

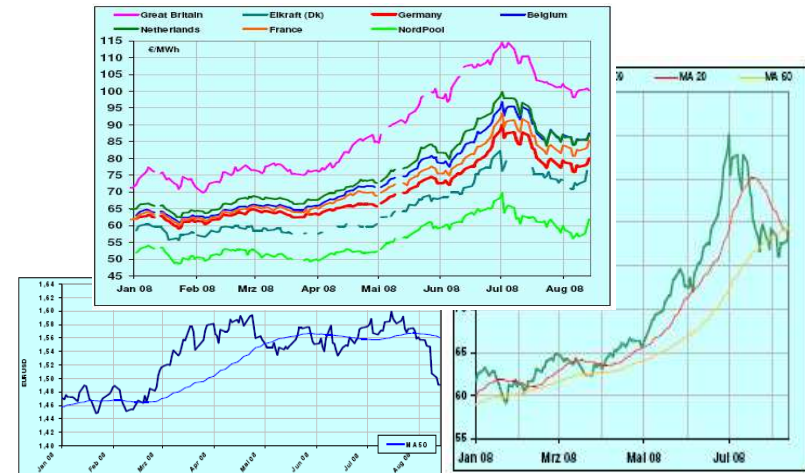
Czy trendy cenowe na rynku energii są przewidywalne?

Porównanie sytuacji na RE w latach 2006/2007/2008 oraz prognoza na 2009 i 2010

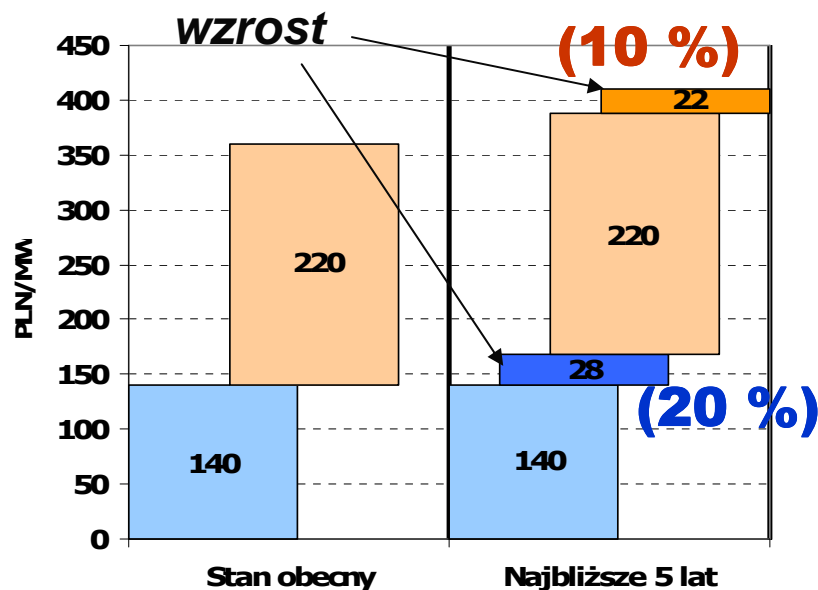
*Piotr Gołębiowski
Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.*

Agenda

- ❑ Ceny przewidywalne???
- ❑ Sytuacja cenowa od 2006
- ❑ Rynek niemiecki – gdzie jesteśmy?
- ❑ Czynniki wpływające na poziom cen energii w Polsce
- ❑ Oczekiwania wytwórców w perspektywie kosztów produkcji
- ❑ Prognozy cenowe – perspektywa 2011
- ❑ Metodyka wycen a produkty sprzedażowe



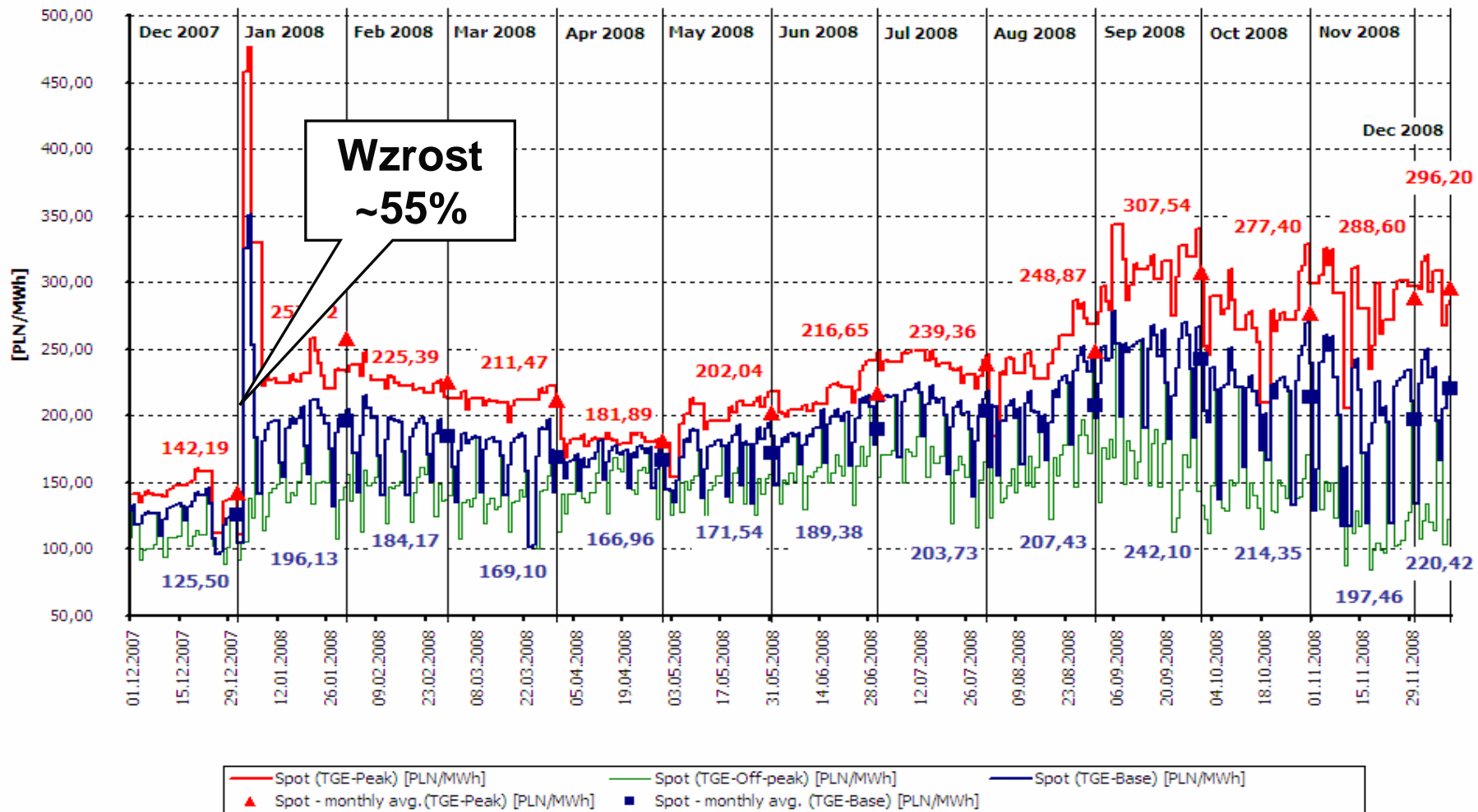
Prognozy cen z Polityki Energetycznej Polski do 2025r.



