

Projekt: Raport 2030

„Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO2 na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej”.

Prezentacja wyników projektu

Blok 1: Uwarunkowania rozwoju energetyki

Warszawa, 30 czerwca 2008

Bolesław Jankowski, Zygmunt Parczewski, Adam Umer, Marek Niemyski
Badania Systemowe „EnerSys”

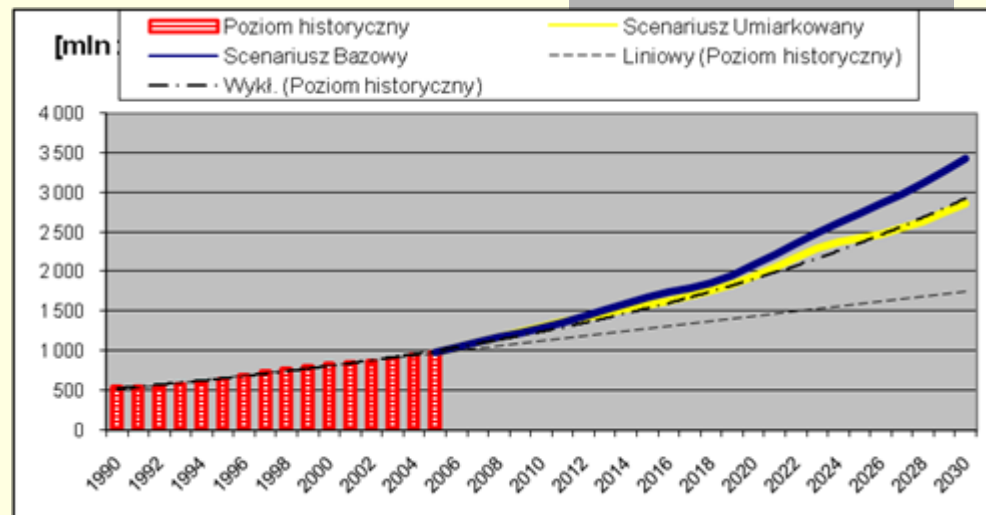
Prezentowane zagadnienia

1. *Scenariusze makroekonomiczne i prognoza popytu na energię*
2. *Ceny paliw na rynku międzynarodowym*
3. *Możliwości dostaw paliw z kraju i importu (gaz ziemny, węgiel kamienny, węgiel brunatny)*
4. *Plany dotyczące zmian potencjału wytwórczego elektrowni zawodowych*
5. *Możliwości importu i eksportu energii elektrycznej*
6. *Potencjalne możliwości oraz koszty transportu i magazynowania CO₂ w geo-strukturach w Polsce*

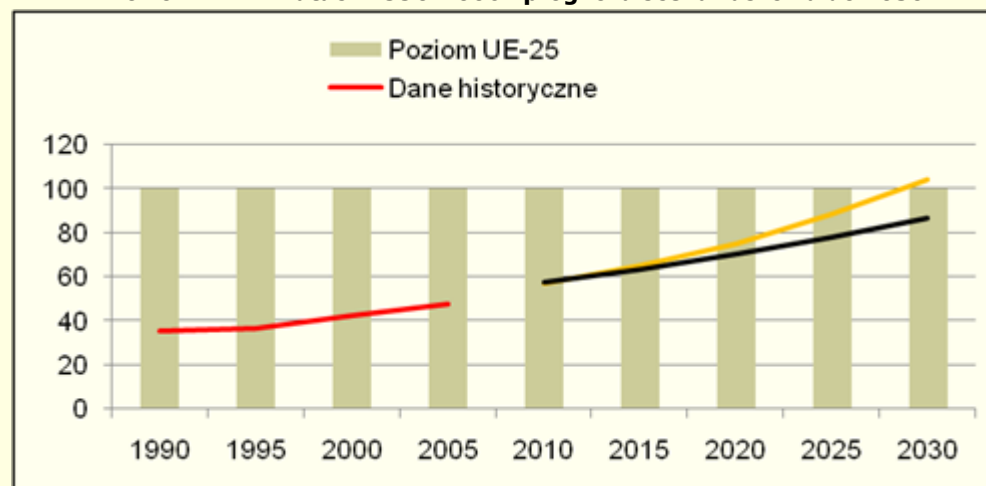
1. Scenariusze makroekonomiczne i prognoza popytu na energię do roku 2030

Założenia dynamiki rozwoju gospodarczego Polski

- Prognozowana ścieżka wzrostu PKB w Scen. Bazowym plasuje się ponad linią trendu wykładniczego
- Scenariusz Umiarkowany zakłada zwolnienie dynamiki wzrostu głównie po 2018 r.
- W Scenariuszu Bazowym PKB *per capita* w Polsce w 2020 r. osiąga 75% poziomu UE-25, a w 2030 r – 104%
- W Scenariuszu Umiarkowanym PKB *per capita* w Polsce w 2020 r. osiąga 70% poziomu UE-25, a w 2030 r – 87%



Poziom PKB w latach 1990-2006 i prognoza scenariuszowa do 2030

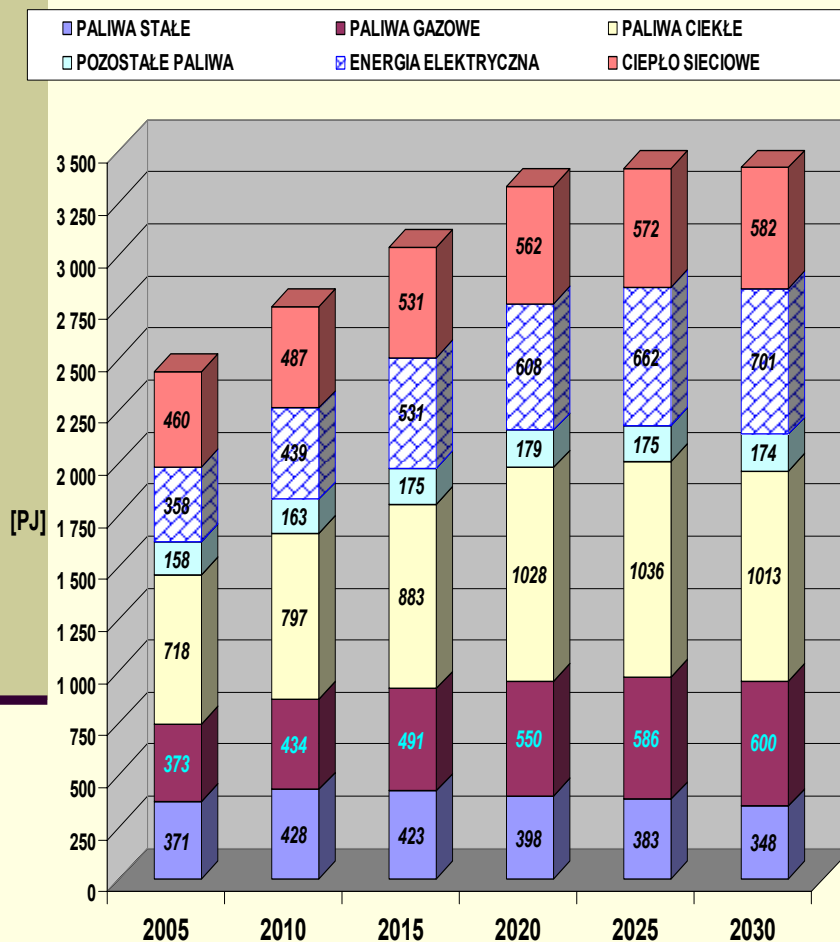


Zmiany relacji PKB per capita w Polsce do krajów UE-25

Ilościowa charakterystyka scenariusza BAZOWEGO

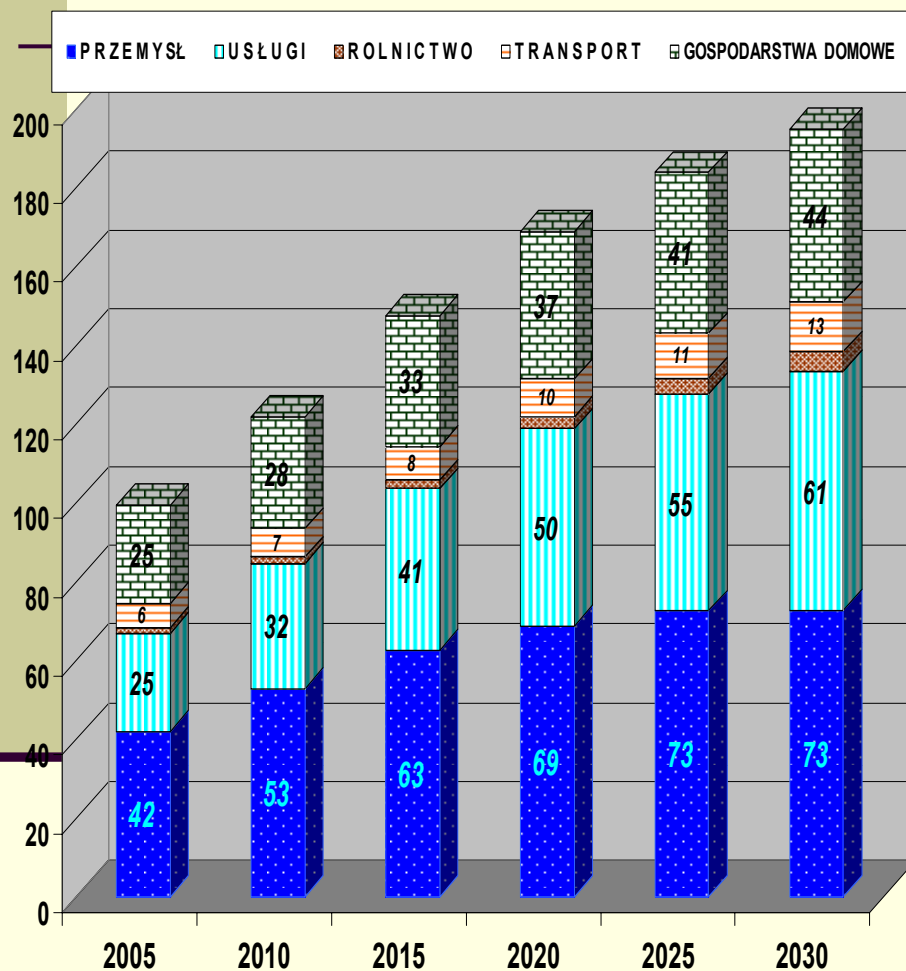
Lp.	Kategoria	jedn.	2005	2010	2015	2020	2025	2030
B1.3	PKB	mld zł	981	1 292	1 656	2 075	2 707	3 429
B.1.4	Ludność	mln	38,2	37,7	37,6	37,3	36,6	36,1
B.1.5	Zasób pracy	mln	24,4	24,7	23,9	22,6	21,6	20,8
B.1.6	Stopa bezrobocia	%	17,6	7	7	7	5	5
B.1.7	Powierzchnia mieszkań	mln m ²	811	888	997	1100	1161	1217
B.1.8	Produkcja stali	mln ton	8,4	12,0	13,0	13,8	14,2	14,4
B.1.9	Produkcja cementu	mln ton	12,6	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
B.1.10	Lądowy transport pasażerski	mld pkm	47,5	46,2	45,4	44,4	43,1	41,4
B.1.11	Lądowy transport towarowy	mld tkm	169,7	198,8	209,5	217,8	234,8	248,2

Prognoza bezpośredniego zapotrzebowania na energię w scenariuszu Bazowym, według rodzajów energii [PJ]



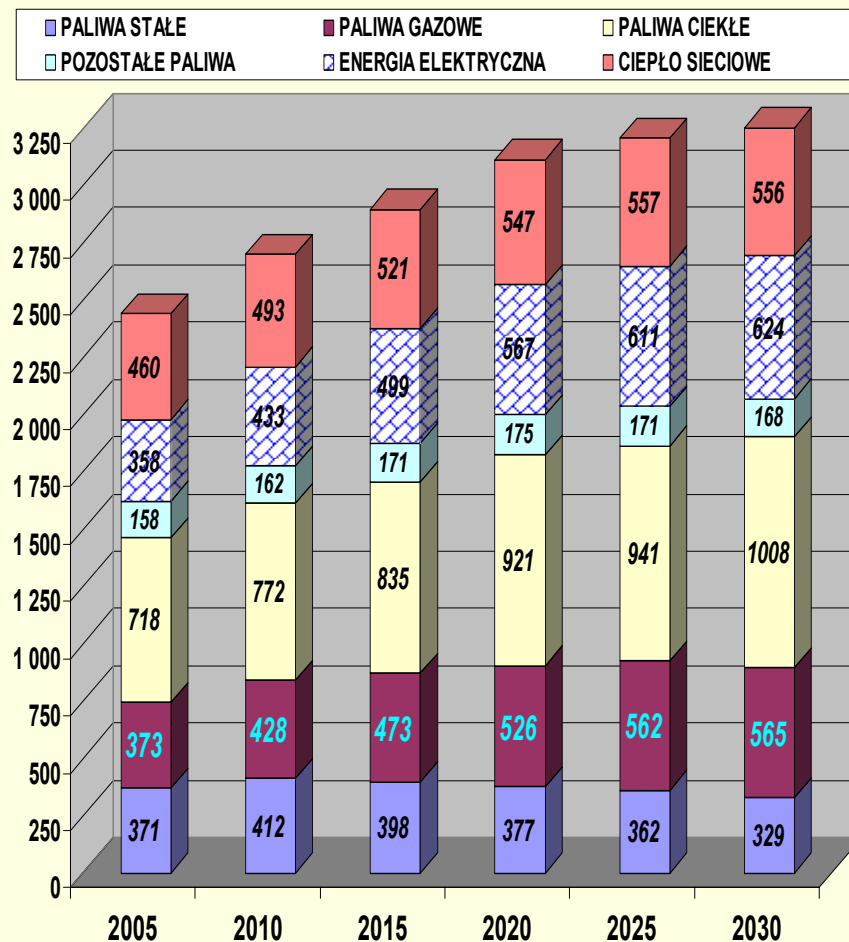
- Wzrost zapotrzebowania o 40%
- Malejący udział paliw stałych w bezpośrednim zużyciu
- Stabilizacja zapotrzebowania po roku 2020 (decydujące znaczenie ma stabilizacja popytu na paliwa ciekłe i gazowe)

Prognoza krajowego finalnego zużycia energii elektrycznej w scenariuszu Bazowym według grup odbiorców [TWh]



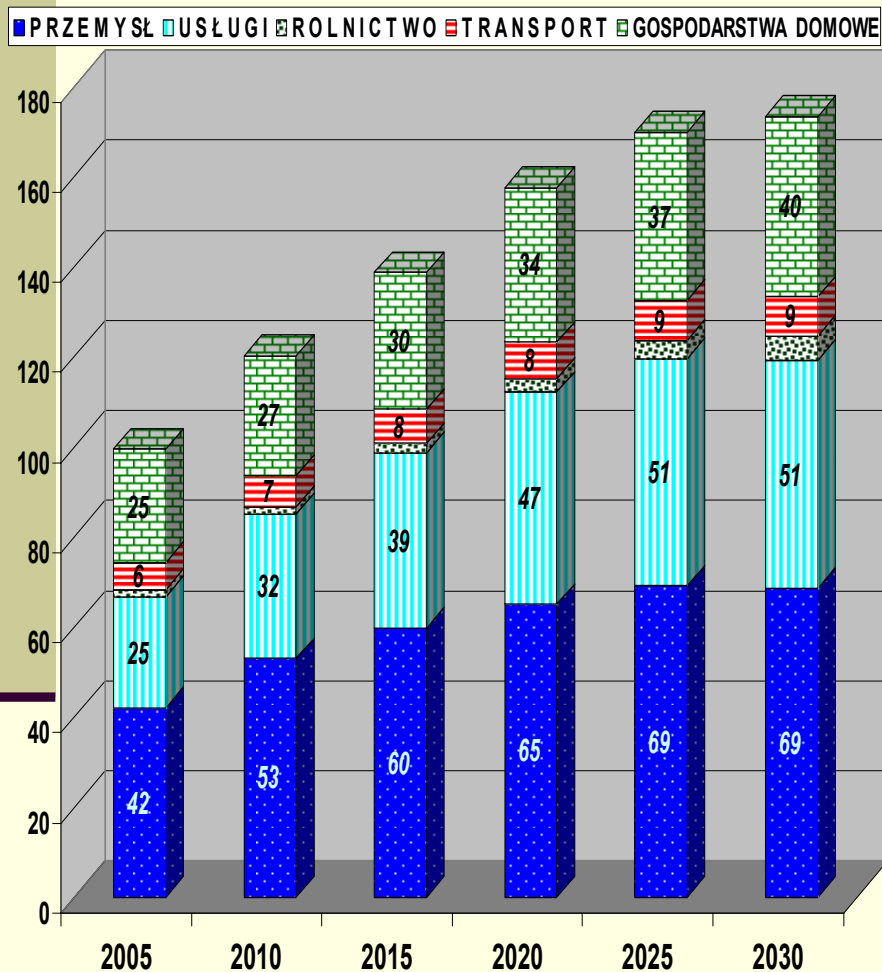
- Wzrost finalnego zużycia energii powyżej poziomu 160 TWh przed 2020 rokiem
- W całym okresie wzrost o 96% (w 2030 poziom 200 TWh)
- Systematyczny wzrost udziału zużycia energii elektrycznej w Usługach (głównie w usługach komercyjnych)
- Praktycznie stabilizacja zużycia w Przemysle po 2020 roku i w Gospodarstwach Domowych po 2025 roku
- Istotny wzrost zużycia w Rolnictwie po roku 2020

