe mogą wyłączyć duże obszary zasilania.

Rozwiązanie: Węzły mogą działać jako **mikrosieci**. W przypadku awarii sieci nadrzędnej, bilansowany węzeł może odłączyć się i pracować autonomicznie (**tryb wyspowy**).

Korzyść:

- Szybsza regeneracja** zasilania po awarii.

- Zapewnienie zasilania krytycznych odbiorców** (szpitale, służby, wodociągi).

- Mniejsze ryzyko kaskadowych awarii** rozprzestrzeniających się na całą sieć.

Podsumowanie i Wnioski

Przejście z centralnego na **zdecentralizowane bilansowanie** jest kluczowe dla efektywnego zarządzania nowoczesnym systemem energetycznym zdominowanym przez OZE. Bilansowanie węzłów transformuje pasywne sieci dystrybucyjne w aktywne, inteligentne mikrosieci.

Zaleta	Kluczowa Korzyść
Stabilność	Lepsza jakość napięcia, natychmiastowa reakcja na wahania.
Odporność	Tryb wyspowy, zasilanie krytycznych odbiorców, unikanie blackoutów.
Ekonomia	Unikanie/odroczenie kosztownych inwestycji w rozbudowę sieci (Capex).
OZE	Większa możliwość podłączania rozproszonych źródeł do sieci.

Ceny węzłowe

Mechanizm Cen Węzłowych (Nodal Pricing)

Definicja: Węzłowe ceny energii oznaczają, że cena energii elektrycznej jest ustalana oddzielnie dla każdego istotnego węzła (punktu przyłączenia) w sieci przesyłowej. Cena ta odzwierciedla:

Koszty marginalne wytwarzania (koszt wyprodukowania dodatkowej jednostki energii).

Koszty strat przesyłowych (różnica w stratach między węzłami).

Koszty ograniczeń sieciowych, czyli koszt związany z brakiem możliwości przesyłania tańszej energii z powodu przeciążenia linii.

Kontrast z rynkiem jednolitym: Obecnie w większości krajów UE (w tym w Polsce) obowiązuje jednolita cena strefowa, niezależnie od lokalnych przeciążeń, jest jednak kilka krajów (np. Włochy) wykorzystujących ceny strefowe.

Ceny węzłowe

Zalety Cen Węzłowych w Kontekście Bilansowania Węzłów

A. Precyzyjne Sygnały Rynkowe

Lokalizacja Inwestycji: Inwestorzy otrzymują precyzyjny sygnał, gdzie najbardziej potrzebne są nowe źródła lub magazyny. Jeśli w danym węźle cena jest wysoka (z powodu przeciążeń), inwestycja w tamtejszy magazyn staje się bardziej opłacalna.

B. Efektywne Zarządzanie Ograniczeniami

Wbudowane Koszty: Węzłowa cena naturalnie wlicza w siebie koszt przeciążenia sieci. Operator systemu nie musi interweniować, ponieważ rynek sam reaguje: popyt spada w drogich węzłach, a podaż wzrasta.

Redukcja Niezamierzonych Przepływów: Mechanizm ten motywuje do lokalnego bilansowania, minimalizując drogie i nieefektywne przesyły na duże odległości.

Ceny węzłowe

C. Lepsze wykorzystanie aktywów

Magazyny i Elastyczność: Systemy magazynowania energii (BESS) są naturalnymi beneficjentami cen węzłowych. Kupują energię tanio (gdy w węźle jest nadpodaż OZE) i sprzedają drogo (gdy węzeł jest przeciążony), zarabiając na różnicy cen i jednocześnie stabilizując lokalny system.

D. Sprawiedliwszy Podział Kosztów

"Pay for what you use": Uczestnicy rynku wnoszą opłaty za korzystanie z sieci adekwatnie do obciążeń, jakie generują w swoim węźle.

Ceny węzłowe

Uwzględniane są:

- krańcowe koszty wytwarzania energii w źródłach,
- straty przesyłowe
- dodatkowe koszty wytwarzania wynikające z konieczności uwzględniania ograniczeń w systemie przy doborze składu jednostek wytwórczych pokrywających zapotrzebowanie w węzłach sieci.
- Transakcje zakupu i sprzedaży na rynku bilansującym rozliczane są wówczas po cenach węzłowych, a kontrakty bilateralne między uczestnikami rynku obciążane są kosztami wynikającymi z różnicy cen węzłowych między węzłem dostawy i odbioru.

Podsumowanie i Wnioski

Koncepcja	Opis	Wpływ na System
Bilansowanie Węzłów	Techniczne i operacyjne dążenie do równowagi lokalnej.	Zwiększa Stabilność i Odporność sieci.
Ceny Węzłowe	Rynkowe ustalanie cen energii oddzielnie dla każdego punktu sieci.	Zapewnia Ekonomiczne Sygnały i Optymalizuje Inwestycje.

- **Bilansowanie węzłów zapewnia inżynierię dla nowoczesnej sieci, a ceny węzłowe stanowią ekonomiczny fundament, który motywuje uczestników rynku do odpowiedzialności i efektywności w swojej lokalizacji. Jest to przyszłość inteligentnych, zdecentralizowanych systemów energetycznych.**



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!