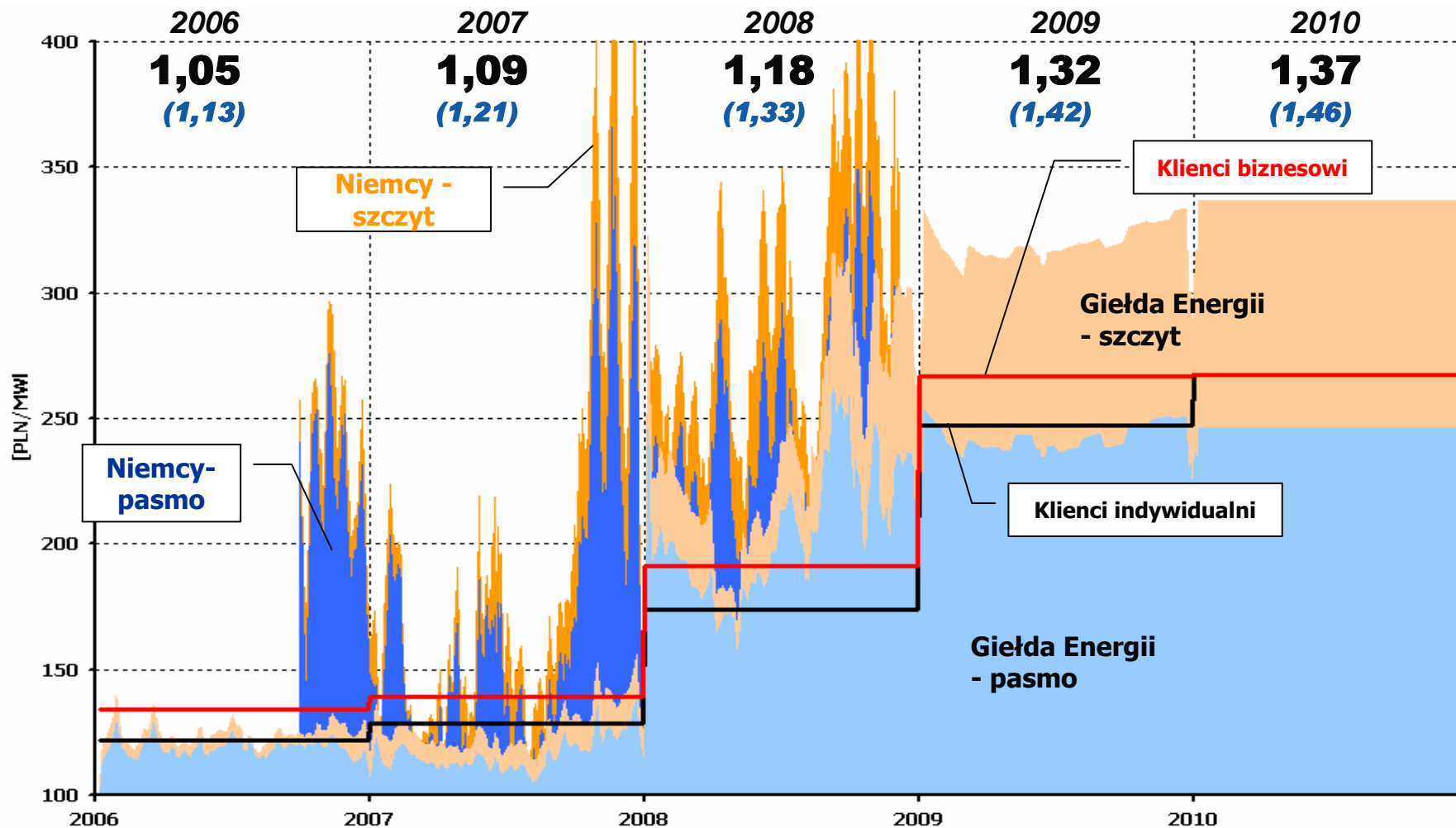
- Ograniczenie wpływu na środowisko,
- Bezpieczeństwo energetyczne,
- Rozwój gospodarczy i technologiczny

(źródło: Program dla Energetyki / marzec 2006)

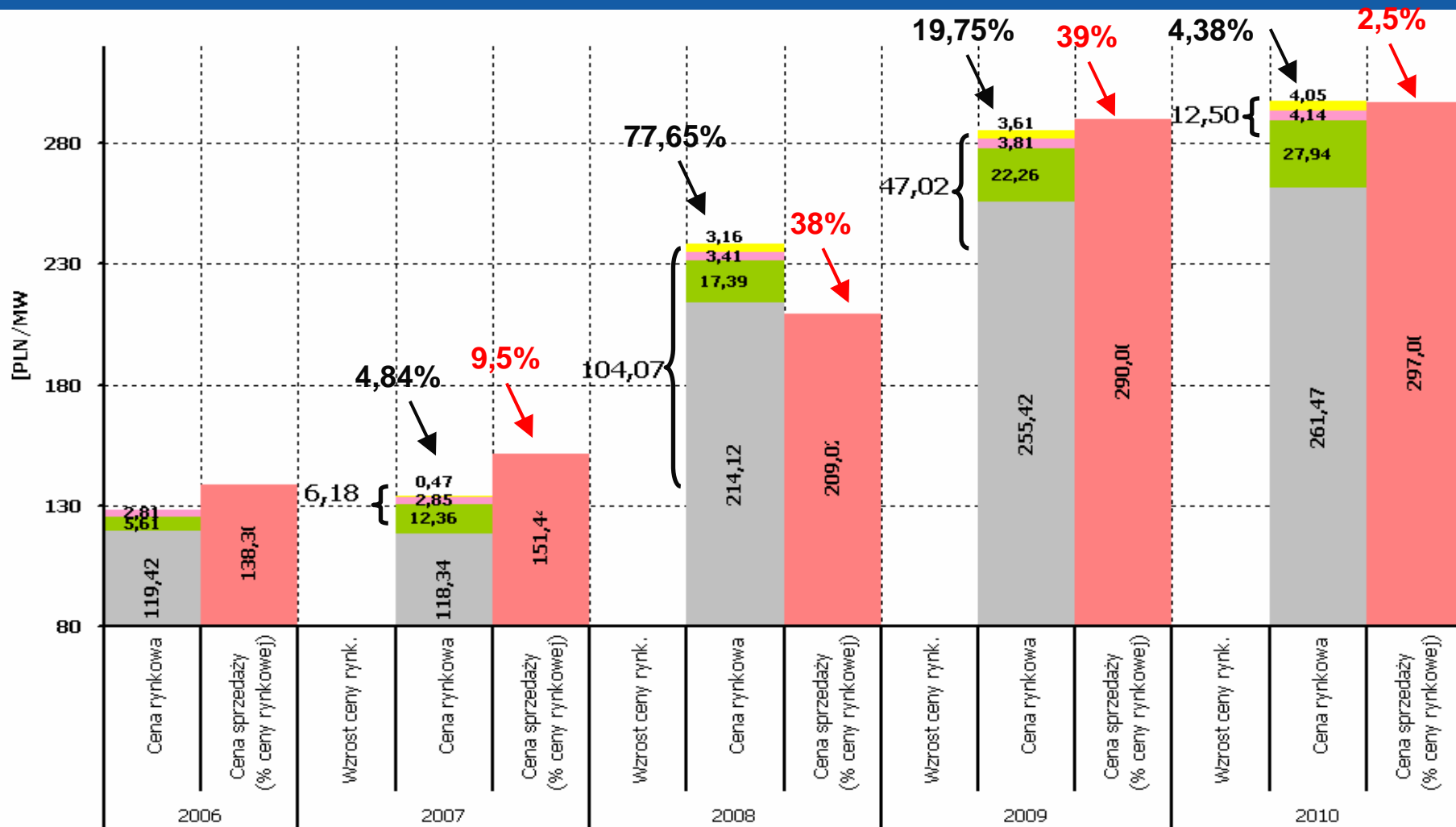
Ceny na TGE (grudzień'07- sierpień'08)



Ceny giełdowe (PPX, EEX) vs. ceny sprzedaży



Cena rynkowa vs. cena sprzedaży



Porównanie cen na rynkach europejskich

Argus European Electricity

Argus European OTC assessments											€/MWh
		UK*	Germany	Netherlands	France	Spain	Nord Pool	Poland	Czech	Hungary	
Day ahead	Base load	64.60	64.00	66.25	66.00	60.00	49.75	61.13	61.50	62.50	
	Peak load	80.60	77.50	75.90	79.75	-	-	80.06	79.00	77.50	
Week ahead	Base load	66.04	63.00	66.00	76.75	60.00	49.50	56.91	62.25	63.50	
	Peak load	86.52	83.50	83.00	95.00	-	54.00	-	85.25	-	
Month ahead	Base load	64.36	55.00	59.50	68.50	59.75	45.60	55.23	54.00	59.00	
	Peak load	84.81	75.00	87.00	93.05	-	49.10	85.56	74.50	-	
Quarter ahead	Base load	63.26	55.20	60.10	65.90	56.75	43.65	55.23	54.90	61.00	
	Peak load	81.95	76.10	86.00	87.50	-	46.30	-	77.35	-	
Year ahead	Base load	58.29	55.15	58.00	58.75	54.40	39.78	52.77	55.10	66.50	
	Peak load	71.38	85.60	81.55	86.00	-	-	-	80.30	-	