Prognoza bezpośredniego zapotrzebowania na energię w scenariuszu Umiarkowanym, według rodzajów energii [PJ]



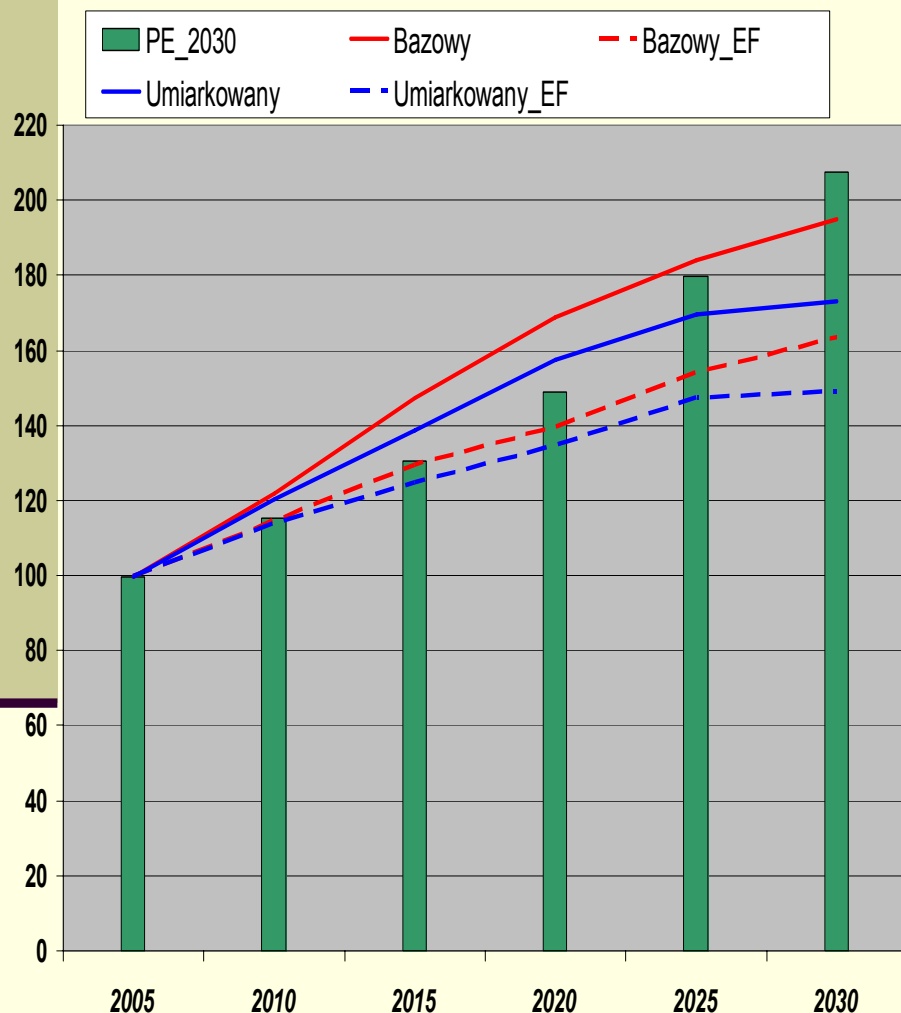
- Wzrost zapotrzebowania na bezpośrednio zużycie energii o 33%.
- Te same tendencje, co w scenariuszu Bazowym, różnica dotyczy głównie bardziej równomiernego wzrostu popytu na paliwa ciekłe w całym okresie
- Stabilizacja zapotrzebowania po roku 2020 paliw gazowych i ciepła sieciowego

Prognoza krajowego finalnego zużycia energii elektrycznej w scenariuszu Umiarkowanym według grup odbiorców [TWh]



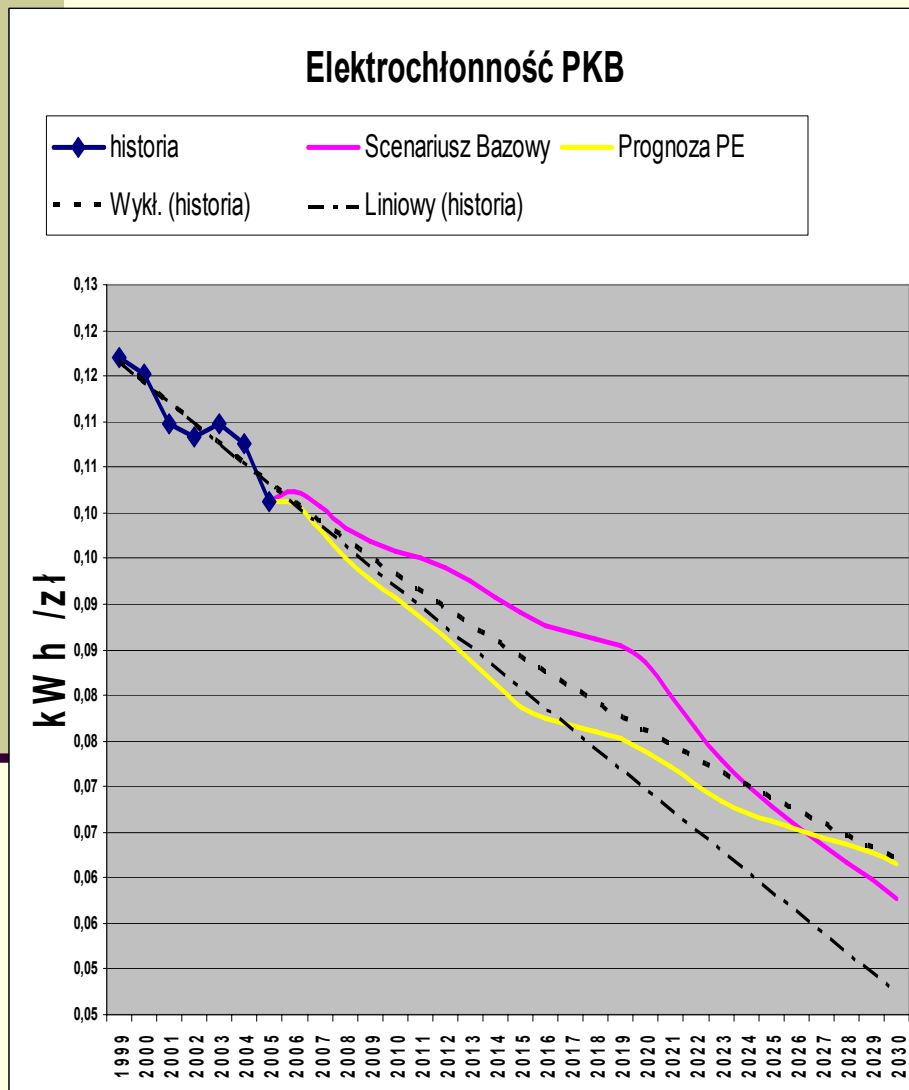
- Wzrost finalnego zużycia energii do poziomu 160 TWh w 2025 roku
- Systematyczny wzrost udziału zużycia w Usługach (głównie w usługach komercyjnych)
- Praktycznie stabilizacja zużycia w Przemysle i w Transporcie po 2020 roku
- Istotny wzrost zużycia w Rolnictwie po roku 2020
- Systematyczny wzrost zużycia w Gospodarstwach Domowych w całym okresie

Porównanie poziomów krajowego finalnego zużycia energii elektrycznej w opracowanych prognozach



- Istnieje poważny potencjał oszczędności energii elektrycznej – głównie w Gospodarstwach domowych i w Usługach
- W scenariuszu Bazowym w roku 2020 wyniosły 29TWh (17,2 % prognozowanego zużycia)
- W scenariuszu Umiarkowanym te oszczędności wyniosły 23 TWh (14,7 % prognozowanego zużycia)
- W okresie 2006-2020 obydwie prognozy według naszych scenariuszy są wyższe od prognozy PE_30

Elektrochłonność PKB – porównanie wyników prognoz



- Zmiany elektrochłonności PKB w prognozach nie są założeniem (Relacja otrzymanych wyników do założeń makro)
- Wyniki w prognozie PE_30 aż do roku 2020 dają ścieżkę zmian elektrochłonności PKB zbieżną z liniową ekstrapolacją trendu zmian elektrochłonności PKB w Polsce w latach 1999-2005
- Wynikowe zmiany elektrochłonności PKB w naszych prognozach prawie w całym okresie są wyższe od wykładniczej ekstrapolacji trendu zmian elektrochłonności PKB w Polsce w latach 1999-2005
- Podstawową przyczyną tego przebiegu są szczegółowe założenia dotyczące wytwarzania konkretnych energochłonnych produktów i usług

Popyt na energię elektryczną – porównanie ze scenariuszem Euroelectric dotyczącym Polski

- ❑ Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną prognozowany jest w tempie:
 - w scenariuszu Bazowym – 2,7%/a,
 - w scenariuszu *Baseline* Euroelectric – 3,1%/a
- ❑ W scenariuszach EnerSys szybciej rośnie popyt na energię elektryczną w przemyśle, sektorze terycjnym i w sektorze transportu
- ❑ W scenariuszach Euroelectric szybciej rośnie popyt na energię elektryczną gospodarstwach domowych

2. Ceny paliw na rynku międzynarodowym do roku 2030

RAPORT 2030 – Ceny międzynarodowe paliw

Synteza:

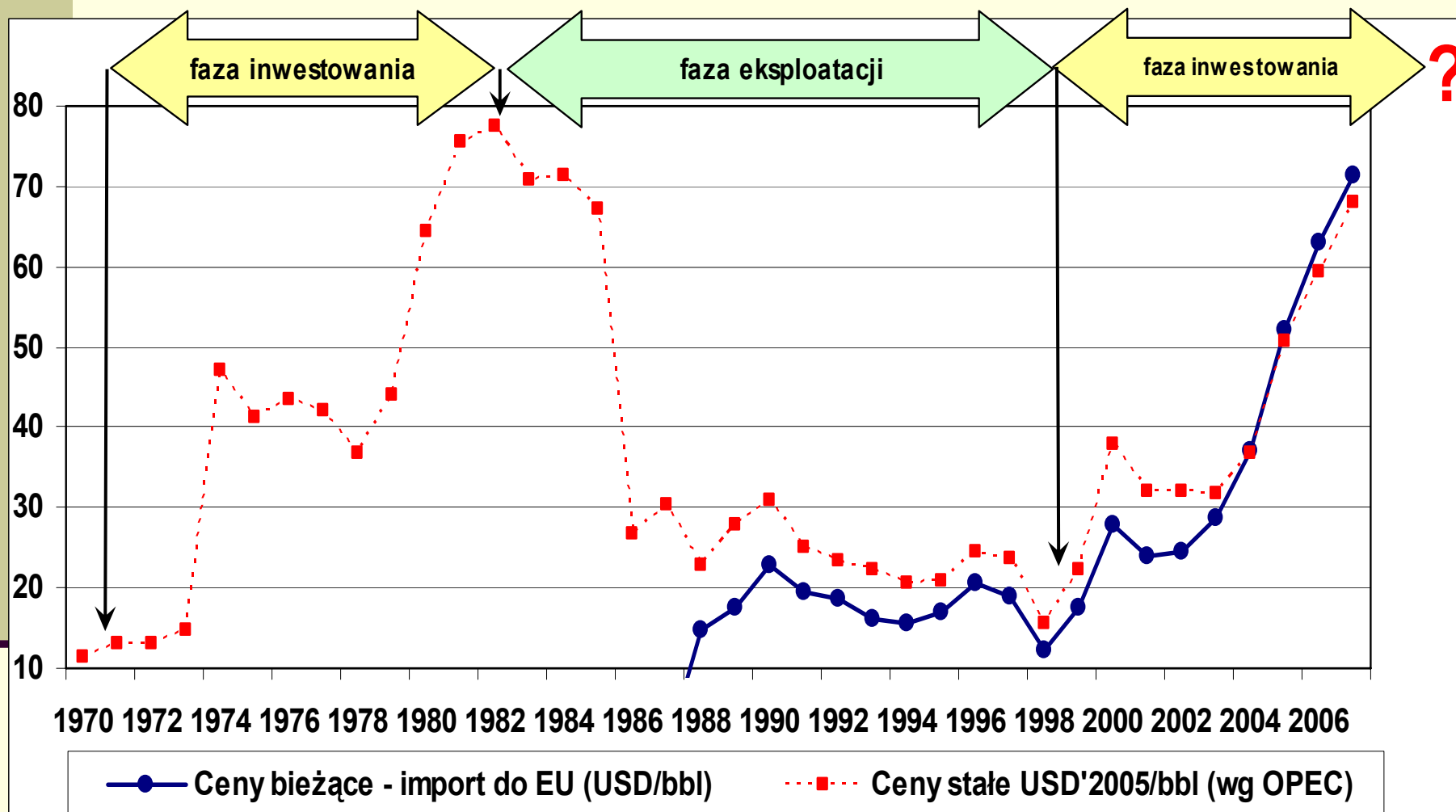
- ❖ **Czynniki sprawcze**
- ❖ **Mechanizm cenowy – cykl koniunkturalny**
- ❖ **Wybrane cechy rynku węgla**
- ❖ **Przewidywania cen ropy, gazu i węgla**
- ❖ **Założenia modelowe (Efom- PL)**

RAPORT 2030 - ceny międzynarodowe paliw

Główne czynniki sprawcze wysokich cen ropy w latach 2006 i 2007:

- Gwałtowny wzrost popytu Chin i Indii, silny wzrost gospodarczy świata,
- Występowanie zaburzeń w dostawach ropy (u jej producentów): zagrożenia militarne, terrorystyczne, skrajne warunki pogodowe (Irak, Iran, Nigeria, huragany w Zatoce Meksykańskiej, i inne),
- Stopniowe wyczerpywanie się możliwości dodatkowego wzrostu produkcji u dotychczasowych producentów + wąskie gardła frachtu
- Wystąpienie bariery przerobu ropy na produkty naftowe w rafineriach (likwidacja starych rafinerii - wymuszenia ekologiczne dotyczące jakości paliw),
- Słabość USD w relacji do innych walut; spekulacje kontraktami na ropę,
- Cykliczność faz konsumpcji (niskie ceny) i inwestowania (wysokie ceny) – obecnie faza inwestowania.