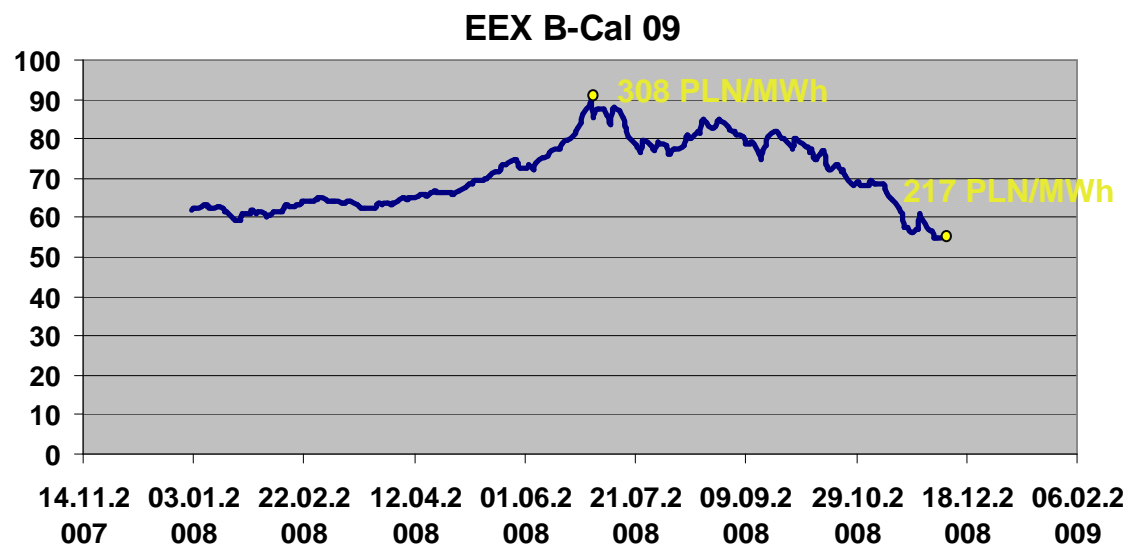
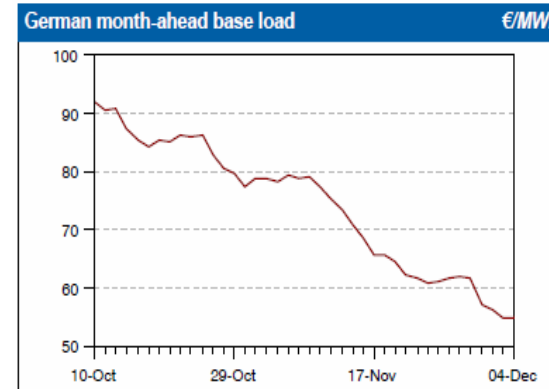
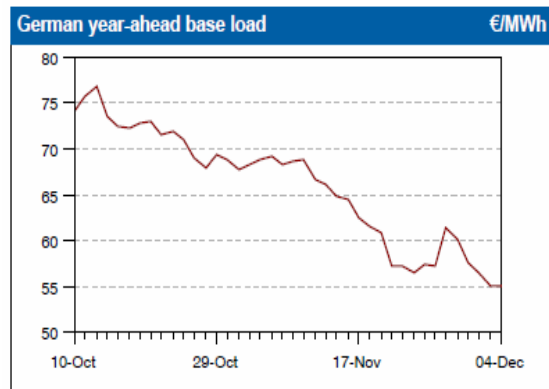
* UK assessments are for EFA months. UK year ahead is annual April/October.

Argus European Electricity

Sytuacja Cenowa na Rynku Niemieckim

German and Alpine markets

Period	Base load			Peak load			
	€/MWh	Buy	Sell	Change	Buy	Sell	Change
Working day ahead		63.90	64.10	-2.00	77.40	77.60	-6.50
Friday		63.90	64.10	-1.00	77.40	77.60	1.00
Saturday		51.75	52.25	na	59.00	60.00	na
Weekend		46.25	46.75	1.50			
Week ahead		62.75	63.25	0.50	83.00	84.00	-0.50
Week 51		53.75	54.75	-1.20	73.20	73.80	-0.50
Week 52		36.70	37.30	0.00	48.60	49.40	0.00
Week 1		37.50	38.50	0.00	49.00	50.00	0.00
January		54.75	55.25	0.25	74.75	75.25	0.25
February		57.60	58.40	0.00	80.50	81.50	0.00
March		52.20	52.70	-0.55	72.25	73.25	-0.25
April		49.50	51.50	0.00	72.00	73.50	-0.75
May		47.00	49.00	0.00	64.00	65.50	0.00
June		51.50	53.50	0.00	71.50	73.50	-0.50
Q1 2009		55.00	55.40	-0.30	75.60	76.60	-0.15
Q2 2009		49.70	50.50	0.10	69.80	70.30	-0.45
Q3 2009		52.85	53.35	0.10	78.80	79.50	-0.50
Q4 2009		60.60	61.60	0.10	87.00	88.00	-0.30
Q1 2010		62.90	63.50	0.95	90.00	92.00	0.00
Q2 2010		50.50	52.50	0.50	72.00	74.00	0.00
2009		55.05	55.25	0.02	78.15	78.65	-0.35
2010		57.50	57.70	0.40	83.60	83.90	-0.15
2011		58.95	59.55	0.50	85.20	86.00	-0.90



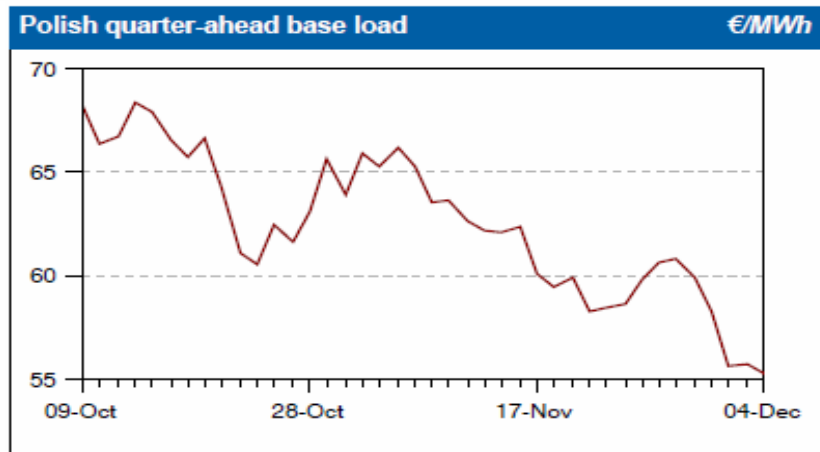
Argus European Electricity

Rynek w Polsce oczyma Zagranicy

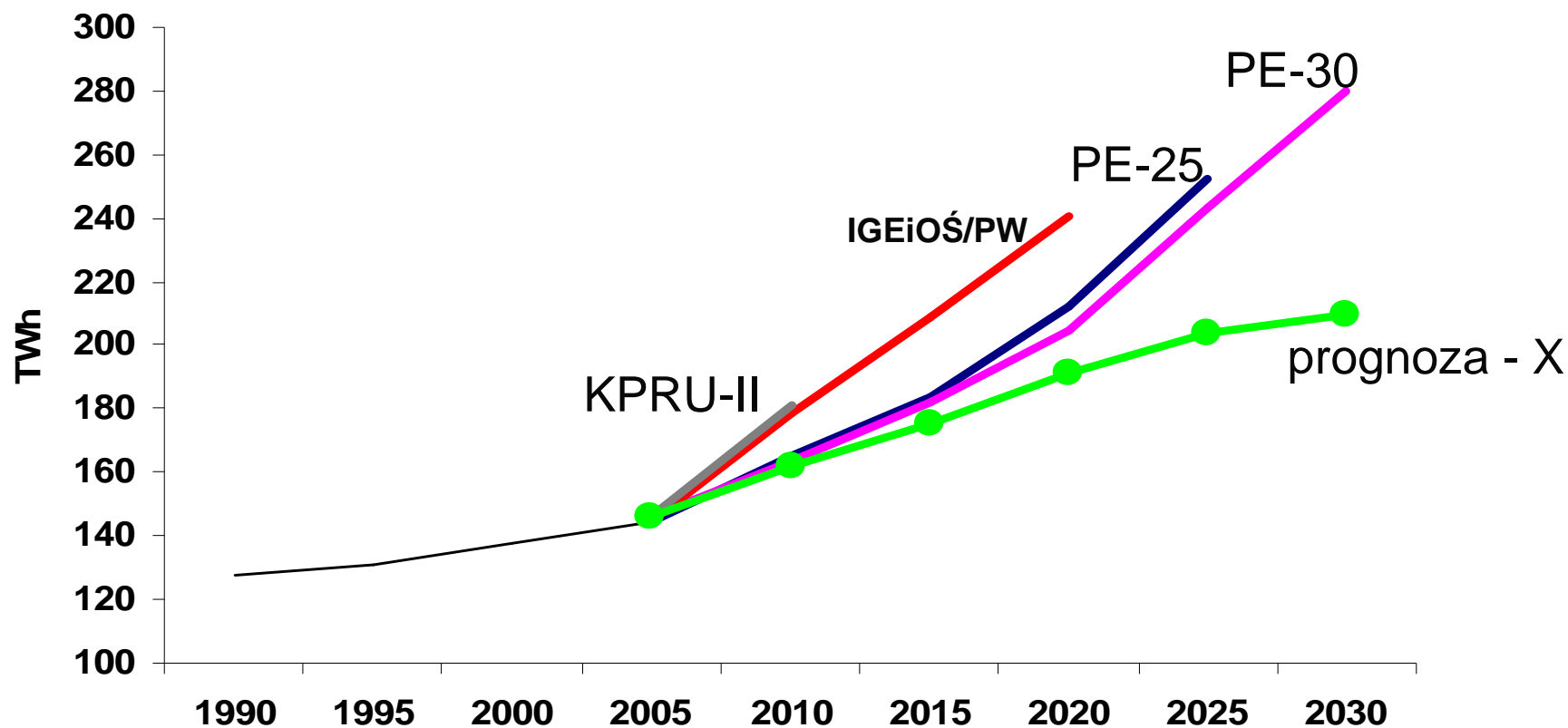
Polish market

Polish OTC market				Zloty/MWh		
Period	Base load			Peak load		
	Buy	Sell	Change	Buy	Sell	Change
Working day ahead	235.25	236.25	7.50	308.25	309.25	16.00
Week ahead	214.00	225.00	0.00			
January	211.00	215.00	-5.50	320.00	340.00	-0.50
February	210.00	214.00	-3.00			
March	200.00	210.00	-5.00			
Q1 2009	212.00	214.00	-2.00			
Q2 2009	185.00	220.00	-6.00			
Q3 2009	187.00	222.00	-6.00			
Q4 2009	205.00	225.00	-5.00			
Balance of 2008	209.00	220.00	4.50			
2009	200.00	207.00	-6.50			
2010	225.00	264.00	-0.25			

Polish OTC market				€/MWh		
Period	Base load			Peak load		
	Buy	Sell	Change	Buy	Sell	Change
Working day ahead	61.00	61.26	1.95	79.93	80.19	4.15
Week ahead	55.49	58.34	0.00			
January	54.71	55.75	-1.43	82.97	88.16	-0.13
February	54.45	55.49	-0.78			
March	51.86	54.45	-1.30			
Q1 2009	54.97	55.49	-0.52			
Q2 2009	47.97	57.05	-1.55			
Q3 2009	48.49	57.56	-1.55			
Q4 2009	53.16	58.34	-1.30			
Balance of 2008	54.19	57.05	1.17			
2009	51.86	53.67	-1.89			
2010	58.34	68.45	-0.06			



Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną różne prognozy



źródło: mat. UCBEiOŚ PW, własne

Główne determinanty poziomu ceny energii

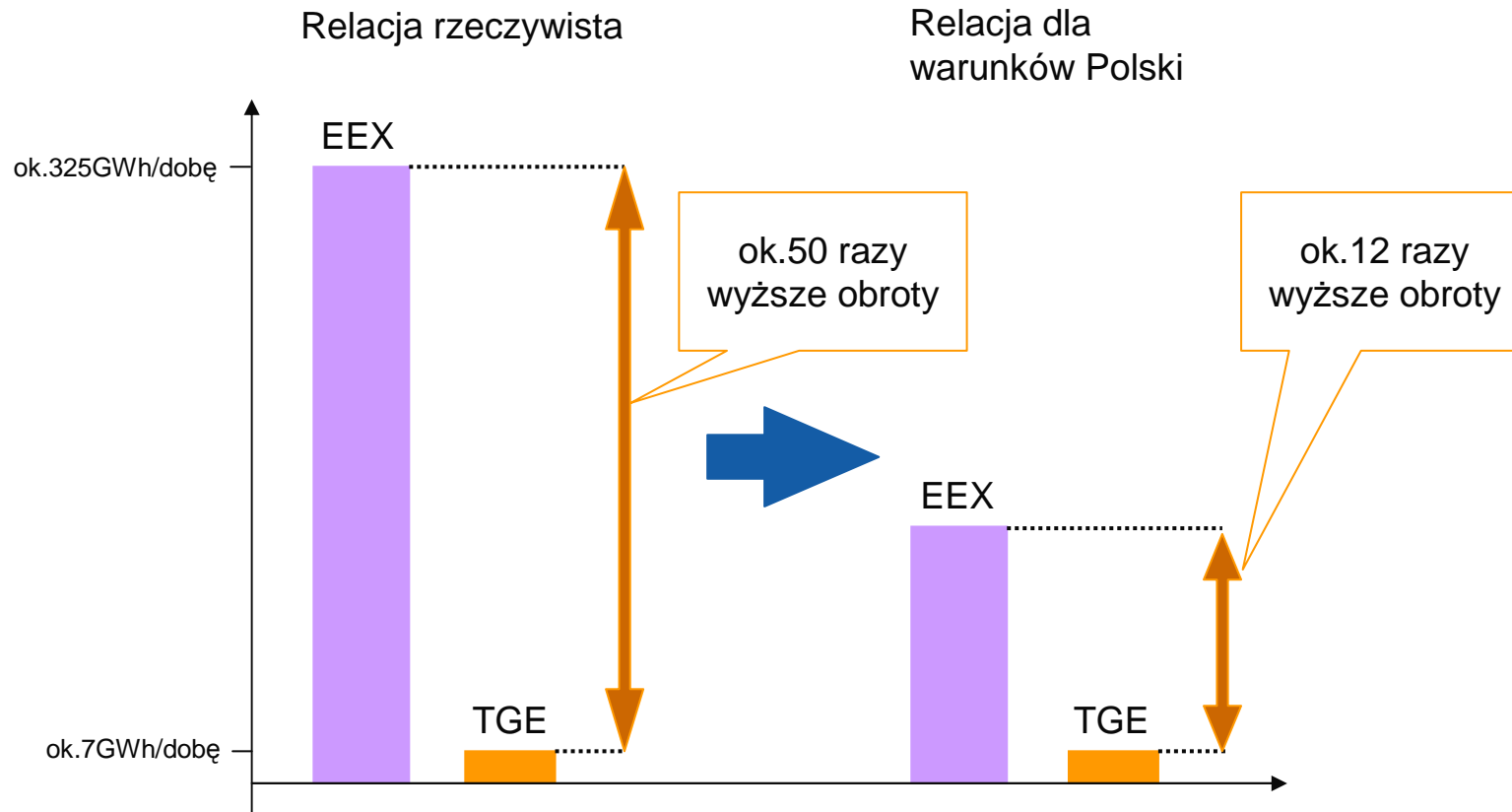
- **Czynniki fundamentalne**

- podaż / popyt (peak / base) - płynność
- Ceny paliw (węgiel, gaz, ropa)
- Emisja CO2 (cena, stopień przeniesienia)
- Emisja SO2/NOx
- Wymiana międzynarodowa
- Nowe technologie,

- **Wpływ rynku, regulacji, prawa**

- Bezpieczeństwo energetyczne
- Rozwiązanie KDT
- Akcyza – zmiana płatnika
- Konsolidacja sektora elektroenergetycznego
- Certyfikaty zielone, czerwone, żółte, białe
- Stanowisko URE
- Reakcja opinii publicznej – skłonność do podwyżek
- Wojny cenowe – konkurencja rynkowa
- Rynek bilansujący – zasady rozliczeń.

Porównanie płynności rynków spot EEX i TGE w 2007 r.



EEX [MWh]		
2007	dość	godzina
Średnia	323 311	13 473

TGE [MWh]		
2007	dość	godzina
Średnia	6 729	280

Rynek Forward w Polsce



18-11-2008

Poland

All Prices in Zloty

2008-11-18

	Base		15h Peak	
	Bid	Offer	Bid	Offer
Cal09	227,00	229,00	320,00	330,00
Cal10	238,00	253,00	335,50	345,50
Cal11	245,00	275,00	346,50	356,50
Dec 08	212,00	216,00	315,00	325,00
Jan 09	228,00	236,00	315,00	325,00
Feb 09	229,50	234,50	315,00	325,00
Q109	227,00	231,00	315,00	325,00
Q209	221,00	225,00	310,00	320,00
Q309	225,00	229,00	325,00	335,00