RAPORT 2030 – mechanizm cen międzynarodowych



Odnotowane zmiany cen światowych ropy- wg OPEC w latach 1970- 2007 oraz cen ropy importowanej do EU – w okresie 1988- 2007

RAPORT 2030 - Międzynarodowy rynek węgla 2006/07

Obrót węglem w 2006 = 595 Mt, w tym:

1. Rynek atlantycki (popyt: 242 Mt; podaż: 211 Mt)
2. Rynek azjatycki –Pacyfiku (popyt: 353 Mt; podaż: 384 Mt)

Mechanizm cenotwórczy:

CENA = Cena fob (port exp.) + fracht + relacje walutowe + struktury (cechy) rynku odbiorcy & dostawcy

Wg MG: *Informacja o procesie restrukturyzacji górnictwa WK, 2008*

cena średnia węgla w PL = ~ 180 zł/t = ~85 USD/tws – 65 USD/t

Ceny światowe – cif ARA = ~ 100- 120 USD/t (węgiel 25,12 GJ/t)

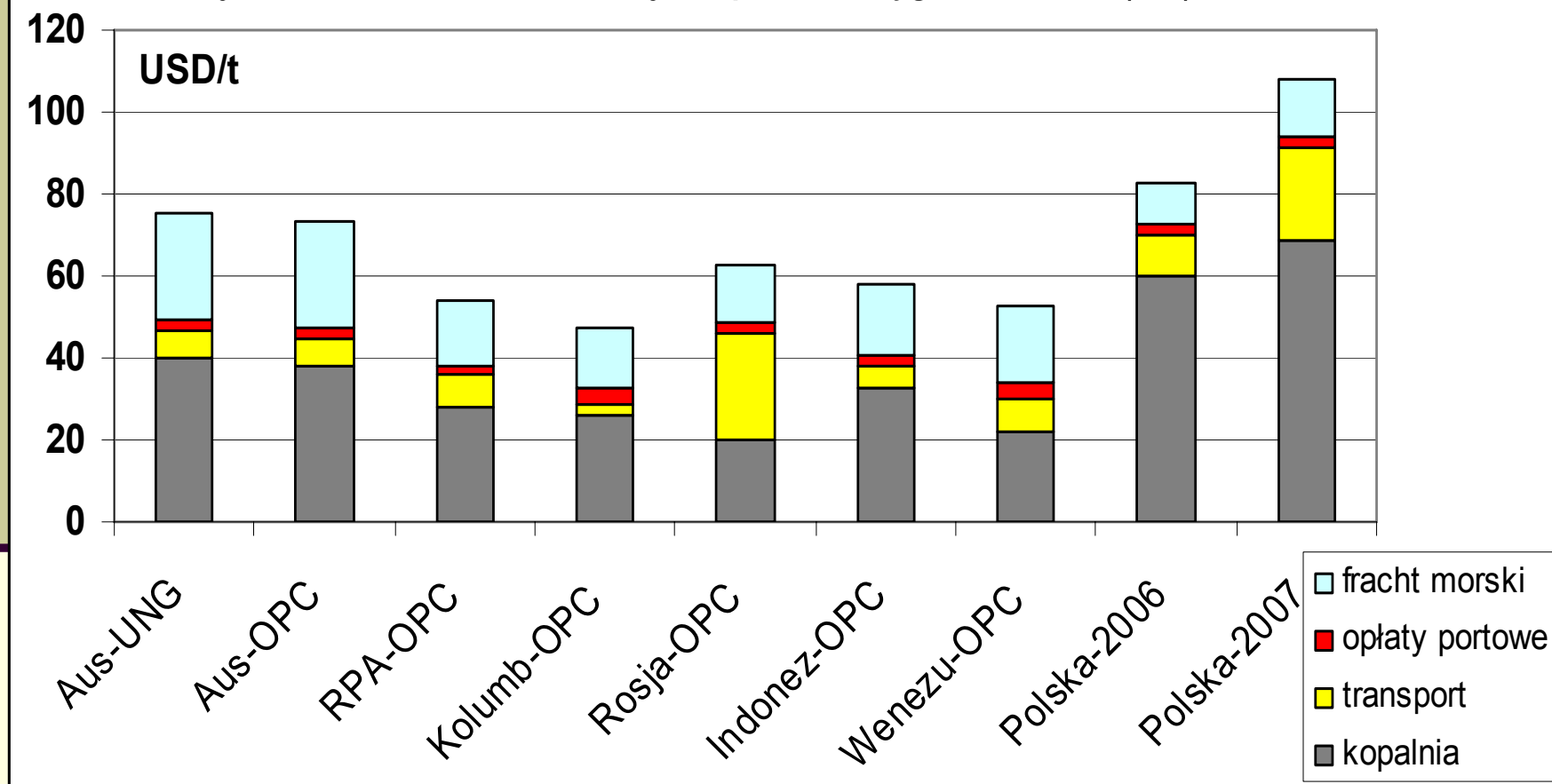
Wzrost cen frachtu morskiego z 20- 30 USD/t do 40- 58 USD/t

WNIOSEK – cena graniczna węgla w 2007 r. ~ 230- 250 zł/tws

Rekomendacja: konieczny ‘koszyk węglowy’ = baza cen energetyki (PL+ ARA + Rosja + Ukraina)

RAPORT 2030 - Międzynarodowy rynek węgla

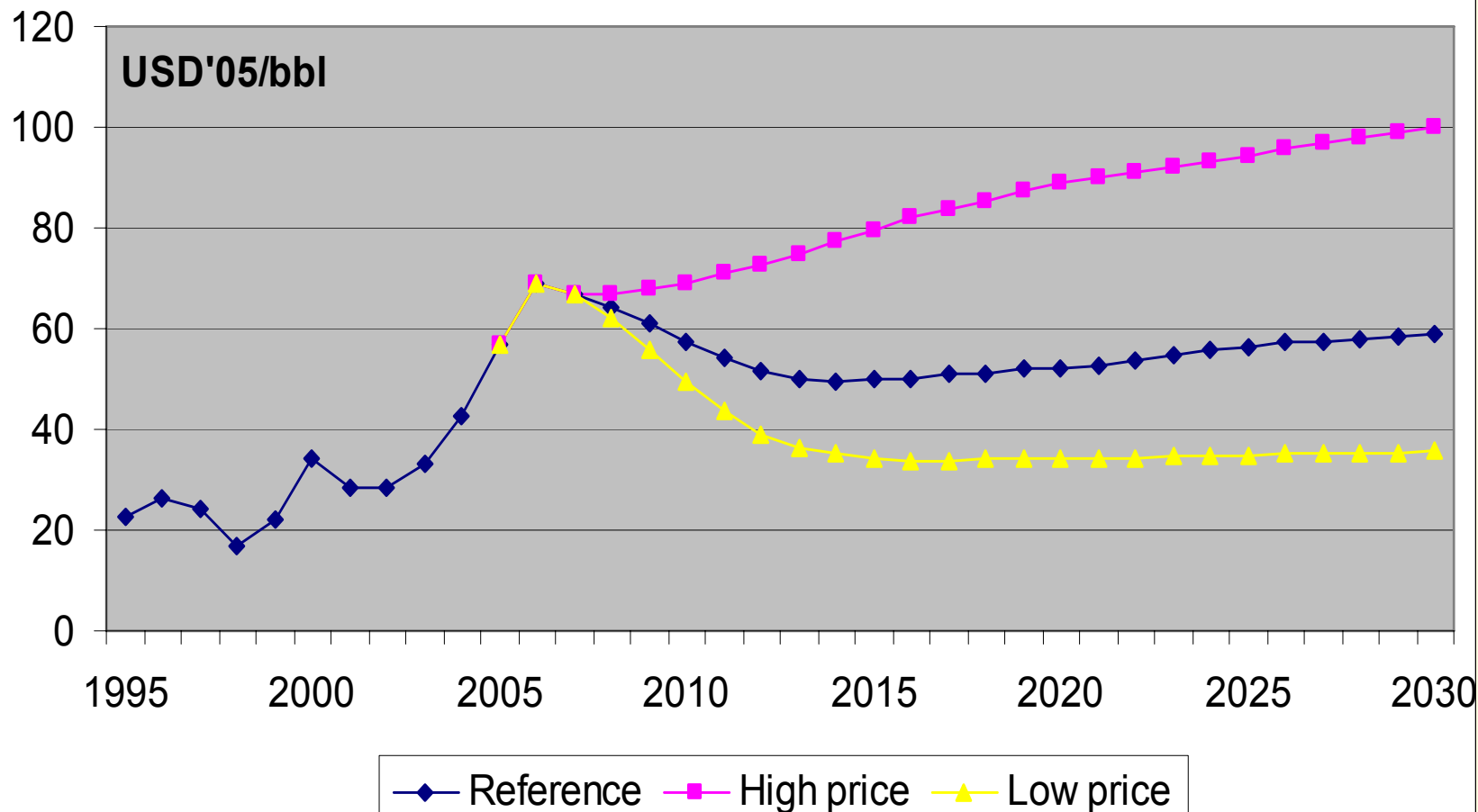
Rys. 6.1 Średnie koszty importu węgla - ARA (cif) w 2006 r



RAPORT 2030

Ceny międzynarodowe paliw – projekcja IEA

Prognoza cen ropy (ceny 2005 r.)
wg *Annual Energy Outlook 2007 DOE/IEA*

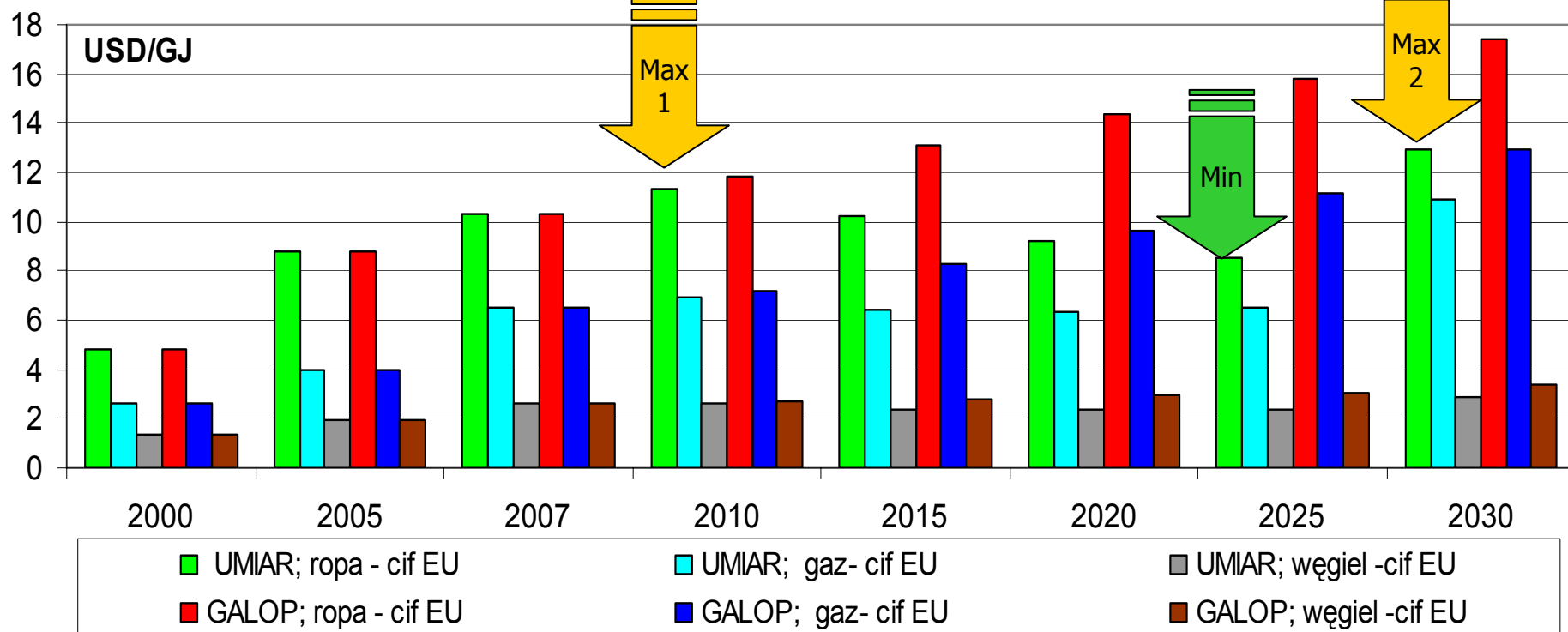


RAPORT 2030 Proponowane, autorskie scenariusze cen międzynarodowych paliw

A) Scenariusz cen umiarkowanych (UMIAR)								
Ceny roku 2005, w [USD/ GJ]	2000	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Ropa naftowa - import do EU (cif)	4,83	8,83	10,3	11,4	10,2	9,2	8,5	12,9
Gaz ziemny- import do EU (franco/cif)	2,64	5,83	6,54	6,94	6,46	6,38	6,54	10,9
Węgiel energetyczny - import EU (cif)	1,32	1,95	2,66	2,61	2,37	2,37	2,37	2,88
B) Scenariusz cen galopujących (GALOP)								
Ceny roku 2005, w [USD/ GJ]	2000	2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Ropa naftowa - import do EU (cif)	4,83	8,83	10,3	11,9	13,1	14,4	15,8	17,4
Gaz ziemny- import do EU (franco/cif)	2,64	5,83	6,54	7,19	8,32	9,64	11,2	12,9
Węgiel energetyczny-import EU (cif)	1,32	1,95	2,66	2,71	2,83	2,94	3,07	3,39

RAPORT 2030 - Proponowane, autorskie scenariusze cen międzynarodowych paliw

Scenariusze cen paliw z importu do EU (cif), w USD/GJ;
(ceny stałe 2005 r)

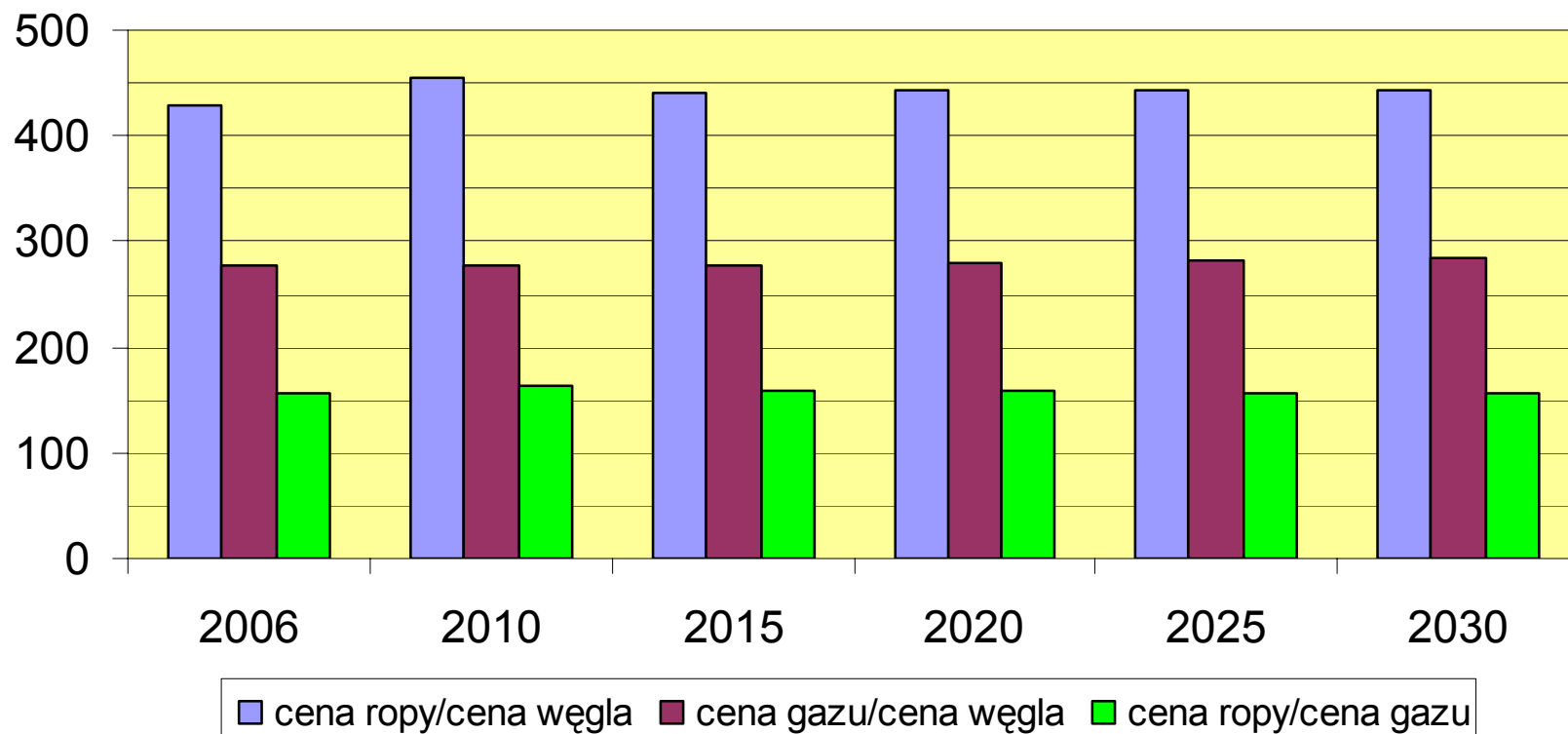


Źródło: opracowanie własne 'EnerSys'

RAPORT 2030 - Proponowane, autorski scenariusze cen międzynarodowych paliw

Relacje cen ropy, gazu i cen węgla

scenariusz cen - UMIAR



Źródło: opracowanie własne 'EnerSys'

RAPORT 2030 - Główne cechy rynku paliw w prognozie

- ❖ Cykliczność zmian cen międzynarodowych w okresach 20- 15- 10 lat (?)
- ❖ Znacząca niepewność mechanizmu cenowego- popyt – podaż + zakłócenia (towar + usługi transportowe + zakłócenia polityczne i kapitałowe) ➔ wynik = istotna rozbieżność ocen – zależnie od daty przewidywań cenowych, bo m.in.:
 - ❖ Istotny wzrost ryzyka zjawiska „gry spekulacyjnej” – inwestowanie w kontrakty surowcowe, przy zawirowaniach na rynkach kapitałowych oraz słabość USD
 - ❖ Prognozowanie zmian cen na podstawie mechanizmu popytu i podaży zawiodło- vide wyniki modelu PROMETHEUS,
 - ❖ Spora niepewność związana z dalszą tendencją tempa wzrostu gospodarczego Chin i Indii, które mogą doprowadzić do dalszego wzrostu cen międzynarodowych paliw (projekcje Ministerstwa Energetyki USA (DOE/IEA 2007r)
- ❖ Biomasa energetyczna vs. ceny ropy & ceny żywności (!)
- ❖ Paliwo uranowe – istotnie różne oceny zasobów (i cen)
- ❖ KLUCZOWE – relacje cen paliw międzynarodowych

3. Możliwości dostaw paliw z kraju i importu (synteza)

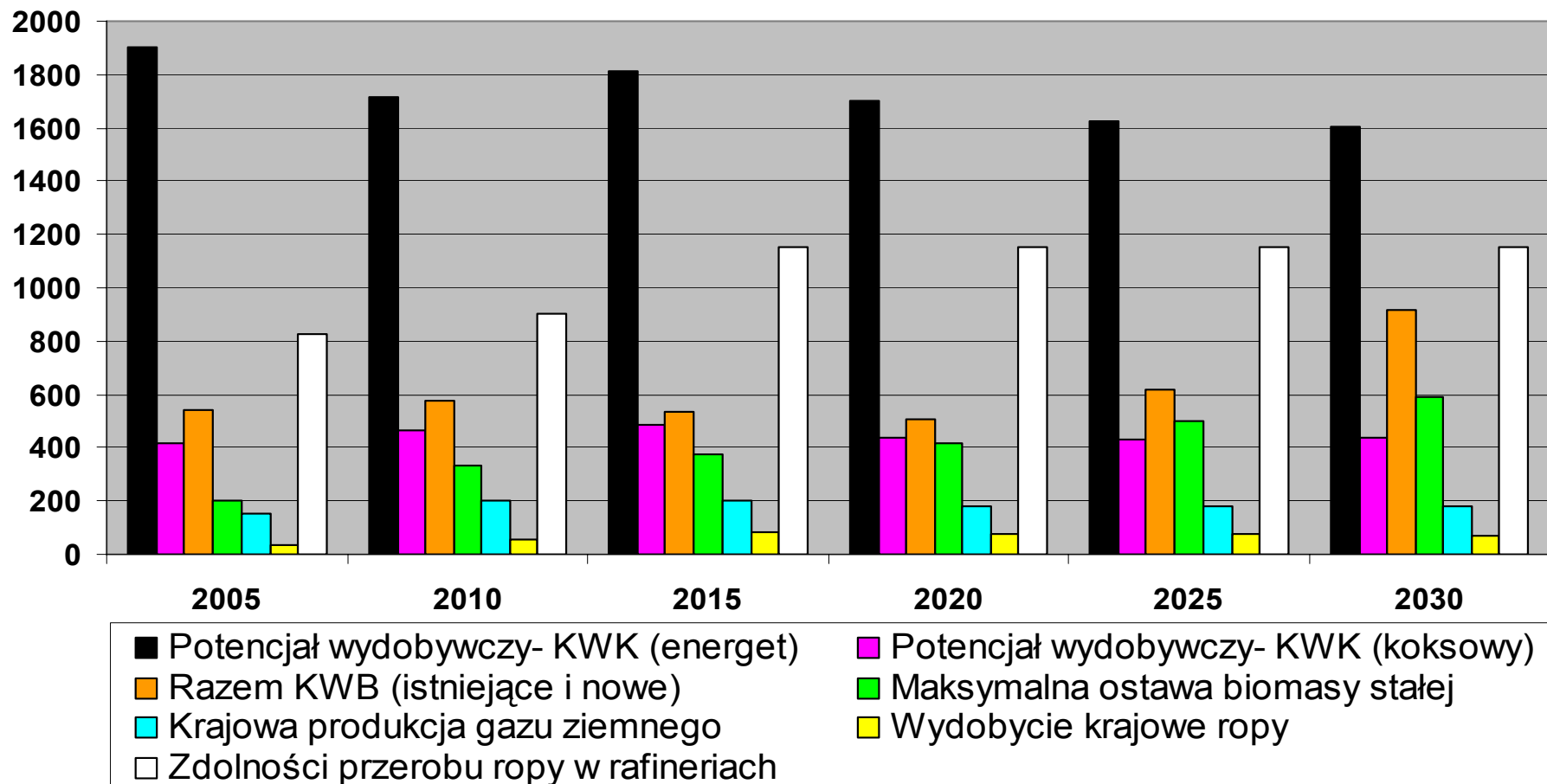
RAPORT 2030 – Dostawy paliw z produkcji krajowej i z importu

Przewidywane (potencjalne) dostawy:

	Kraj	Eksport	Import
Węgiel kamienny	Tak	Bez ograniczeń	Bez ograniczeń
Węgiel brunatny	Tak	Bez ograniczeń	Nie stosowano
Biomasa stała	Tak	Nie stosowano	Nie stosowano
Gaz ziemny	tak	minimalny	Są ograniczenia
Ropa i produkty naftowe	Tak	Bez ograniczeń	Bez ograniczeń

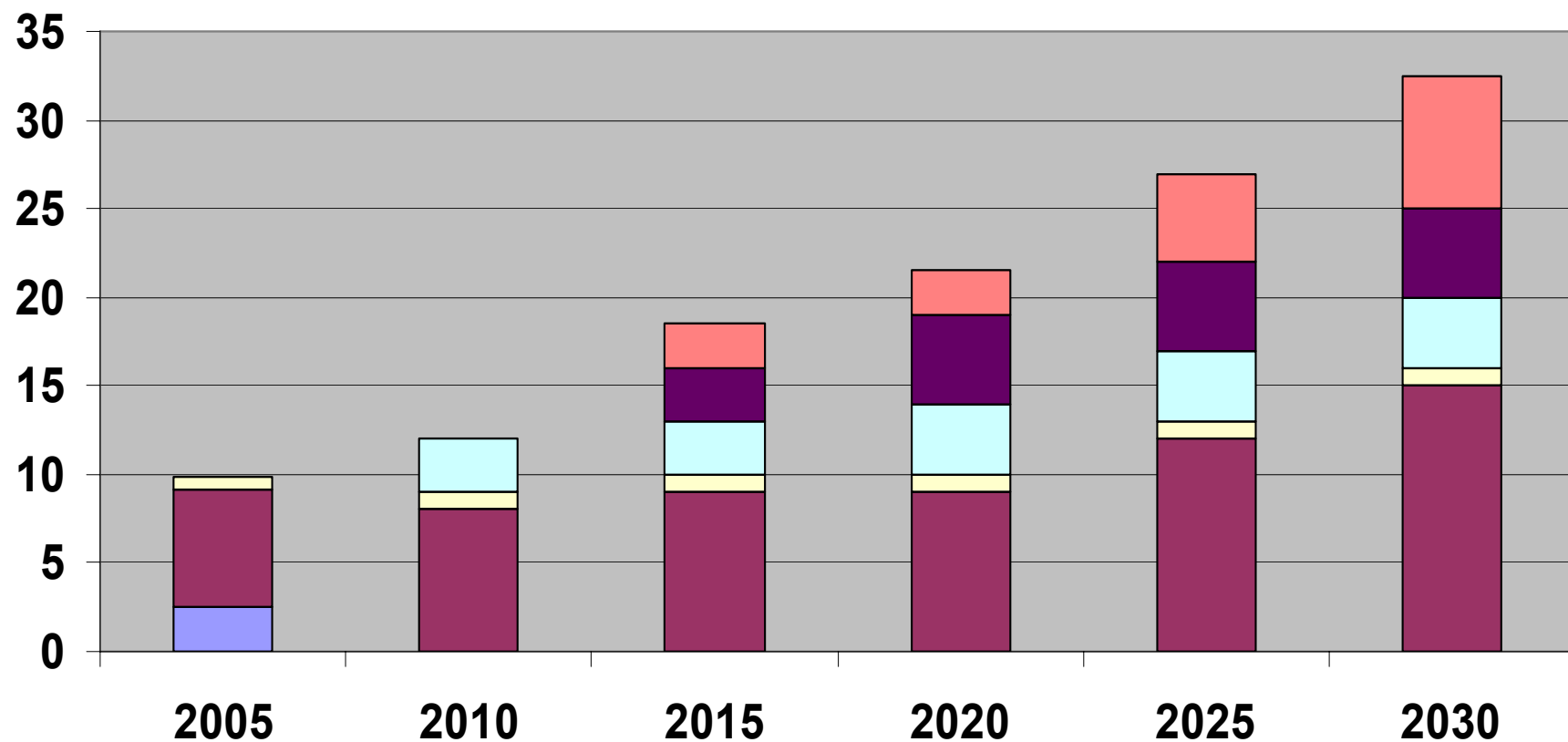
RAPORT 2030 – Dostawy paliw z produkcji krajowej i z importu

Potencjalne dostawy paliw z produkcji krajowej, w PJ/a



RAPORT 2030 – Dostawy paliw z produkcji krajowej i z importu

Kontrakty na dostawy gazu ziemnego z importu, w mld m³/a



■ ROSJA - kontrakty obecne

■ Dostawy kompensacyjne z Niemiec (Lasów)

■ Nowe dostawy z Danii lub Norwegii

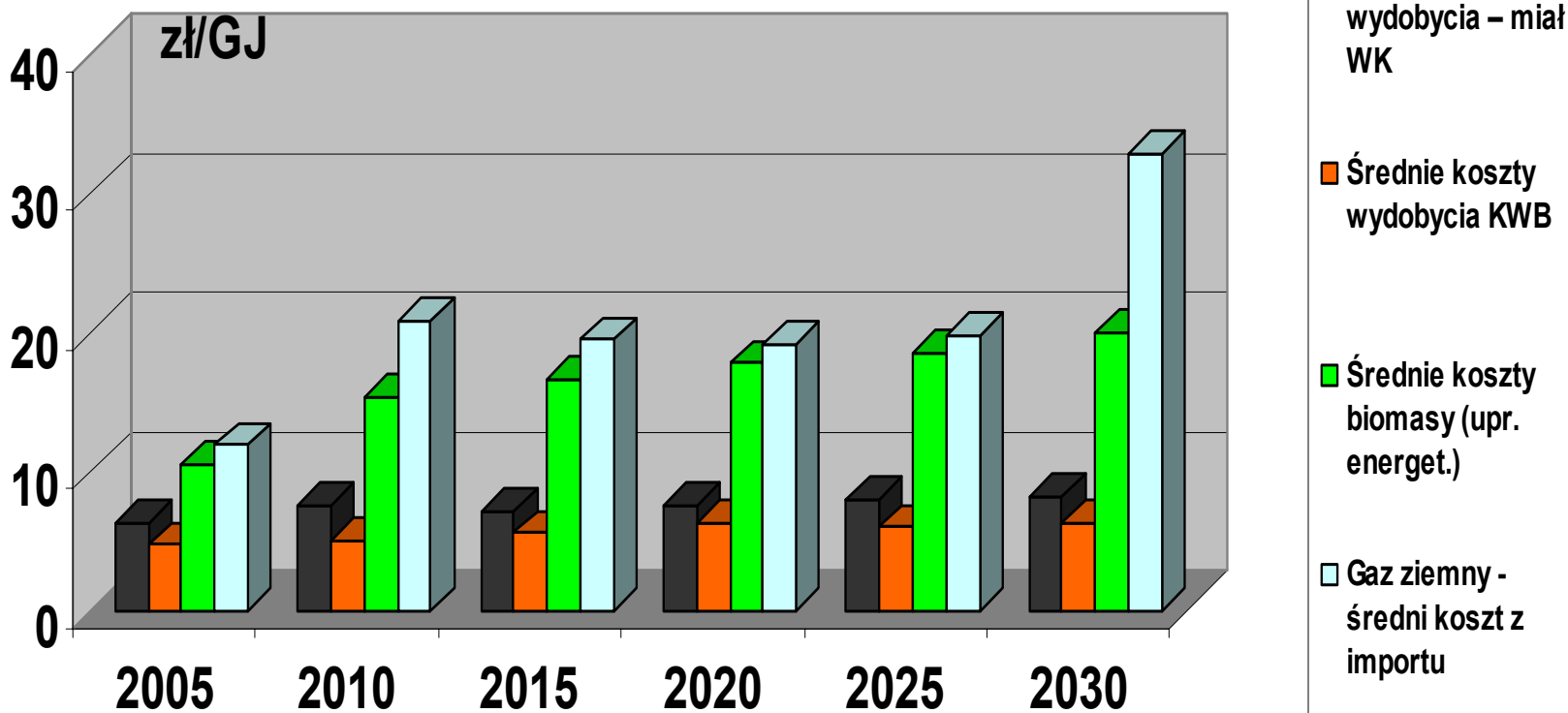
■ ROSJA - kontrakt Yamal

■ Nowy gazociąg z Niemiec (Emden)

■ Dostawy LNG (terminal lądowy)

RAPORT 2030 – Dostawy paliw z produkcji krajowej i z importu

Przewidywane koszty dostawy paliw



4. Planowane zmiany potencjału wytwórczego elektrowni zawodowych

Główne zagadnienia

1. *Zmiany potencjału wytwórczego elektrowni zawodowych*
 - ❑ *Naturalne derogacje*
 - ❑ *Planowane likwidacje*
 - ❑ *Modernizacje*
 - ❑ *Nowe moce*
2. *Wyposażenie w instalacje DESOX, DENOX*
3. *Planowane nowe inwestycje w instalacje ochrony*

Aktualne zdolności wytwórcze

Lp.	Kategoria	Moc zainstalowane		Moc osiągalna	
		2005	2006	2005	2006
1.	Elektrownie i elektrociepłownie	30476	30713	30148	30246
	- na węglu kamiennym	20385	20629	20501	20595
	- na węglu brunatnym	9216	9216	8819	8819
	- na gaz ziemny	854	847	828	828
1.1	Elektrociepłownie zawodowe	5726	5810	5466	5549
	- na węglu kamiennym	4857	4942	4633	4717
	- na węglu brunatnym	0	0	0	0
	- na gaz ziemny	847	847	828,	828
1.2	Elektrownie systemowe	24751	24903	24682	24697
	- na węglu kamiennym	15528	15688	15868	15879
	- na węglu brunatnym	9216	9216	8819	8819
	- na gaz ziemny	7	0	0	0

Źródło: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2006, GUS/ARE, 2007

Uwaga:

Moc dyspozycyjna w KSE jest zmienna w czasie i zawsze niższa od sumy mocy osiągalnych

Wycofania związane z naturalnymi derogacjami

Podstawa: Dyrektywa 2001/80/WE Art. 4 pkt 4:

⇒ *operator źródła do dnia 30 czerwca 2004 r. zadeklaruje, że w okresie od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2015 dane źródło przepracuje nie więcej niż 20 000 godzin*

Derogacja naturalna - likwidacja źródła po 2015r.