Towarowa Giełda Energii SA

Polish Power Exchange

Rynek Terminowy Energii Elektrycznej

Power Derivatives Market

Kontrakty Forward

Forward Contracts

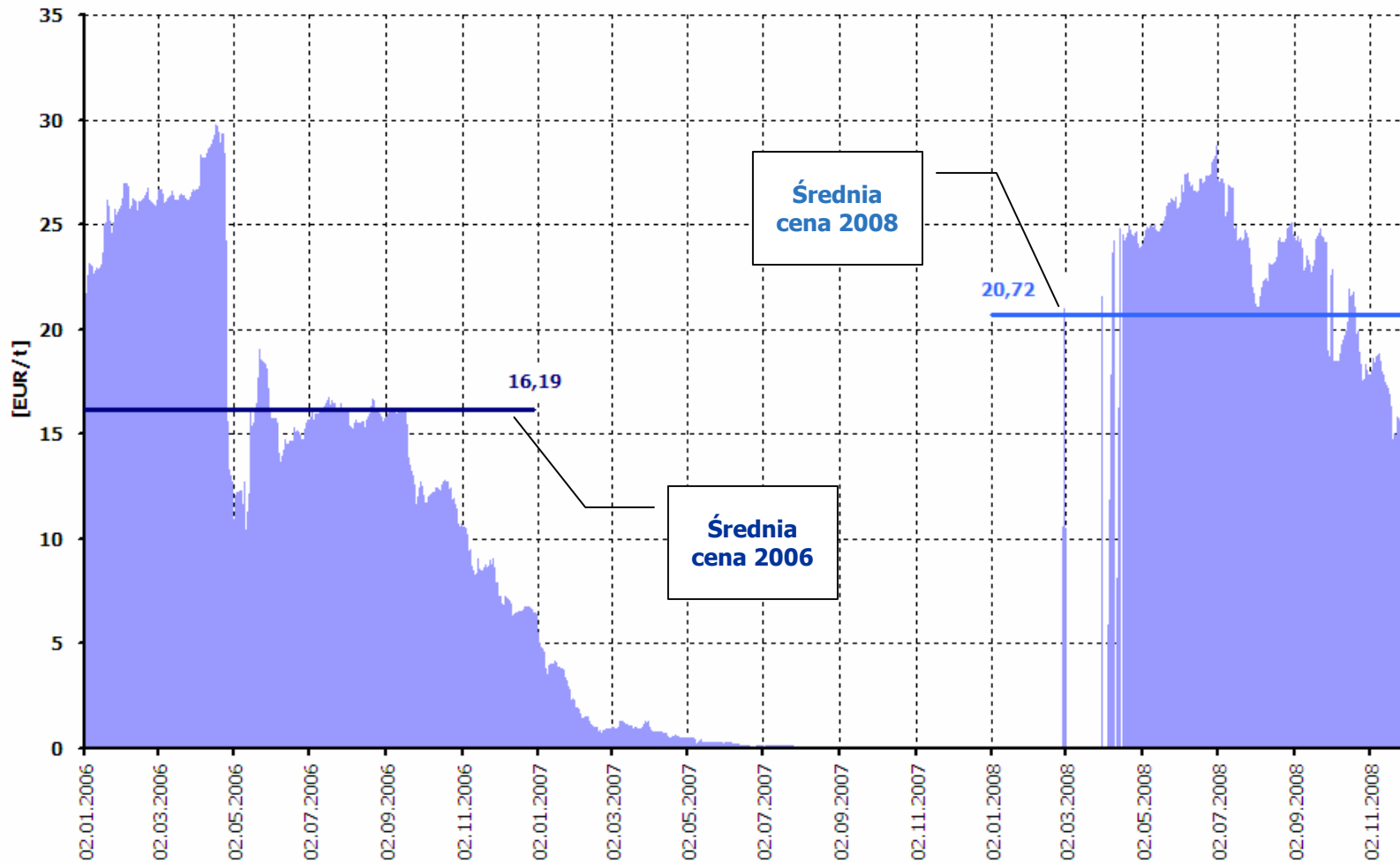
2008-11-26

Nazwa kontraktu	Kurs rozliczeniowy	Zmiana kursu rozliczeniowego	Kurs min.	Kurs max.	Wolumen obrotu	Liczba transakcji	Najlepsza oferta kupna	Najlepsza oferta sprzedaży	Otwarte pozycje
Contract name	Settlement price	Settlement price change	Low price	High price	Trading volume	Number of transactions	Best bid	Best offer	Open Interest
	PLN/MWh	(%)	PLN/MWh	PLN/MWh	MWh		PLN/MWh	PLN/MWh	MWh
BASE_W-49-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_W-50-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_W-51-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_M-12-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_M-01-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_M-02-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_Q-1-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_Q-2-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_Q-3-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE_Y-09	224,50	-	-	-	-	-	220,00	229,00	-
BASE_Y-10	224,50	-	-	-	-	-	220,00	229,00	-
BASE_Y-11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Razem Total					0	0			

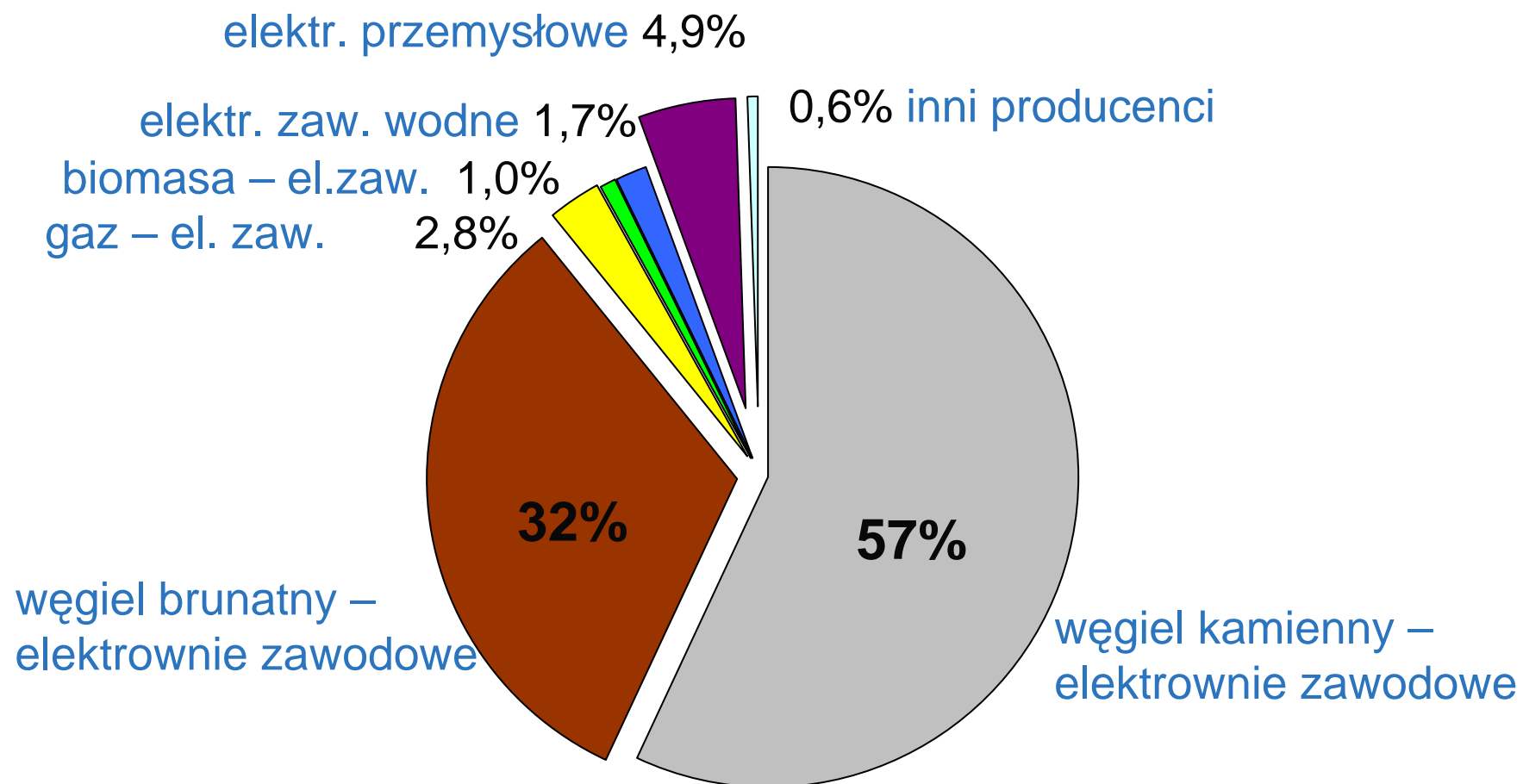
Narodowy Plan Alokacji na lata 2008 - 2012 (ujęcie sektorowe)

	SECTORS	NAP I	EMISSION			used allowances	NAP II	average vs NAP II	allocation below average 2005-2006
			2005	2006	average				
			kton	kton	kton				
sector A									
1	POWER PLANTS	126 726	118 470	123 054	120 762	95%	105 760	88%	- 15 002
2	HEAT AND POWER PLANTS	32 032	28 826	28 009	28 418	89%	26 509	93%	- 1 909
	SUBTOTAL SECTOR A	158 758	147 296	151 063	149 180	94%	132 269	89%	- 16 911
sector B									
3	HEATING PLANTS	12 211	9 876	9 910	9 893	81%	10 400	105%	507
4	RAFINERY INDUSTRY	8 084	6 757	6 984	6 870	85%	8 391	122%	1 521
5	COKE INDUSTRY	3 984	2 289	2 722	2 505	63%	2 938	117%	433
6	STEEL AND IRON INDUSTRY	15 506	7 477	8 800	8 139	52%	11 845	146%	3 706
7	LIME INDUSTRY	2 228	1 435	1 642	1 539	69%	1 937	126%	398
8	CEMENT INDUSTRY	11 326	8 080	9 638	8 859	78%	11 500	130%	2 641
9	GLASS INDUSTRY	2 002	1 455	1 477	1 451	72%	1 900	131%	449
10	CERAMICAL INDUSTRY	839	592	588	590	70%	900	153%	310
11	PAPER INDUSTRY	2 304	1 523	1 471	1 497	65%	1 637	109%	140
12	SUGAR INDUSTRY	2 225	1 456	1 327	1 392	63%	1 350	97%	- 42
13	CHEMICAL INDUSTRY	5 848	4 832	4 793	4 812	82%	5 272	110%	460
14	WOOD MATERIAL PRODUCTION	863	621	607	614	71%	1 492	243%	878
15	INDUSTRIAL POWER PLANTS	8 075	6 264	6 045	6 155	76%	6 045	98%	- 110
16	OTHER INDUSTRY	2 662	2 125	2 976	2 550	96%	3 243	127%	693
	SUBTOTAL SECTOR B	78 157	54 782	58 980	56 866	73%	68 850	121%	11 984
	TOTAL	236 915	202 078	210 043	206 046	87%	201 119	98%	- 4 927