Wycofania z tytułu derogacji naturalnych:

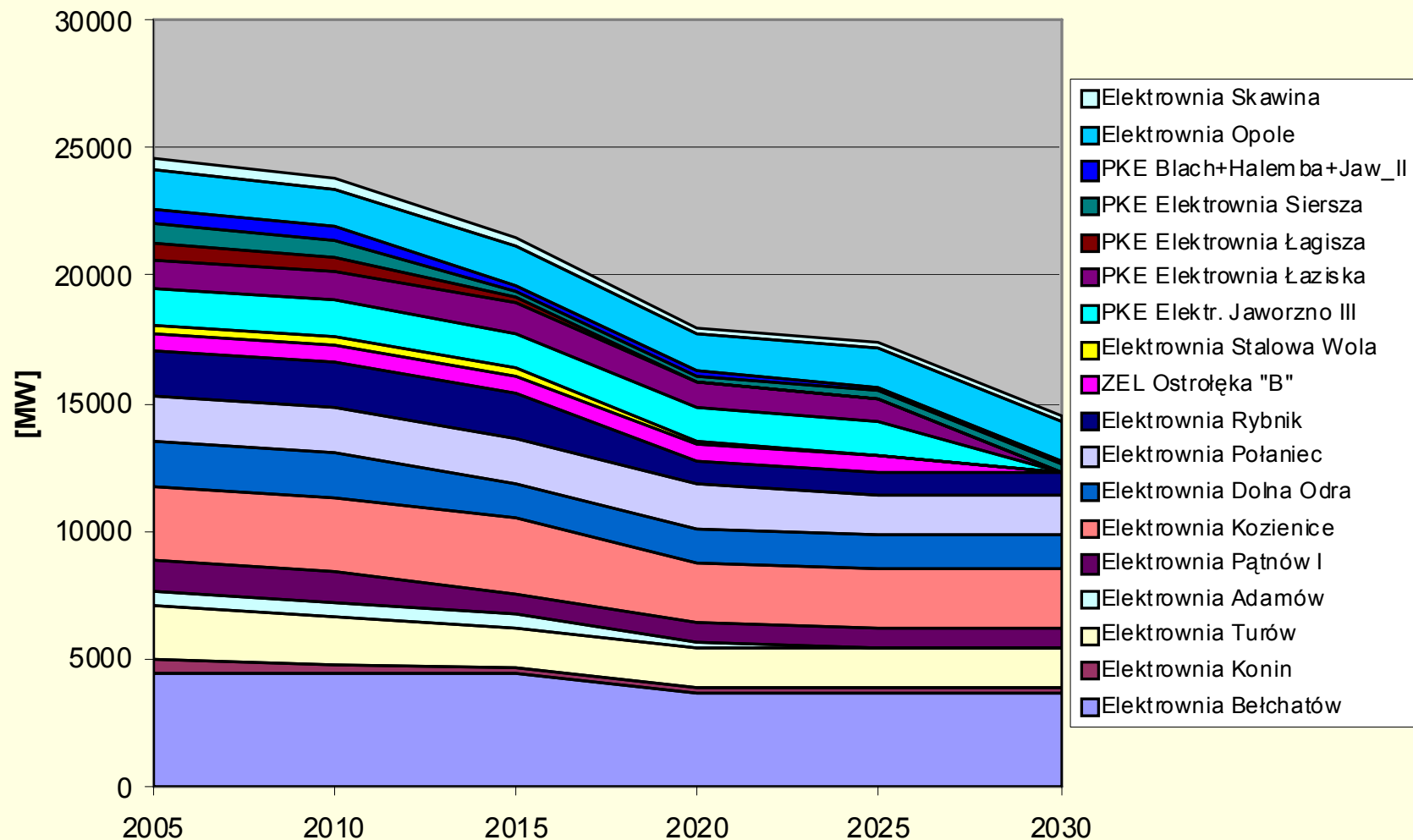
- wg danych KASHUE:*
 - d. n. obejmują **1541 MWe***
- Wg danych opracowanych na podstawie opracowania (Lewandowski i in., 2005) oraz danych z elektrowni*
 - D.n. obejmują: **1555 MWe***

Wycofania związane z likwidacją i głęboka modernizacja

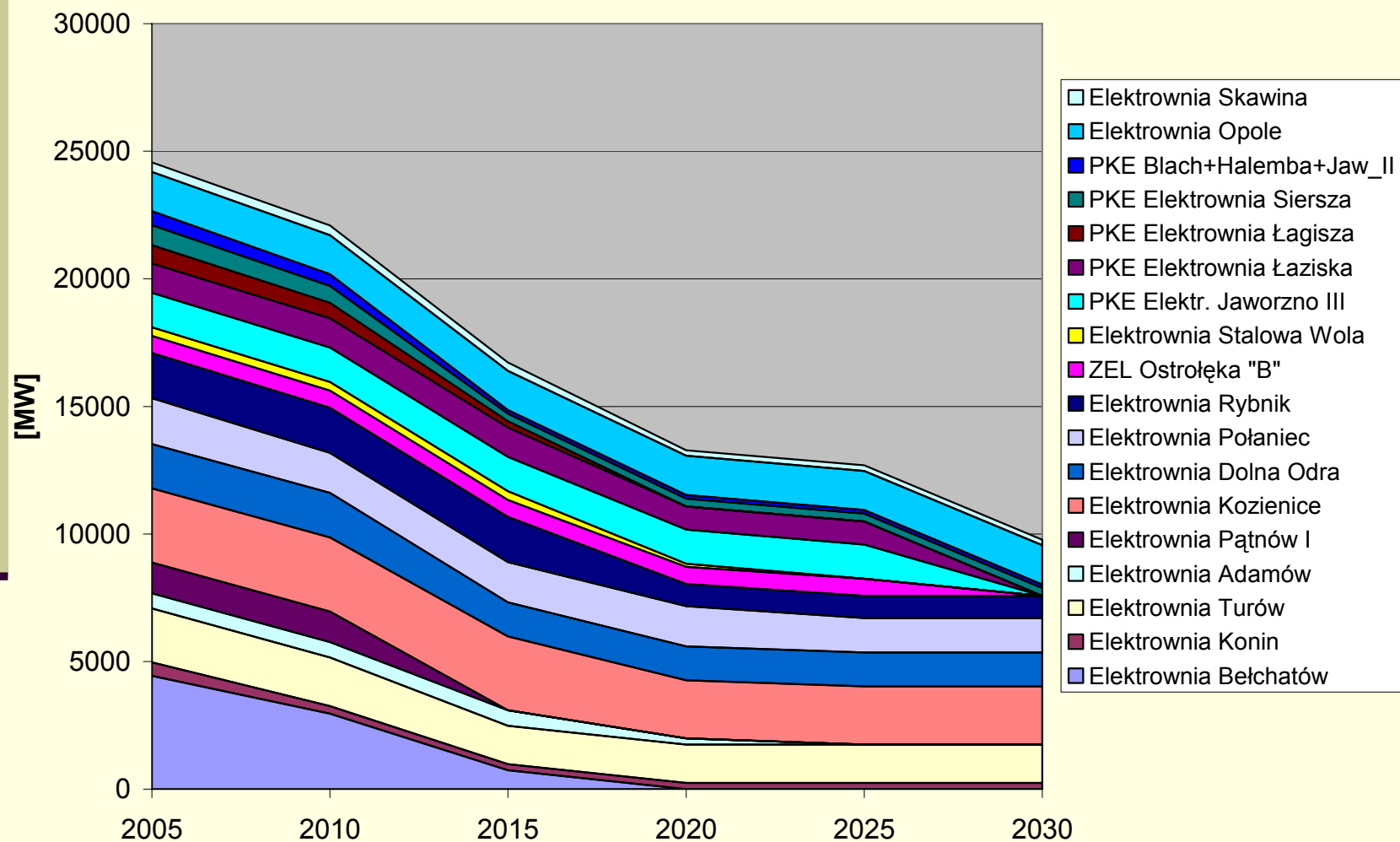
Dane sumaryczne na podstawie danych od producentów energii elektrycznej :

- **10 068 MWe** - planowane likwidacje do 2030 r.
- **4725 MWe** - Planowane odstawienia do modernizacji
- **9774 MWe** – planowana eksploatacja do 2030 r.

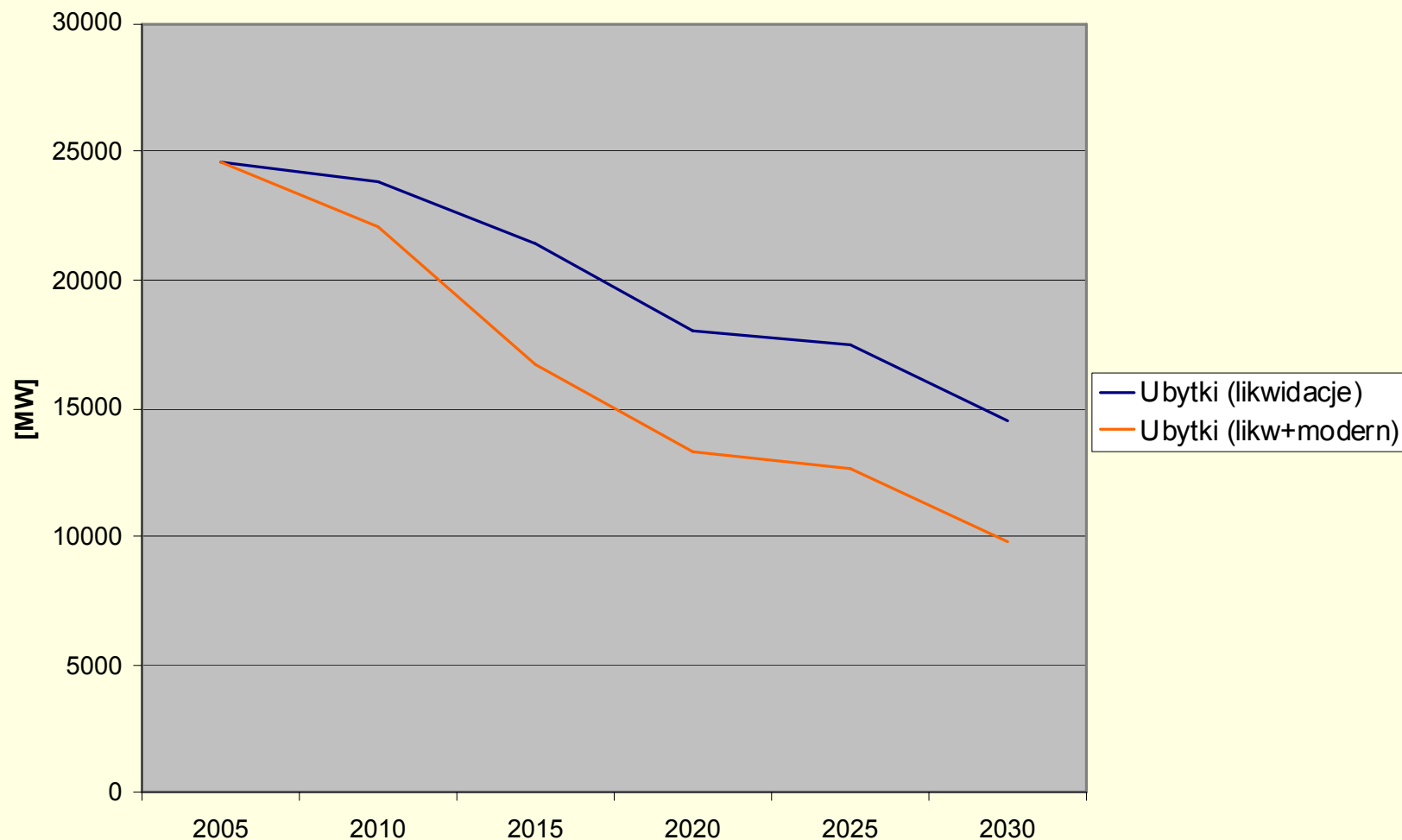
Ubytki związane z likwidacją



Ubytki związane z likwidacją i głęboka modernizacją



Ubytki związane z likwidacją i głęboka modernizacja

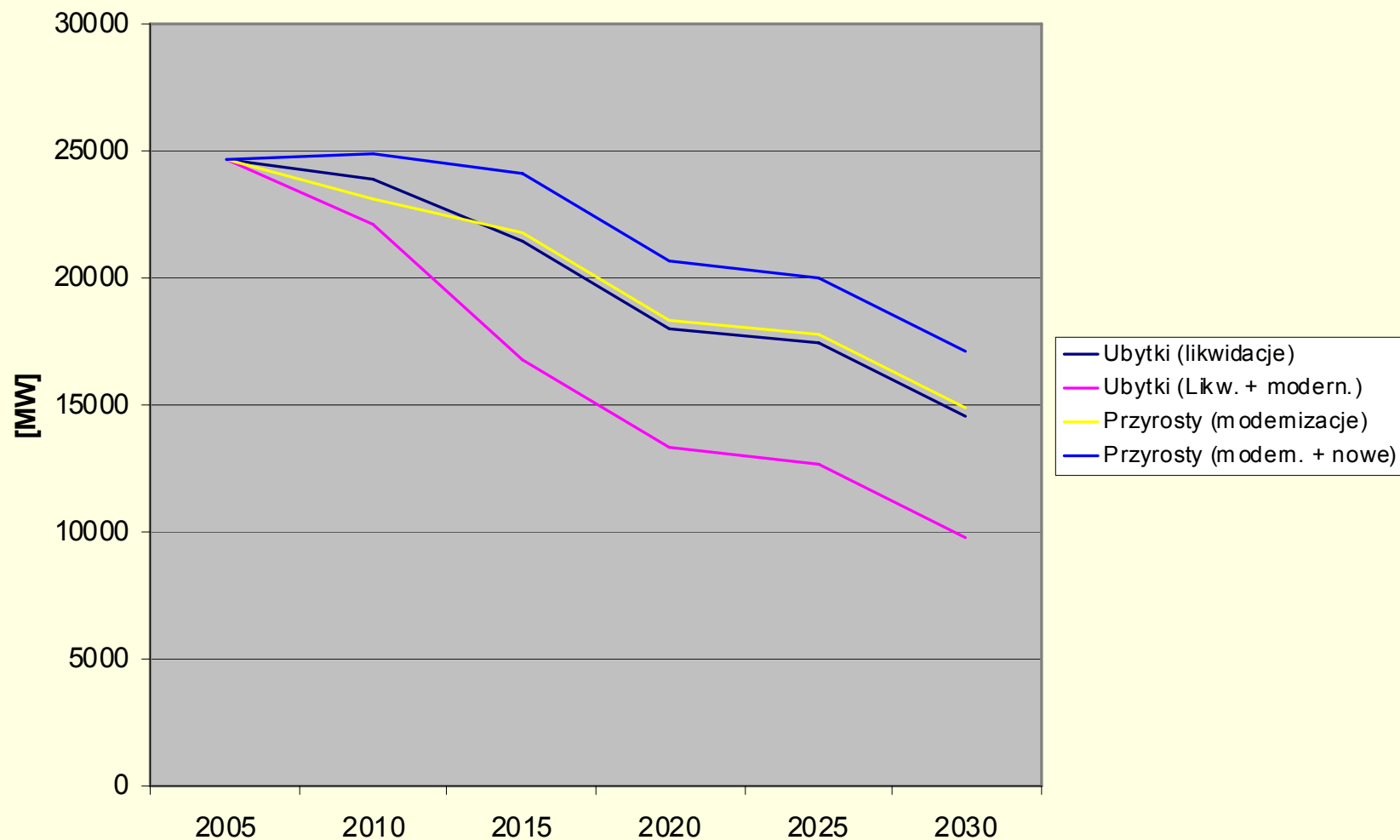


Planowane nowe obiekty i moce po modernizacji

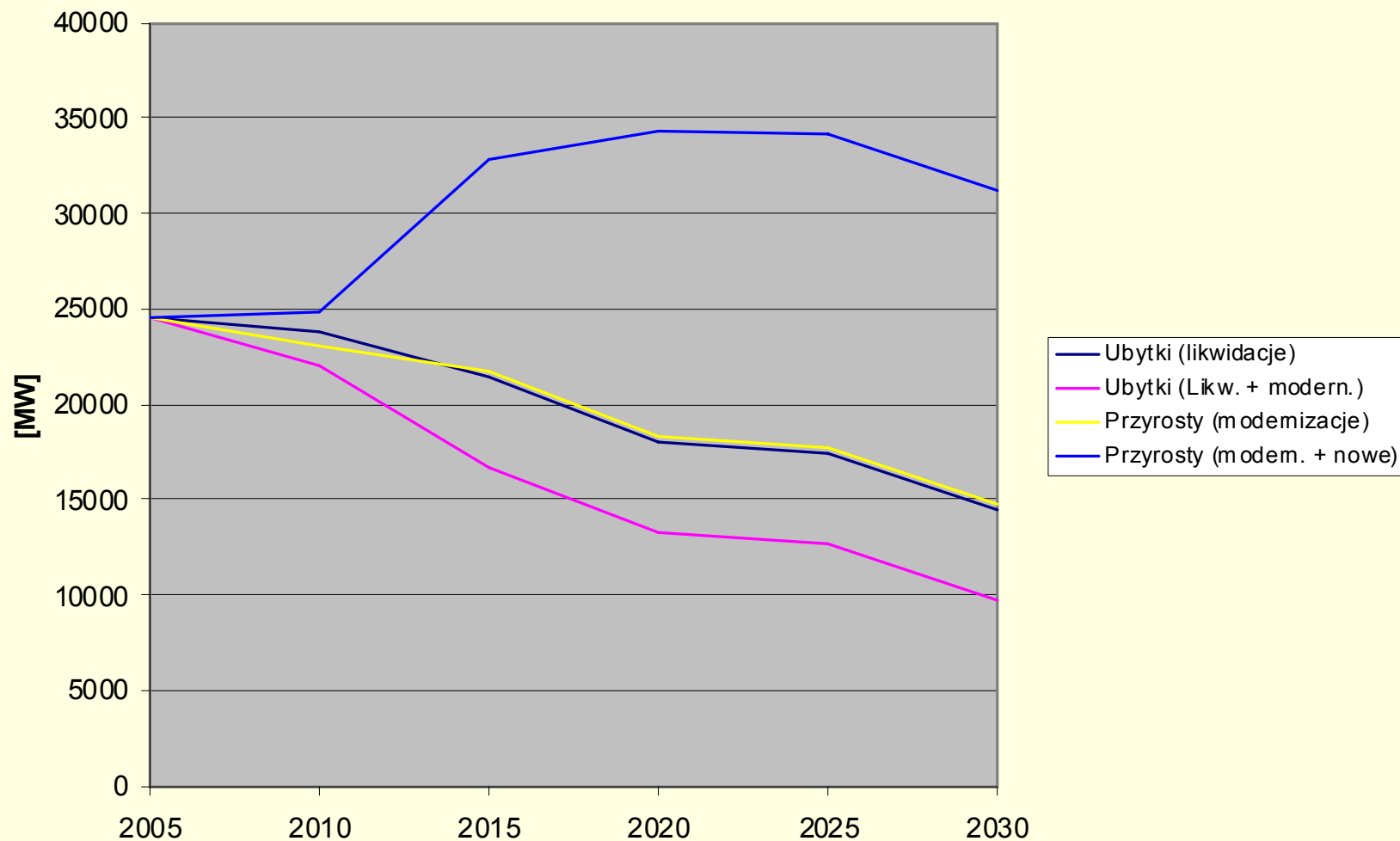
Dane sumaryczne na podstawie danych zebranych z elektrowni zawodowych:

- ❑ **1778 MWe** nowe moce w realizacji (Pątnów II – 460 MW, Łagisza – 460 MW, Bełchatów II – 858 MW) – wprowadzenie **do 2010 r.**
- ❑ **4785 MWe** – moce po głębokiej modernizacji (Bełchatów, Pątnów, Połaniec)
- ❑ **14580 MWe** - planowane nowe moce **do 2022 r**

Ścieżka zmian mocy: planowane ubytki + planowane przyrosty (zdeterm)



Ścieżka zmian mocy: planowane ubytki + planowane przyrosty (rozważane)



Wyposażenie w instalacje DESOX, DENOX

Elektrownia	Metoda odsiarczania				
	Mokra	Półsucha	Sucha	Wiązka elektronów	Kocioł fluidalny
Razem	12 210	1 880	1 495	134	2 049

RAZEM DESOX 15 719 MW

Elektrownia	Przedsięwzięcie redukcji emisji NOx						
	Dysze OFA	Modyfikacje układu spalania	Palniki nisko-emisyjne	Palniki nisko-emisyjne i dysze OFA	Palniki nisko-emisyjne i modyfikacje układu spalania	Modyfikacje układu spalania i powietrze dopalające	Kocioł fluidalny
Razem	600	3 795	10 783	765	2 820	3 350	1 989

RAZEM DENOX 24 102 MW

Planowane nowe inwestycje w DESOX, DENOX (1)

Elektrownia	Opis
Bełchatów	✓ 2007r. - zakończenie budowy IOS metodą mokrą dla bloków 3 i 4
Połaniec	✓ 2008 - planowane dołączenie bloków 1,2,3 do IOS ✓ Dalsze działania zmniejszające emisje NO _x dla bloków 1,2,3
Rybnik	✓ 2007r. - modernizacja IOS metodą półsuchą dla bloków 6,8 ✓ 2008r. - uruchomienie w IOS metodą mokrą dla bloków 2, 3, 4, 7 ✓ 2008 – blok 4 zmniejszenie emisji NO _x (pierwsza głęboka modernizacja dla osiągnięcia celu 200 mg/m ³)
Skawina	✓ 2007r. – zakończenie budowy I nitki IOS metodą półsuchą ✓ 2008r. - zakończenie budowy II nitki IOS metodą półsuchą
Jaworzno III	✓ 2008r. - zakończenie budowy IOS metodą mokrą dla bloków 3 i 4
Łagisza	✓ W trakcie realizacji budowa bloku energetycznego z kotłem fluidalnym ✓ Planowane podłączenie bloku 5 do istniejącej IOS

Planowane nowe inwestycje w DESOX, DENOX (2)

Elektrownia	Opis
Stalowa Wola	✓2010 – zakończenie budowy IOS metodą mokrą (IOS do 2017 r. będzie pracować z K13 lub K12 i z K10 lub K8 lub K9)
Pątnów	✓Zakończono budowy IOS metodą mokrą , przekazanie do eksploatacji w I kw 2008r ✓Zakończono budowę bloku z IOS metodą mokrą , przekazano blok do ruchu próbnego
Konin	✓2007r podłączenie kotłów 85 i 86 IOS metodą mokrą
Dolna Odra	✓2010r zakończenie budowy IOS metodą mokrą dla bloków 5 i 6
Pomorzany	✓2009 zakończenie modernizacji IOS – zwiększenie dyspozycyjności instalacji
Opole	✓2009 r. modernizacja kotła BP-1150 w celu redukcji NOx na bloku nr 3 ✓2011 r. modernizacja kotła BP-1150 w celu redukcji NOx na bloku nr 2 ✓2013 r. modernizacja kotła BP-1150 w celu redukcji NOx na bloku nr 4 ✓2014 r. modernizacja kotła BP-1150 w celu redukcji NOx na bloku nr 1

Podsumowanie

1. Planowane likwidacje dotyczą ok. 10 GW mocy
2. Znacznie wzrosło zainteresowanie budową nowych mocy
3. Poza 3 budowanymi blokami (1778 MW) są to inwestycje rozważane, a ich realizacja niepewna
4. Potrzebne dalsze inwestycje w odsiarczanie w celu spełnienia zaostrzonych standardów od 2008 r.
5. Problem redukcji emisji NOx w dużej mierze rozwiązany przy obecnych standardach
6. Zaostrzone standardy NOX wejdą od roku 2016-2018 - aktualny poziom DENOX niewystarczający
7. Niejasna kwestia spełnienia limitów Traktatu Akcesyjnego

5. Możliwości importu i eksportu energii elektrycznej

Główne zagadnienia

- 1) Jak wyglądamy?**
- 2) Stan obecny KSE**
- 3) Siły sprawcze rozwoju handlu EE**
- 4) Bariery rozwoju handlu**

Elektroenergetyka – dynamika zmian

Produkcja, saldo importowo- eksportowe oraz zużycie EE

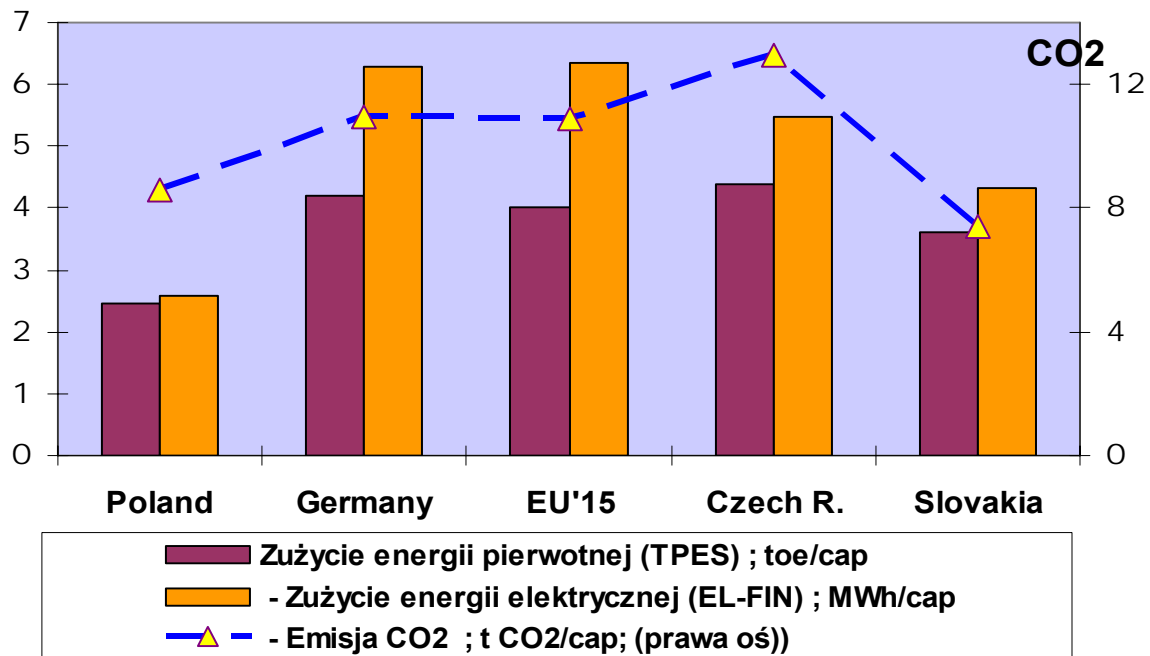
Wyszczególnienie		2005	2006	2007
Produkcja elektryczności (2004=100)		101,7	104,9	104,0
	w TWh	156,0	160,8	159,5
Saldo eksport. – importowe (2004=100)		120,4	118,4	57,7
Zużycie elektryczności (2004 = 100)		100,5	104,0	107,0
	w TWh	144,8	149,8	154,2

Elektroenergetyka – dynamika zmian

Produkcja, saldo importowo- eksportowe oraz zużycie EE

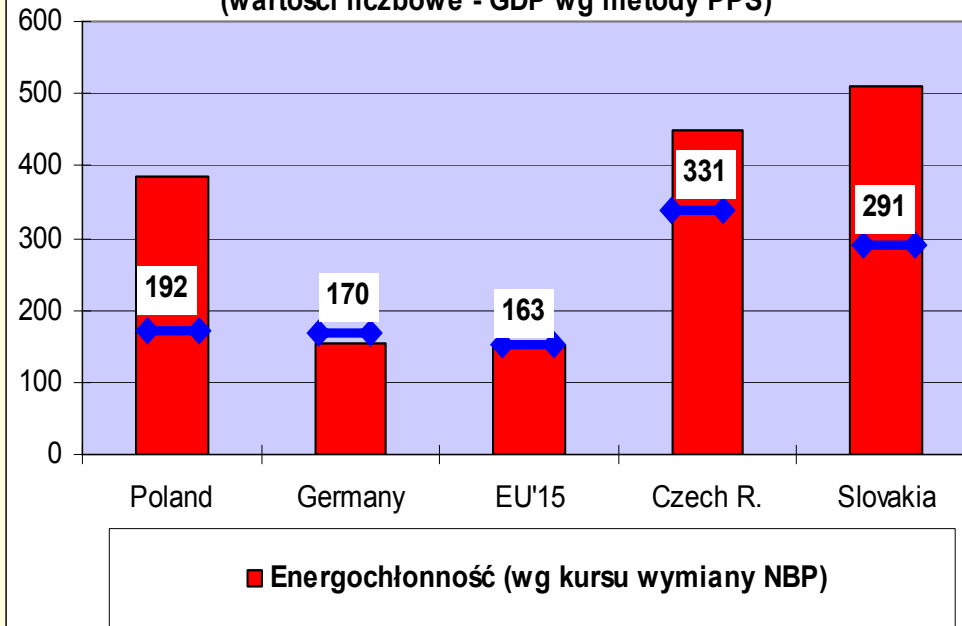
	2005		2006		2007	
	Export	Import	Export	Import	Export	Import
Część A. Wymiana handlowa; w [TWh/a]						
Ogółem, przekrój synchroniczny,	11,912	0,439	10,633	0,229	6,946	0,269
Część B. Przepływy rzeczywiste energii; w [TWh/a]						
Ogółem, przekrój synchroniczny,	13,814	2,328	12,985	2,594	11,588	4,909
Część C. Relacja przepływy rzeczywiste do kontrakty handlowe (krotności)						
Ogółem, przekrój synchroniczny, w tym:	1,2	5,3	1,2	11,3	1,7	18,2
Niemcy	0,2	4117,0	0,1	50,3	0,0	177,0
Czechy	3,4	0,2	3,2	0,5	3,5	0,1
Słowacja	0,9	0,0	1,3	0,0	1,2	0,0

Energia, elektryczność & wskaźniki CO2 w 2005



Jak wyglądamy w EU?

Energochłonność PKB w 2005 r., w [toe/MEUR'05] (wartości liczbowe - GDP wg metody PPS)



Polski system elektroenergetyczny

Dane 2007/ 2008

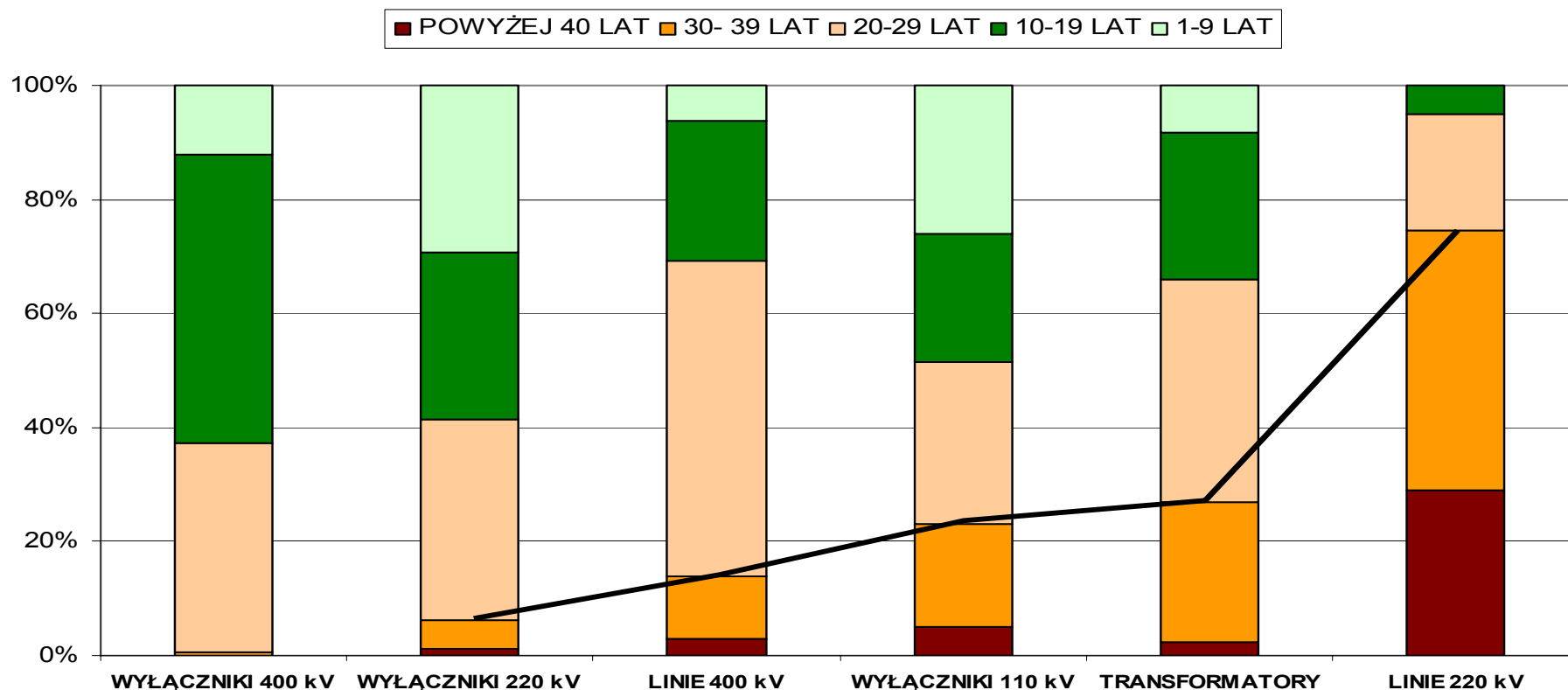
- Moc zainstalowana $\sim 35,0$ GW (ELZ + EC + ECP):
- Moc dyspozycyjna $\sim 27,1$ GW (*4 Styczeń 2008*):
- Obciążenie szczytowe – ponad **25.1 GW** (*4 Styczeń 2008*)
 - **Rezerwa (margines) $\sim 8\%$**
- Produkcja elektryczności ~ 160 TWh
- Emisje CO₂ (ELZ) - ~ 124 mln t

Możliwości importu i eksportu energii elektrycznej:

Stan aktualny systemu przesyłowego - 31.12. 2006:

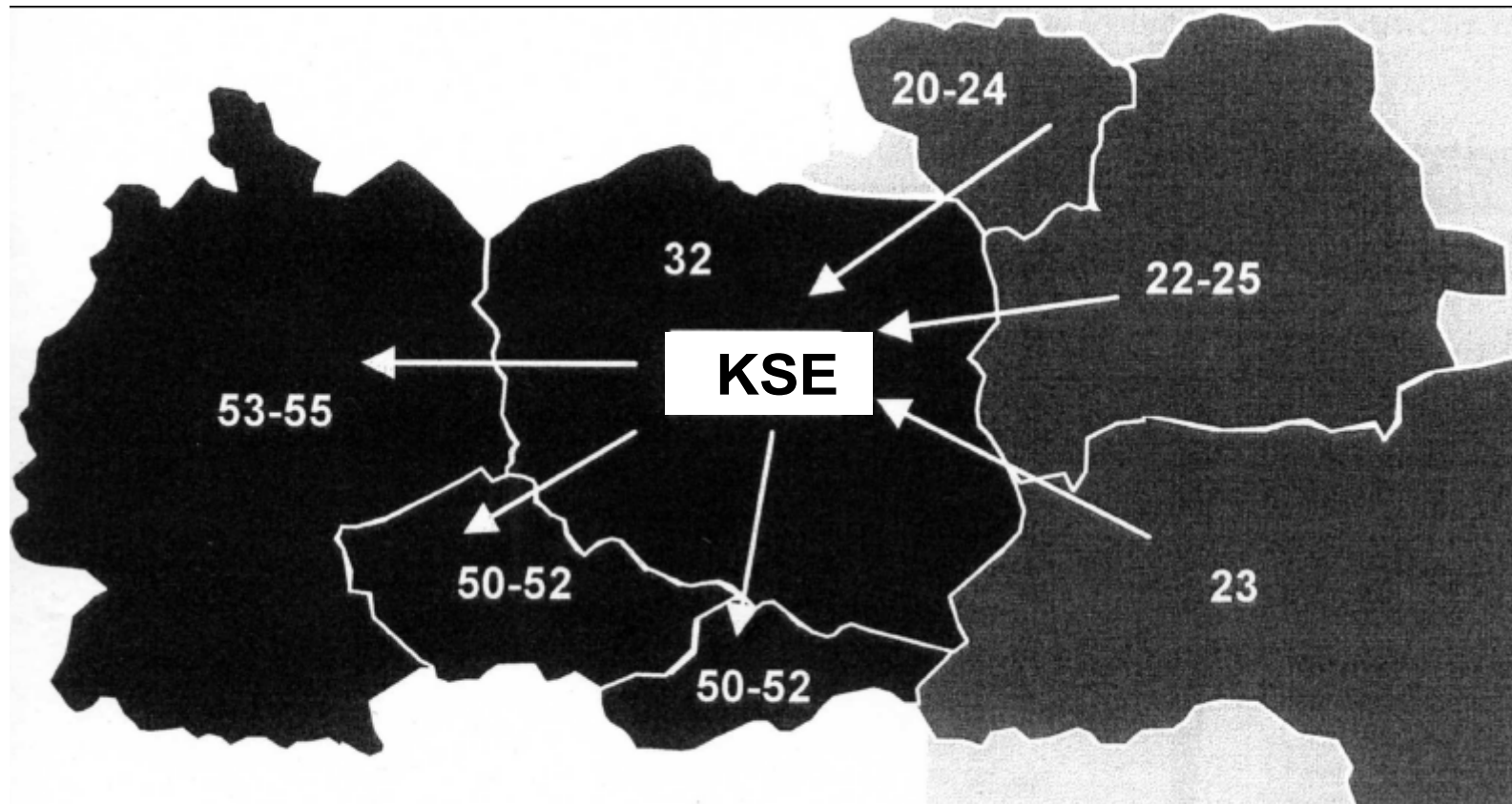
- Krajowa sieć przesyłowa - napięcia 220 - 750 kV, obejmowała:
- 232 tory prądowe linii o łącznej długości 12 918 km,

PROBLEM – znaczne zużycie majątku przesyłowego



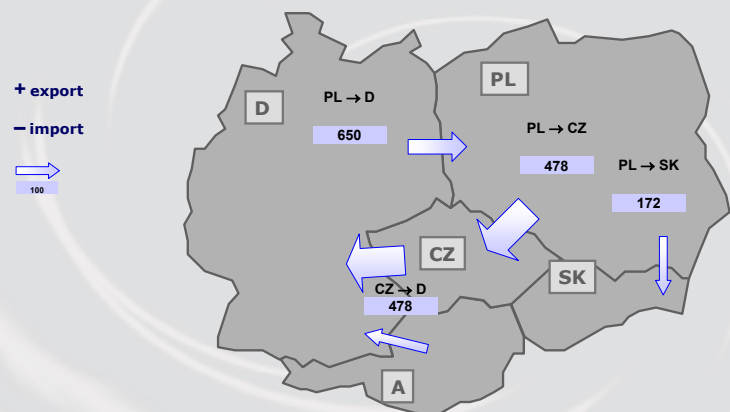
Możliwości imp- exp energii elektrycznej: - siła sprawcza rozwoju handlu EE ⇨ relacje cen

Główny czynnik stymulujący rozwój połączeń międzysystemowych
HURTOWE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PAŃSTWACH
SĄSIEDNICH w latach 2005-2007

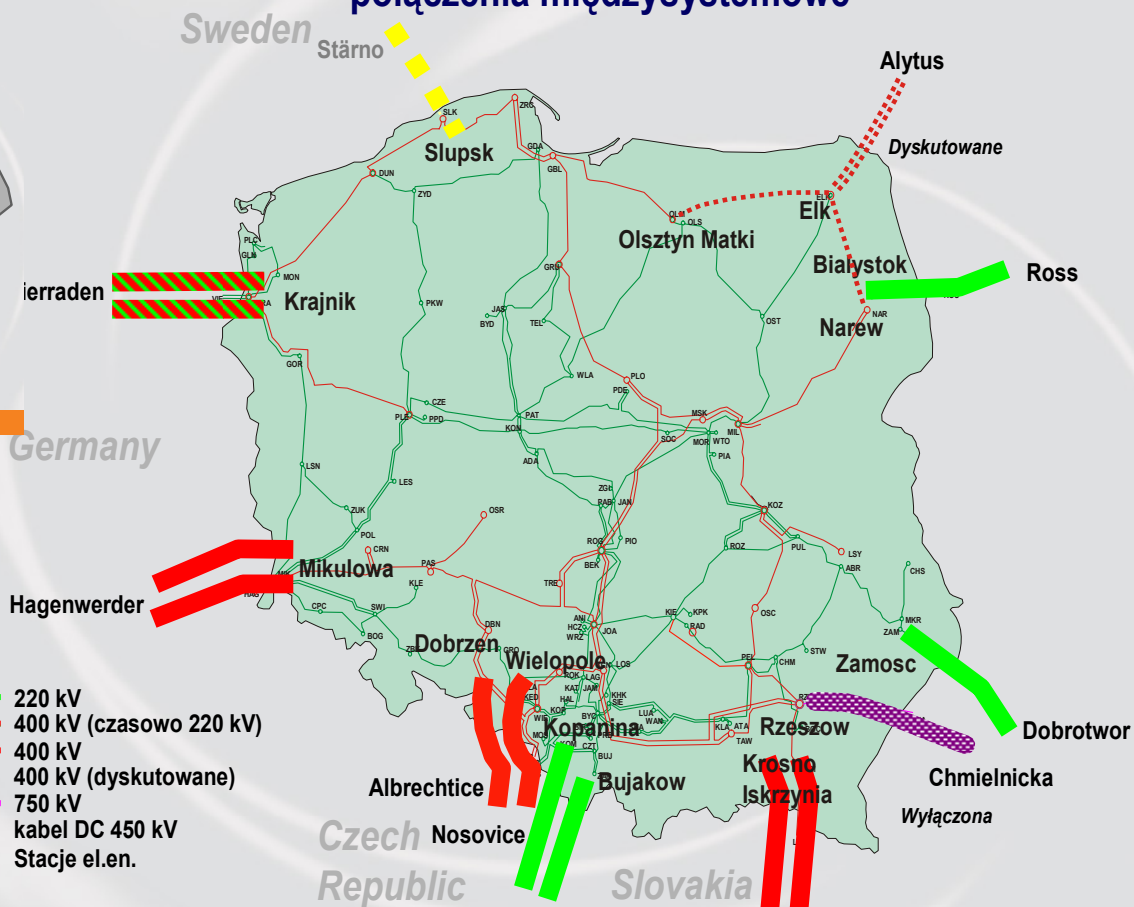


Możliwości importu i eksportu EE: - siła sprawcza rozwoju handlu EE - połączenia

Przepływ „karuzelowy”



KRAJOWY SYSTEM PRZESYŁOWY połączenia międzysystemowe



**Potencjalne zdolności
w eksporcie EE:
~2200 MW (NTC)
w imporcie:
~3200 MW**

FAKTYCZNE:
Exp - < 300 - 0 MW (exp)
Imp ~ 0
Modelowe = 0 ! (exp & imp)

Import i eksport energii elektrycznej - BARIERY

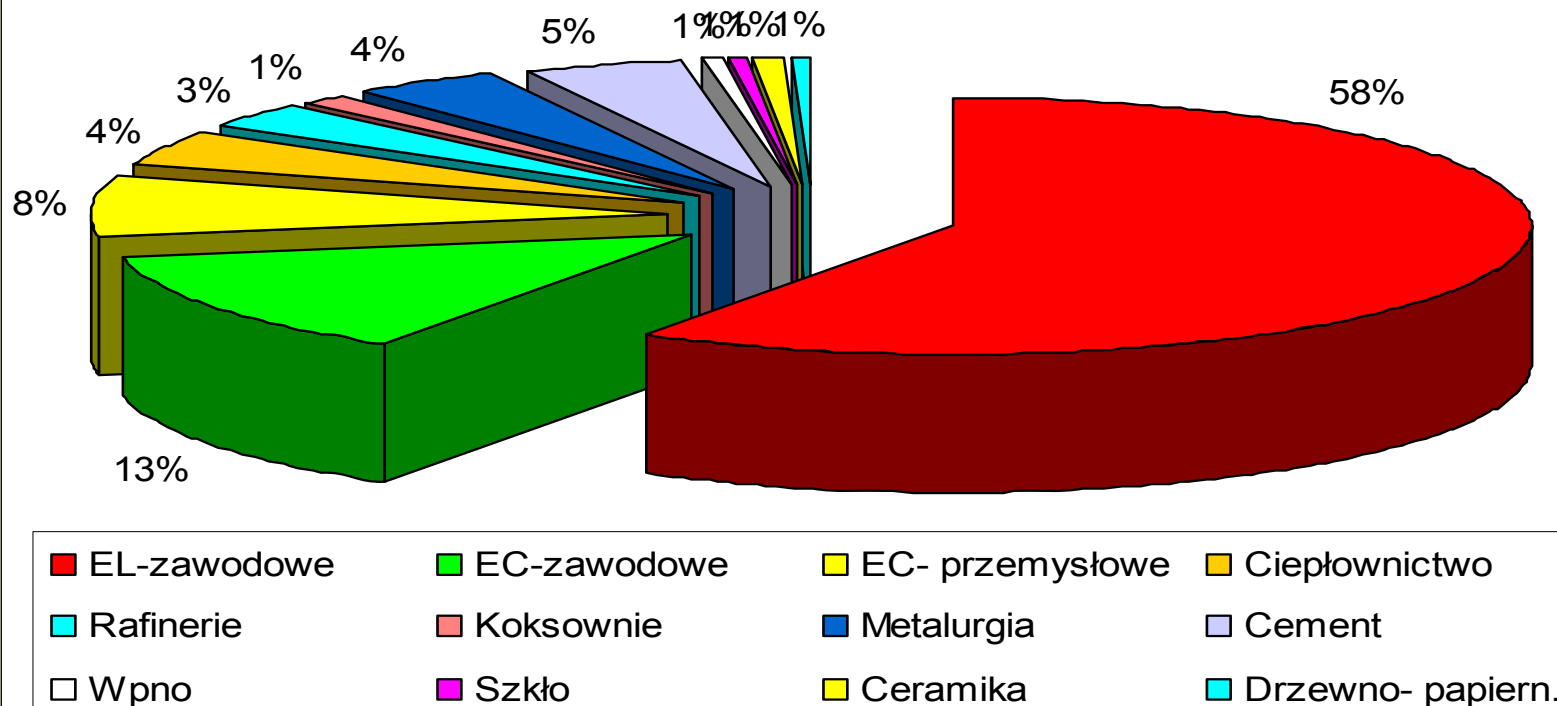
Główne przyczyny ograniczeń w wymianie exp- imp:

- Za niski potencjał zdolności przesyłowych linii granicznych
- Nierównomierne obciążania się linii granicznych wynikające ze struktury KSE i systemów sąsiednich
- Planowane wyłączenia remontowe elementów systemu
- Konieczność zachowania zasad niezawodności obowiązujących w UCTE: tzw. Reguła „n-1”
- Wahania stabilności pracy KSE
- Przeciążanie się elementów systemu wewnątrz KSE, głównie linie WN,
- Ograniczenia techniczne wewnątrz sąsiednich systemów
- Istnienie rozplądów „karuzelowych” (oczkowych) dociążających linie graniczne

6. Potencjalne możliwości oraz koszty transportu i magazynowania CO₂ w geo- strukturach w Polsce

Bilans emisji CO₂ w systemie EU ETS

POLSKA- emisje CO₂ w 2006 = ~209,5 Mt
(tylko sektory ETS)



Razem sektory ETS	209,4	100,0%
EL + EC + CIEP	176,6	84,3%
w tym: elektr. zawodowe	123,2	58,8%
Sektory technologiczne	32,9	15,7%

Zdefiniowanie zadania

Istotą zadania jest:

- *Wstępna ocena możliwości techniczno-ekonomicznych trwałego i bezpiecznego zmagazynowania CO₂ w głębokich strukturach geologicznych*
oraz
- *Oszacowanie wymagań techniczno-ekonomicznych odnośnie bliskiego transportu CO₂*
przy założeniu potrzeb magazynowania ok. 2020 – 2025

Cel wykonanych analiz

Bezpośrednie cele pracy to próba udzielenia wiarygodnej odpowiedzi na pytania:

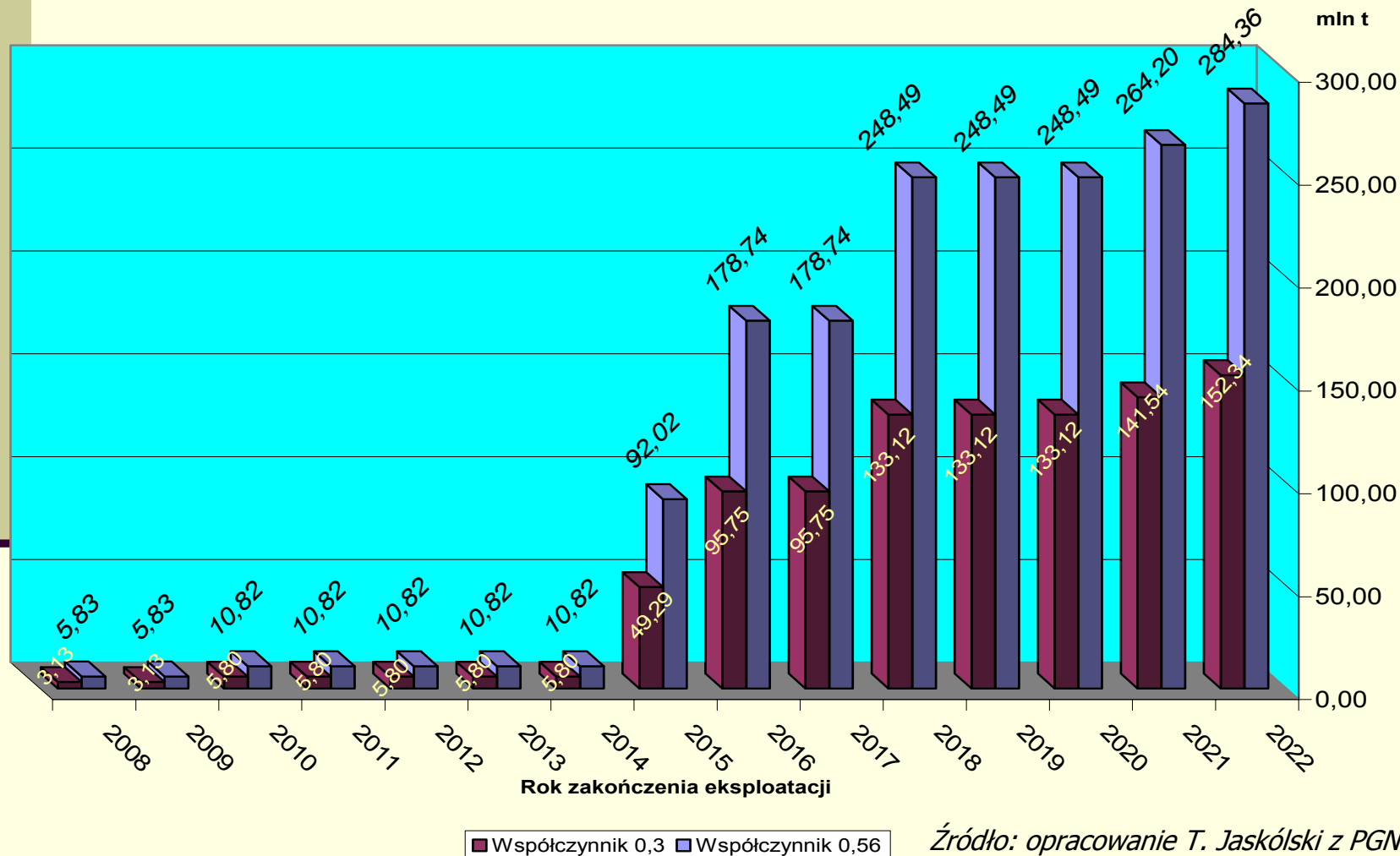
- **Czy zakładane, wielkie ilości emisji CO₂ z obiektów elektroenergetyki zawodowej będzie można bezpiecznie zmagazynować w kraju, w podziemnych strukturach geologicznych?**
- **Które struktury warto rozważać najpierw?**
- **Jakiego rodzaju działania wyprzedzające, inwestycje oraz wynikające z nich koszty będą towarzyszyły procesowi magazynowania i transportu CO₂?**