Ceny CO₂ (BlueNext)

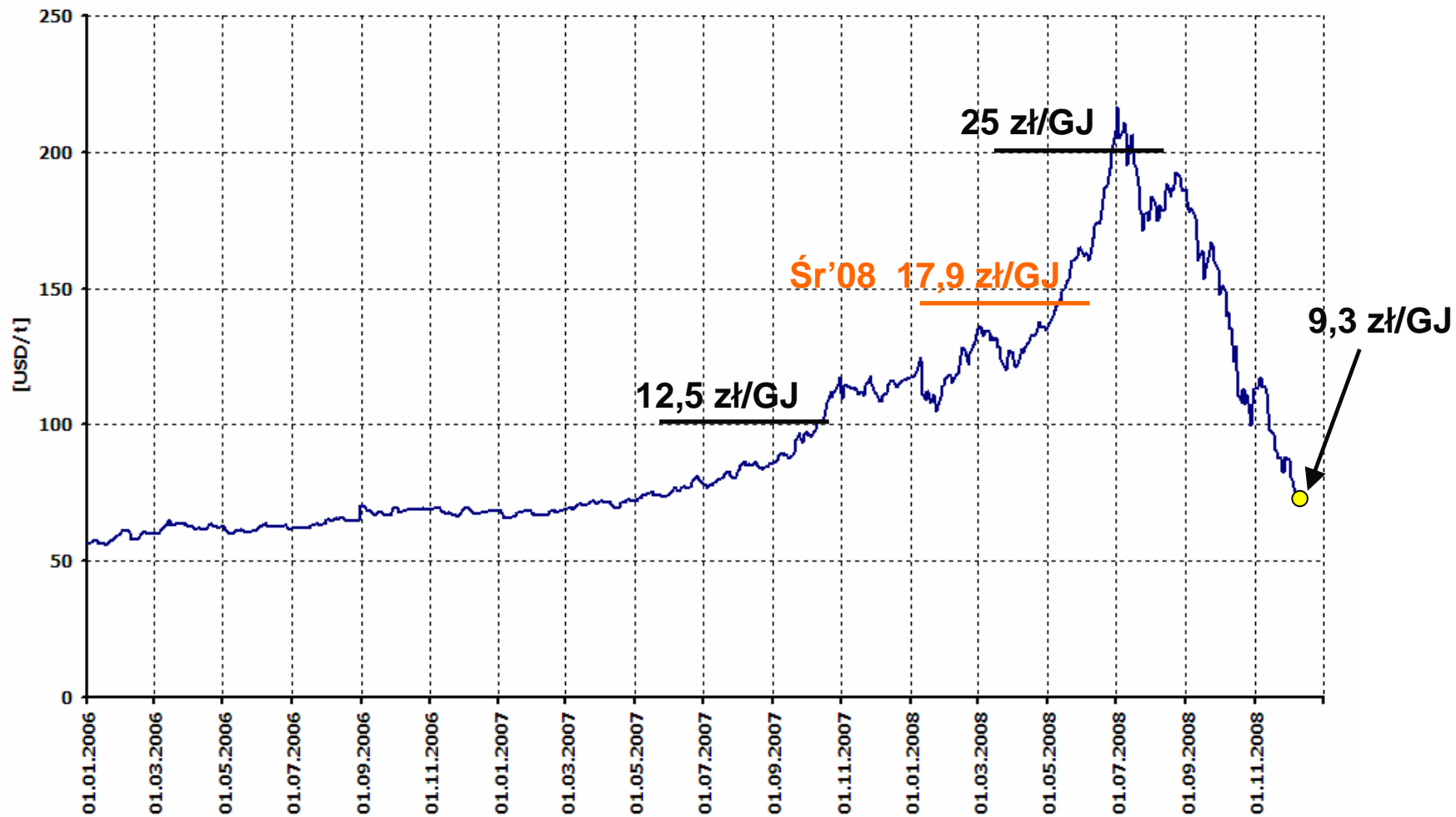


struktura wytwarzania energii brutto – 2007 r.

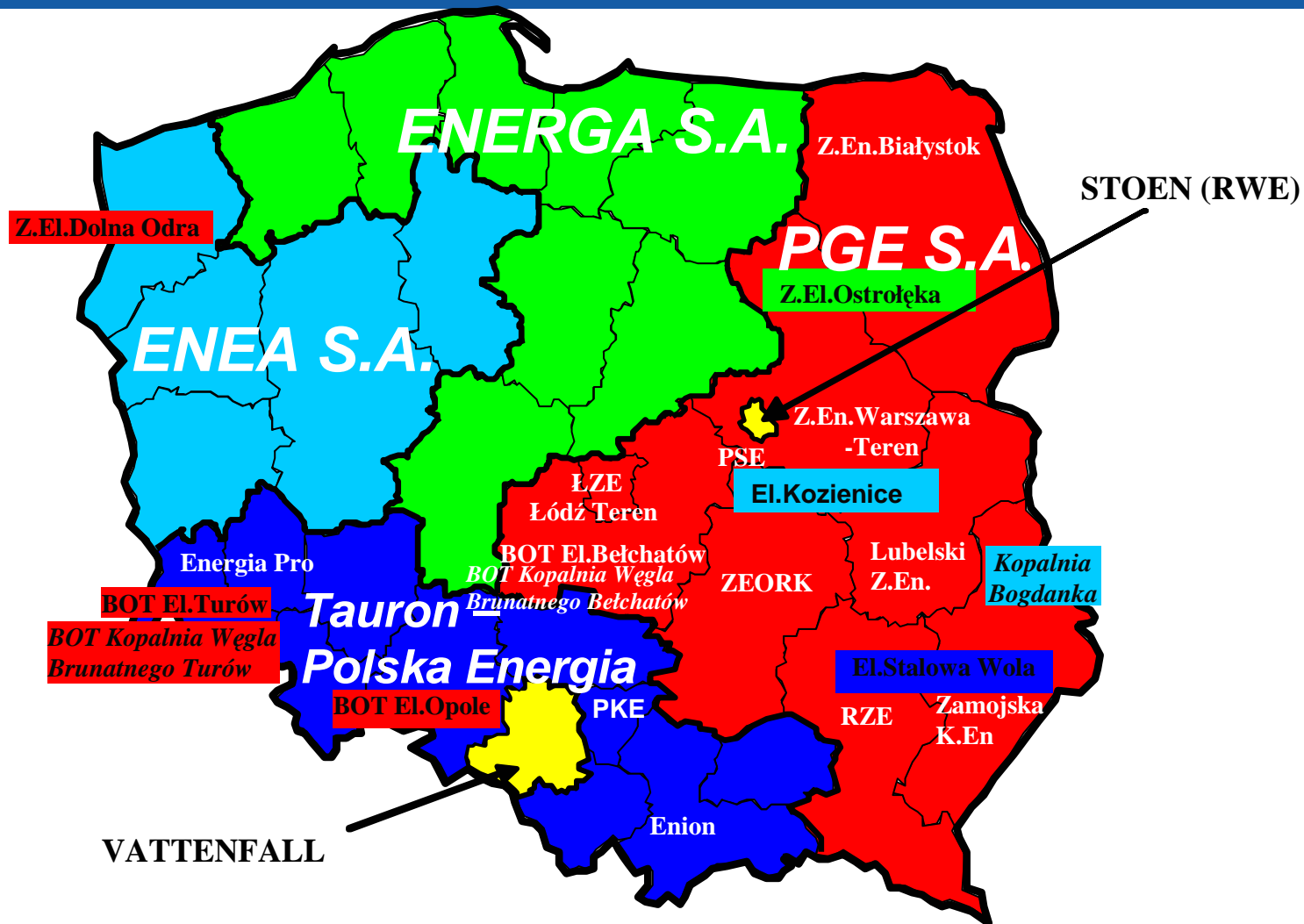


źródło: mat. URE

Ceny węgla API2



Cztery grupy konsolidacyjne



Sektor Wytwarzania

PGE	
1	BELCHATÓW
2	OPOLE
3	TURÓW
4	DOLNA ODRA
5	EC POMORZANY.
6	EC. SZCZECIN
7	EC LUBLIN
8	ZEC BYDGOSZCZ
9	EC. GORZÓW
10	EC. RZESZÓW

PAK S.A.	
1	PĄTNÓW
2	KONIN
3	ADAMÓW

EDF POLAND	
1	RYBNIK
2	EC. KRAKÓW
3	ZEC. KOGENERACJA S.A.
4	ZEC. WYBRZEŻE
5	EC. ZIELONA GÓRA
6	EC.TORUŃ

TAURON	
1	STAŁOWA WOLA S.A.
2	PKE JAWORZNO III
3	PKE BLACHOWNIA
4	PKE JAWORZNO II
5	PKE ŁAZISKA
6	PKE HALEMBA
7	PKE ŁAGISZA
8	PKE EC KATOWICE
9	PKE SIERSZA
10	PKE EC. BIELSKO-BIAŁA

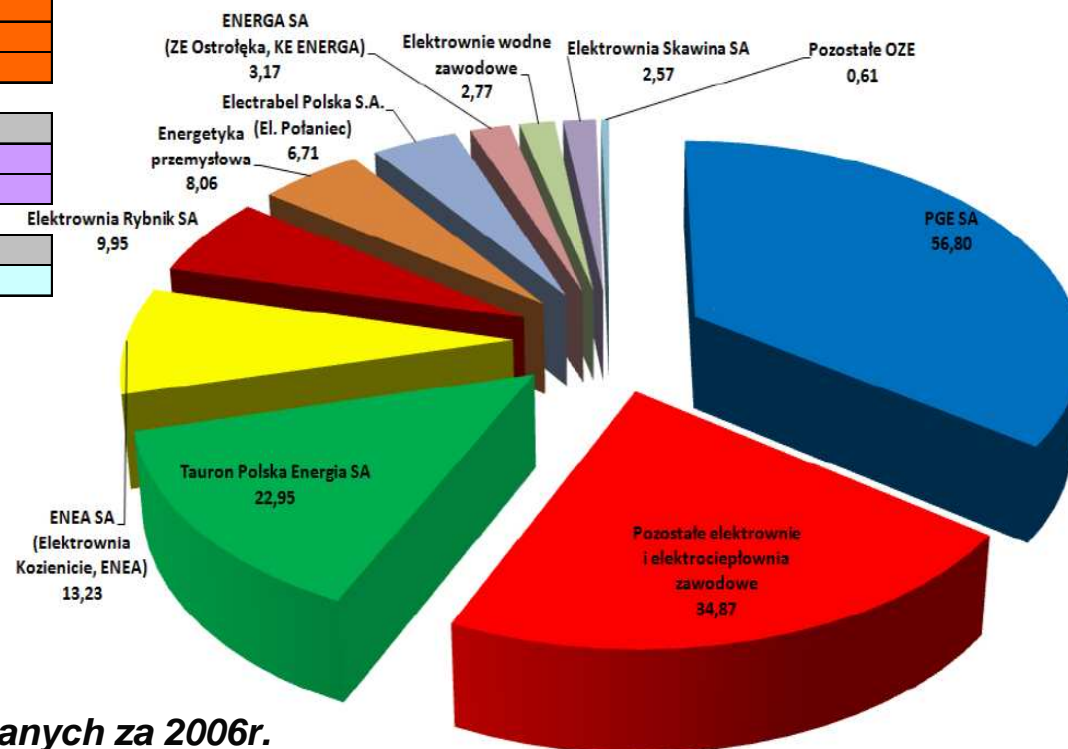
CEZ POLAND	
1	SKAWINA
2	EC. ELCHO

ELECTRABEL	
1	POŁANIEC

ENEA	
1	KOZIENICE

ENERGA	
1	EC OSTROŁĘKA A
2	OSTROŁĘKA B

Produkcja brutto w TWh



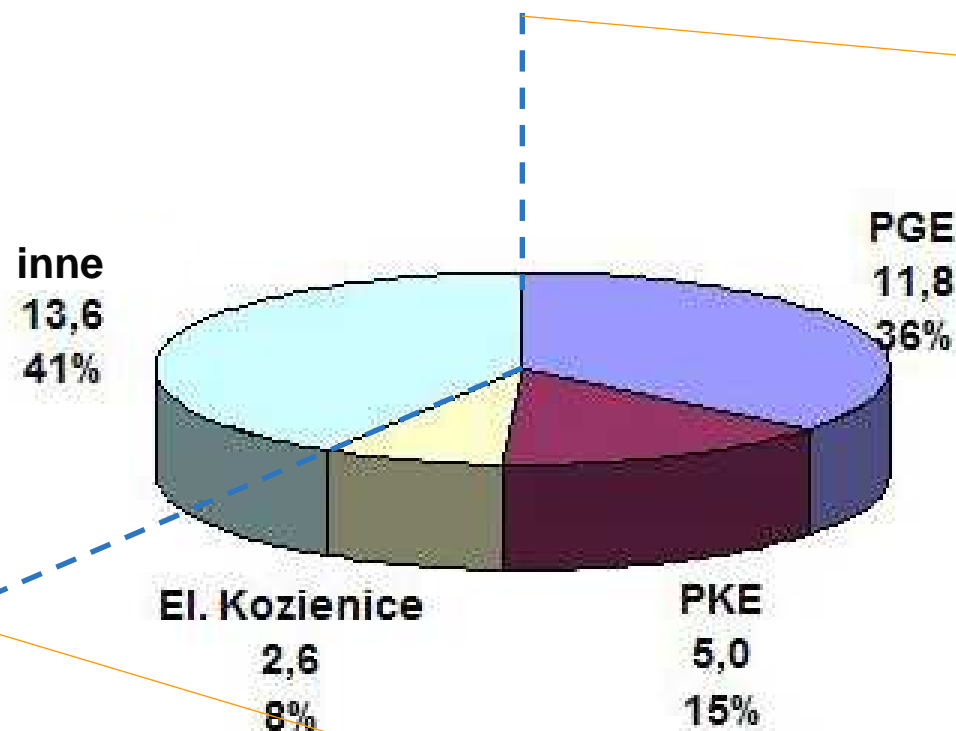
(*) wg danych za 2006r.

Skutki konsolidacji

	Demand	Supply	Balance
PGE	31,7	54	22,3
Tauron	31,5	20,8	-10,7
Energa	20,3	3	-17,3
Enea	18,8	12,6	-6,2
Vattenfall	8,2	3,3	-4,9
RWE Stoen, EC Będzin	7	0,4	-6,6
PAK		12	12
Electrabel		6,3	6,3
EDF		15,3	15,3
CEZ		3,9	3,9

Jednostka TWh/a

Koncentracja mocy zainstalowanej [MW]