Zagadnienia prezentowane w raporcie

- Ocena potencjalnych zasobów gazu ziemnego w Polsce,
- Ścieżka szczyptywania złóż ropno-gazowych w perspektywie 2020, 2030 – wzrost zdolności do magazynowania CO₂- odliczenie PMG
- Oszacowanie możliwości magazynowania CO₂ w strukturach ropno-gazowych oraz warstwach wodonośnych, w lata 2020 - 2030 i później, + szkic wymagań formalno-prawnych
- Wstępne oszacowanie modelowych charakterystyk techniczno-ekonomicznych PMG i geo-magazynów
- Oszacowanie modelowych charakterystyk bliskiego transportu CO₂ w ilości ok. 2,5 – 6 mln ton CO₂, bezpośrednim rurociągiem- do 30-50 km (średnie warunki terenowe budowy).

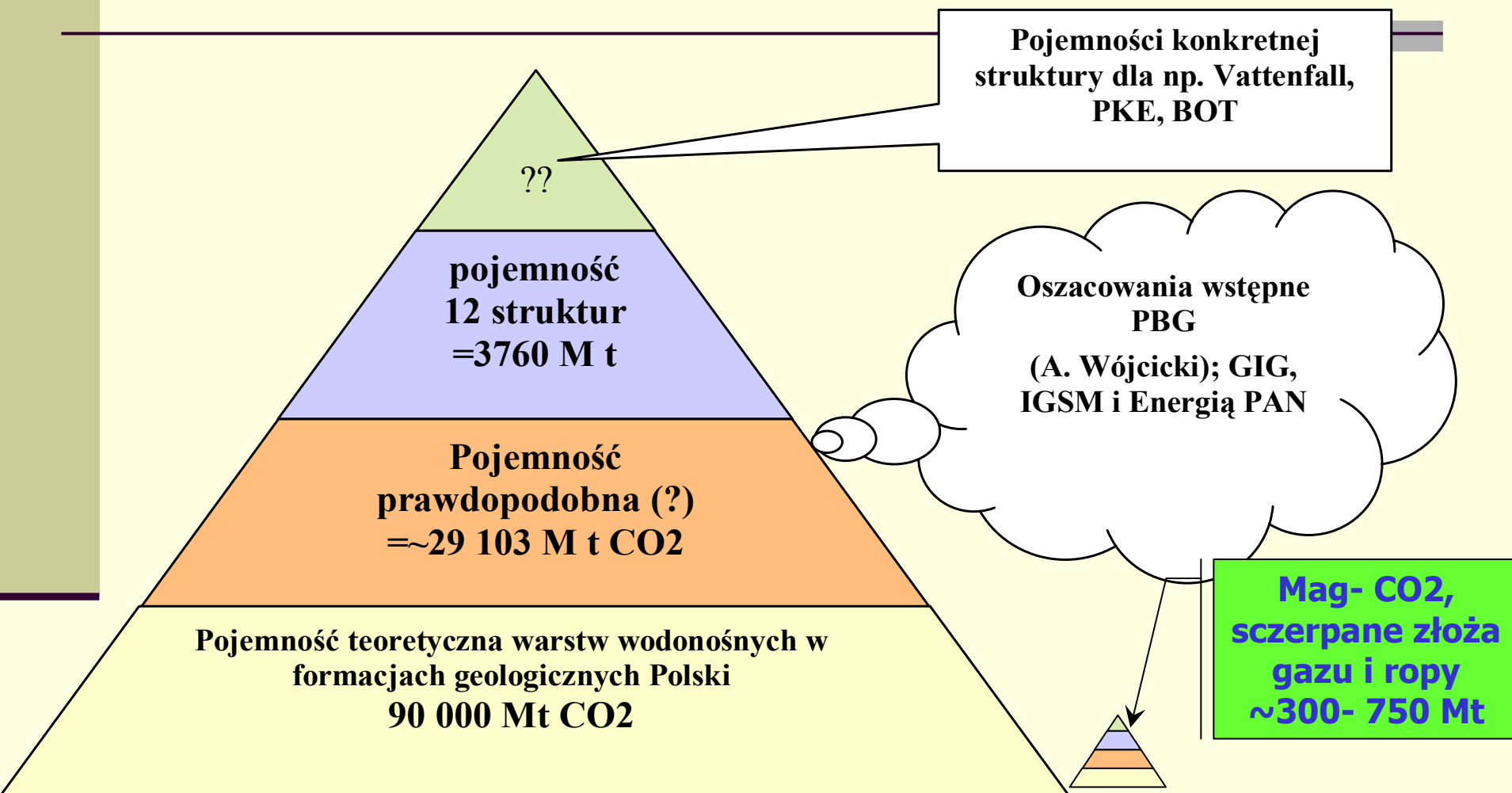
Zdolności magazynowania CO₂ w złożach ropy i gazu

Masa CO₂ możliwa do zatłoczenia narastająco



Źródło: opracowanie T. Jaskólski z PGNiG

Pojemności magazynowe w warstwach wodonośnych (*aquifers*)

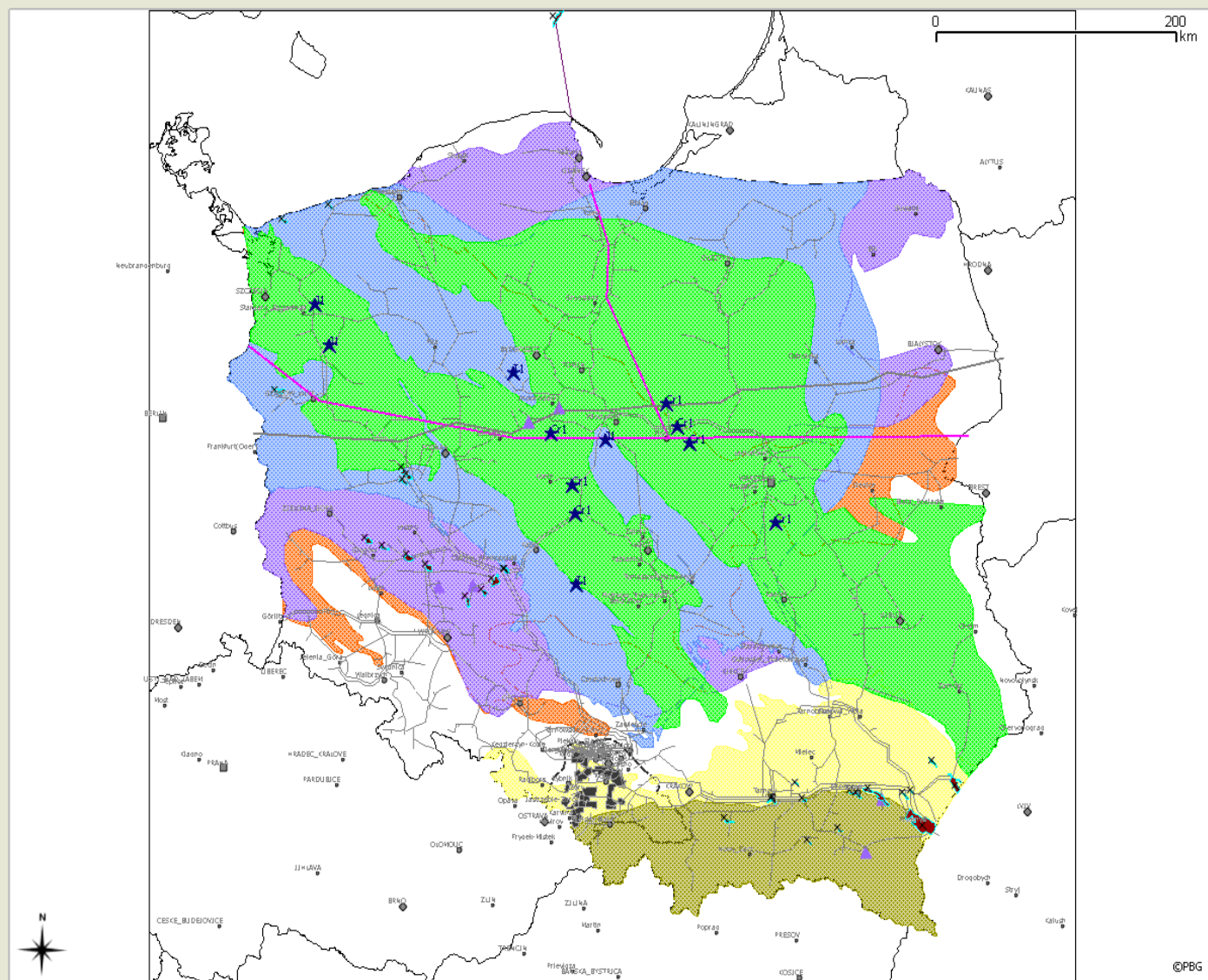


Magazynowe w warstwach wodonośnych

Aktualny stan rozpoznania

Legenda

- ☐ x Pkty zał. do poziomów wodonośnych (Tarkowski, 2005)
- ☐ x Pkty zał. do złóż węglowodorów
- ☐ x Złóża węglowodorów (Karkowski 1993/99)
- ☐ x Gazociągi (Karkowski, 1993 - uaktualnione)
- ☐ x Podziemne magazyny gazu/paliw Gazociąg Petrobaltic
- ☐ x Gazociąg Jamalski
- ☐ x Rurociąg Przyjaźń
- ☐ x Wybrane złoża MPW (Przenioso, 2005)
- ☐ x Miasta (tys. mieszkańców)
 • 50 - 100
 • 100 - 250
 • 250 - 1000
 • 1000 - 5000
- ☐ x Karpaty (Karkowski, 1993)
- ☐ x Zasięg Cr1 (Górecki, 1995)
- ☐ x Miocen (Zapadlisko Przedkarpackie - Karkowski, 19...
 zasięg J1 (Górecki 1995)
- ☐ x Zasięg Tp2 (Dadlez, Marek, Pokorski, 1996)
- ☐ x Zasięg P1 (Karkowski, 1993)
- ☐ x GZW - zasięg karbonu produktywnego (PIG)
- ☐ x Granice



Szacunkowe nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji zbiorników CO₂

Lp	Struktura magazynowa (pojemność docelowa złoża r-g oraz warstwy wodonośne)	Roczna zdolność zatłaczania, w mln t CO ₂ /a	Całkowite NI w Mln zł (ceny 2005r)	Roczne koszty eksploatacyjne (O&M) + monitor Mln zł/a (ceny 2005r)	Łączne koszty magazynowania zł/ t CO ₂ (ceny 2005r)
1	Magazyny w szcerpanych złożach węglowodorów:				
1.1	Maly magazyn- pojemność ~ 4 M ton	0,200	160,0	6,4	120- 150
1.2	Maly magazyn- pojemność~ 6 M ton	0,300	200,0	8,0	86- 100
1.3	Średni magazyn- pojemność ~ 50 M ton	2,500	850,0	34- 36	50- 55
1.4	Średni magazyn- pojemność ~ 80 M ton	4,000	900,0	36- 49	32- 35
2.	Warstwy wodonośne (wielkie struktury)				
2.1	Magazyn – 180 M t CO ₂	6,0	1200,0	84- 105	33 – 42
2.2	Magazyn – 240 M t CO ₂	8,0	1200,0	84- 105	23 – 30
2.3	Magazyn- 300 M t CO ₂	10,0	1500,0	96- 105	20 - 24

Bliski transport rurociągiem

Założenia:

- a) **Odległość <30, 50 km>**
- b) **Przesył ok. 4 - 6 – 8 mln t CO₂/a**
- c) **Ciśnienie 8- 11 MPa; na wyjściu > 6 MPa**
- d) **Wynik – dobór średnicy = ~ 500 mm**
- e) **Temperatura średnio-roczna max. ~ 20°C**
- f) **CO₂ – tzw. gęsta faza ciekła**
- g) **CO₂ – czysty i osuszony (!!)**

Opcje: sprężarka lub większa średnica, np. ~800 mm

Wnioski z oceny zdolności magazynowania w strukturach geologicznych w Polsce

Wykonana analiza i ocena możliwości magazynowania CO₂ we wgłębnych strukturach geologicznych Polski wskazuje, że:

1. Obiekty energetyki systemowej – magazyny = solankowe warstwy wodonośne, zlokalizowane na dość dużym obszarze Polski. Pierwotne oszacowania są weryfikowane (konkretne struktury).
2. Weryfikacja obecna - rozpoznawanie 12 do 20 struktur wodonośnych = długotrwałe, bezpieczne magazynowanie ok. 4 mld ton CO₂. Ilość ta może ulec 2-3 krotnemu zwiększeniu, ale wymaga potwierdzenia w kilkuletnich pracach badawczych.
3. Polska dysponuje niezbyt wielką liczbą potencjalnych obiektów magazynowania CO₂ - na bazie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Są to niestety struktury bardzo małe, o całkowitej pojemności max do 200- 350 – 500 mln t CO₂
4. Struktury szcerpanych złóż takie jak, np. Borzęcin czy Tarnów - znakomicie nadają się do prowadzenia półprzemysłowych prób i testów, w celu lepszego poznania zjawisk towarzyszących magazynowaniu CO₂ w geo-strukturze.
5. Część struktur r-g potencjalnie nadaje się do magazynowania CO₂ z mniejszych obiektów energetycznych, typu EC Bielsko Biała, o rocznych emisjach ok. 200-300 tys. ton CO₂. Mogą one zyskać na atrakcyjności wówczas gdyby okazało się, że zostanie nałożony obowiązek instalacji CCS, a równocześnie istotnie wzrośnie cena zakupu uprawnienia do emisji CO₂.

Aspekty kosztowe

**Przykładowa struktura kosztu „łańcucha CCS”
dla zatłaczania strumienia CO₂ 4 - 6 mln t/a**

Wyszczególnienie:	EUR/t CO₂	w %	EUR/t CO₂	w %
transport (do 30 km)	1	2,2	1	1,8
magazynowanie ~6 mln t CO₂/a	10	21,7	10	17,9
Wychwytywanie (post-comb)	35	76,1	45	80,4
Razem	46	100,0	56	100,0

Zestawienie wskazuje, że koszty transportu z magazynowaniem mogą stanowić dość znaczny udział w całkowitym koszcie łańcucha CCS

Co dalej?

Kluczowe wyzwania dla instytucji rządowych RP (B+R) i inwestorów:

- a) **Uruchomienie DEMO** – nakłady B+R oraz wsparcie inwestorów w projektach pilotażowych całego łańcucha **CCS** (w MG są 4 propozycje)
- b) **Rozpoznanie możliwości budowy sieci transportowych CO₂** – (np. Śląsk – porty – statki – magazyny podmorskie) – pilne alternatywne biznesplany
- c) **Wymagane decyzje strategiczne - budowa spójnej koncepcji tworzenia i zarządzania systemem CO₂** (prawo + instytucje + mechanizmy + procedury)