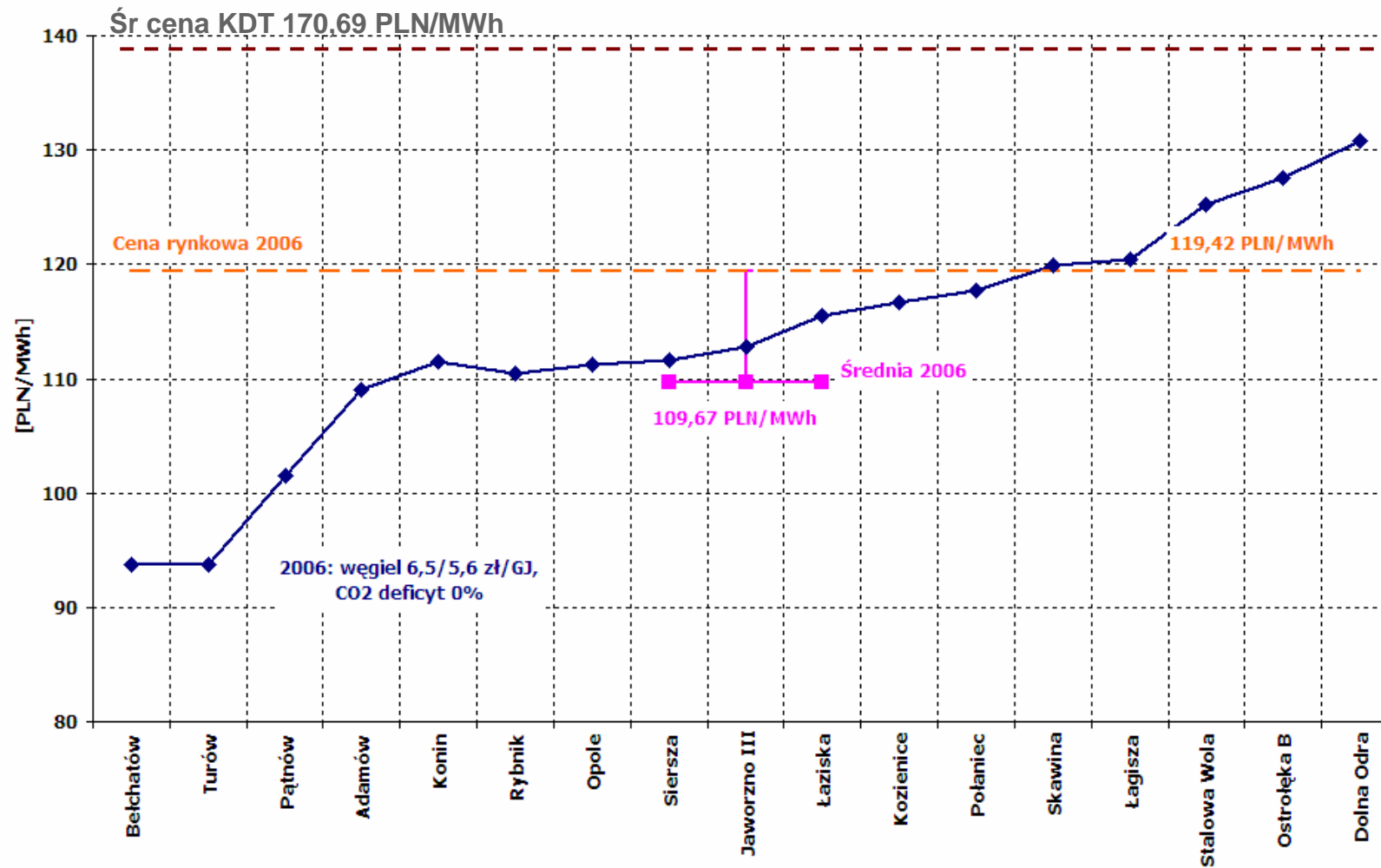


Moc zainstalowana i udział rynkowy 3 największych wytwórców

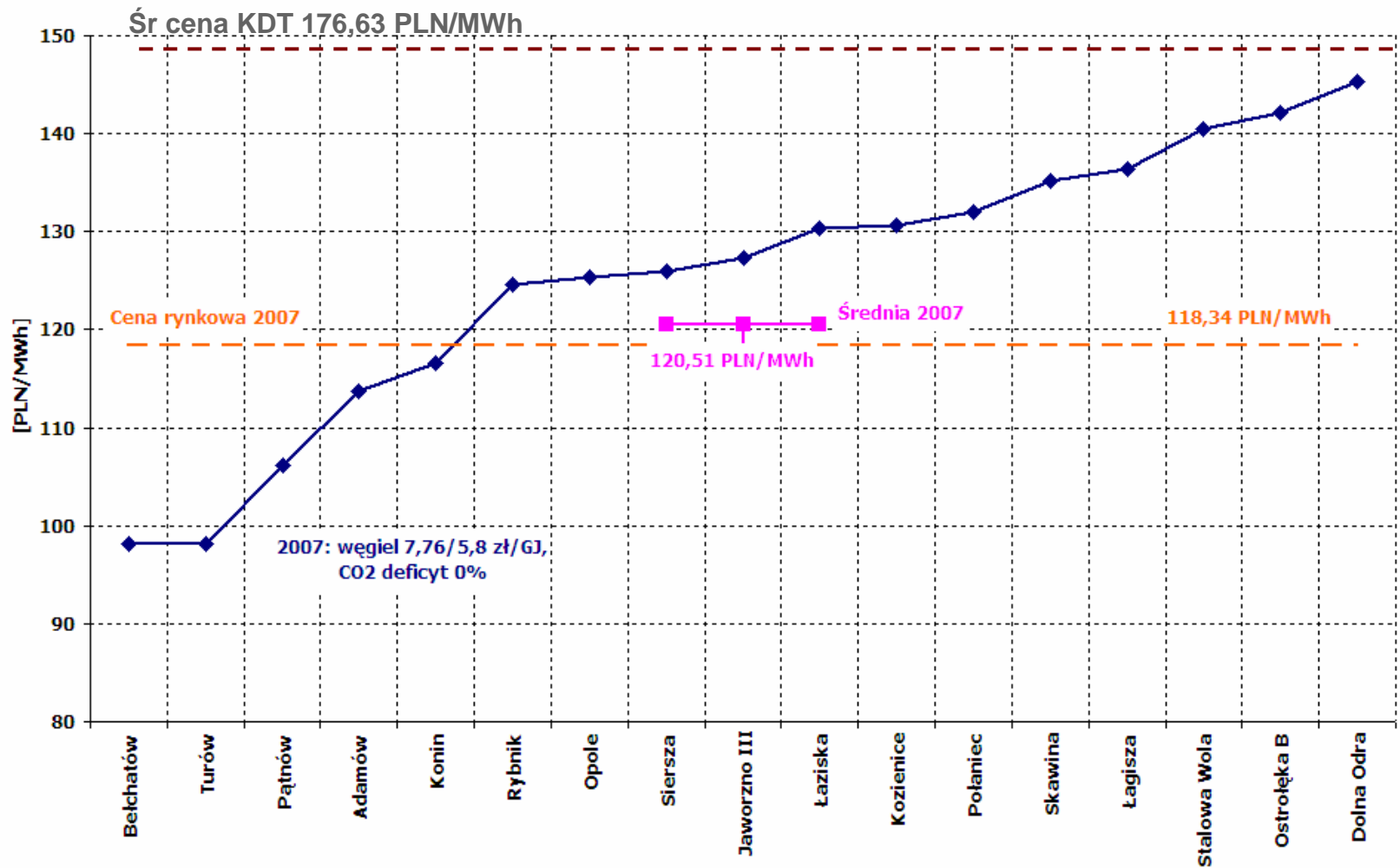
Francja	97%
Łotwa	96%
Belgia	94%
Estonia	94%
Irlandia	92%
Litwa	91%
Słowacja	87%
Słowenia	87%
Luksemburg	87%
Czechy	75%
Niemcy	73%
Hiszpania	70%
Holandia	68%
Węgry	67%
Włochy	65%
Polska	60%
Austria	55%
Nordic market	40%
UK market	40%

źródło: PGE

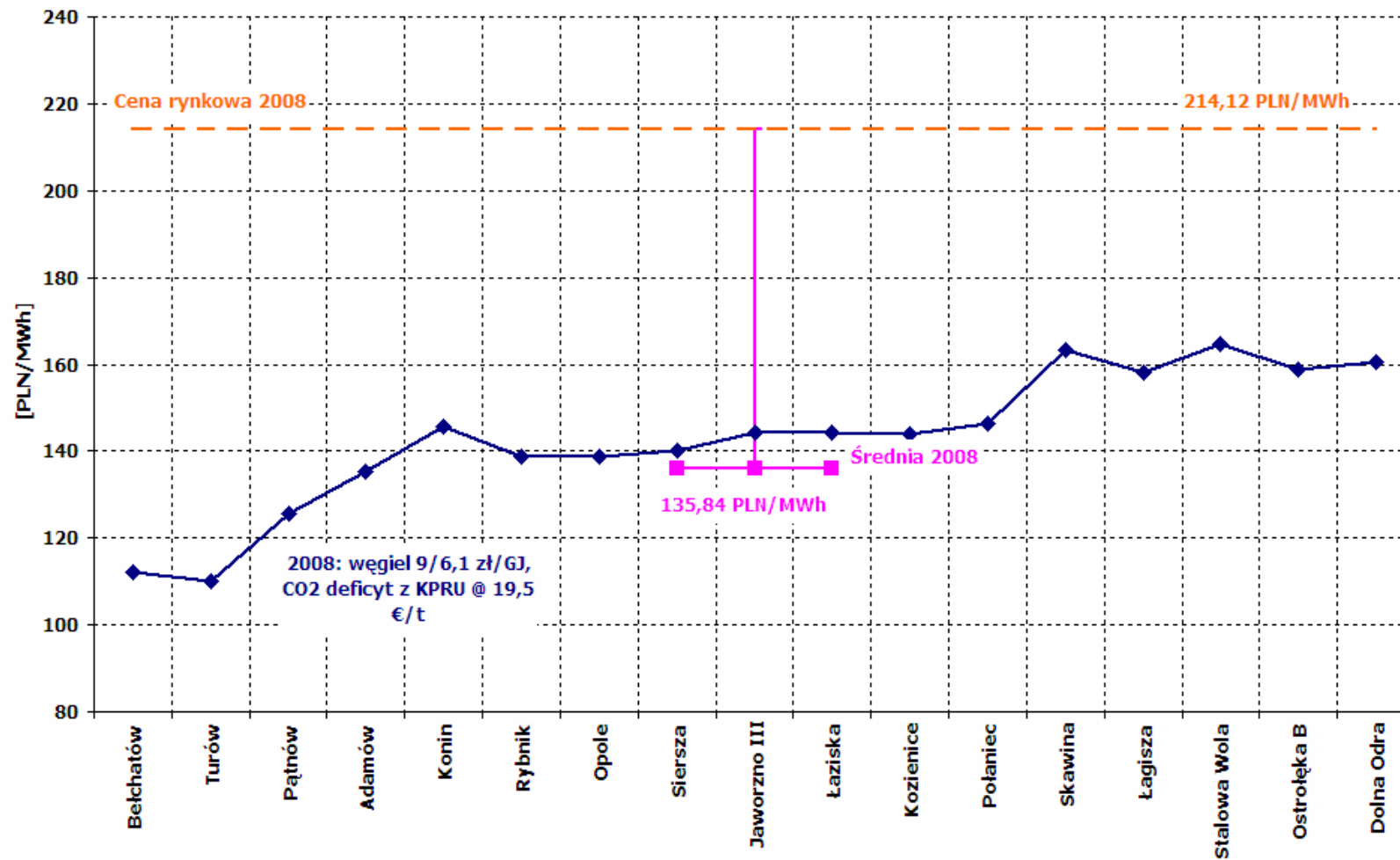
Koszty wytwarzania 2006



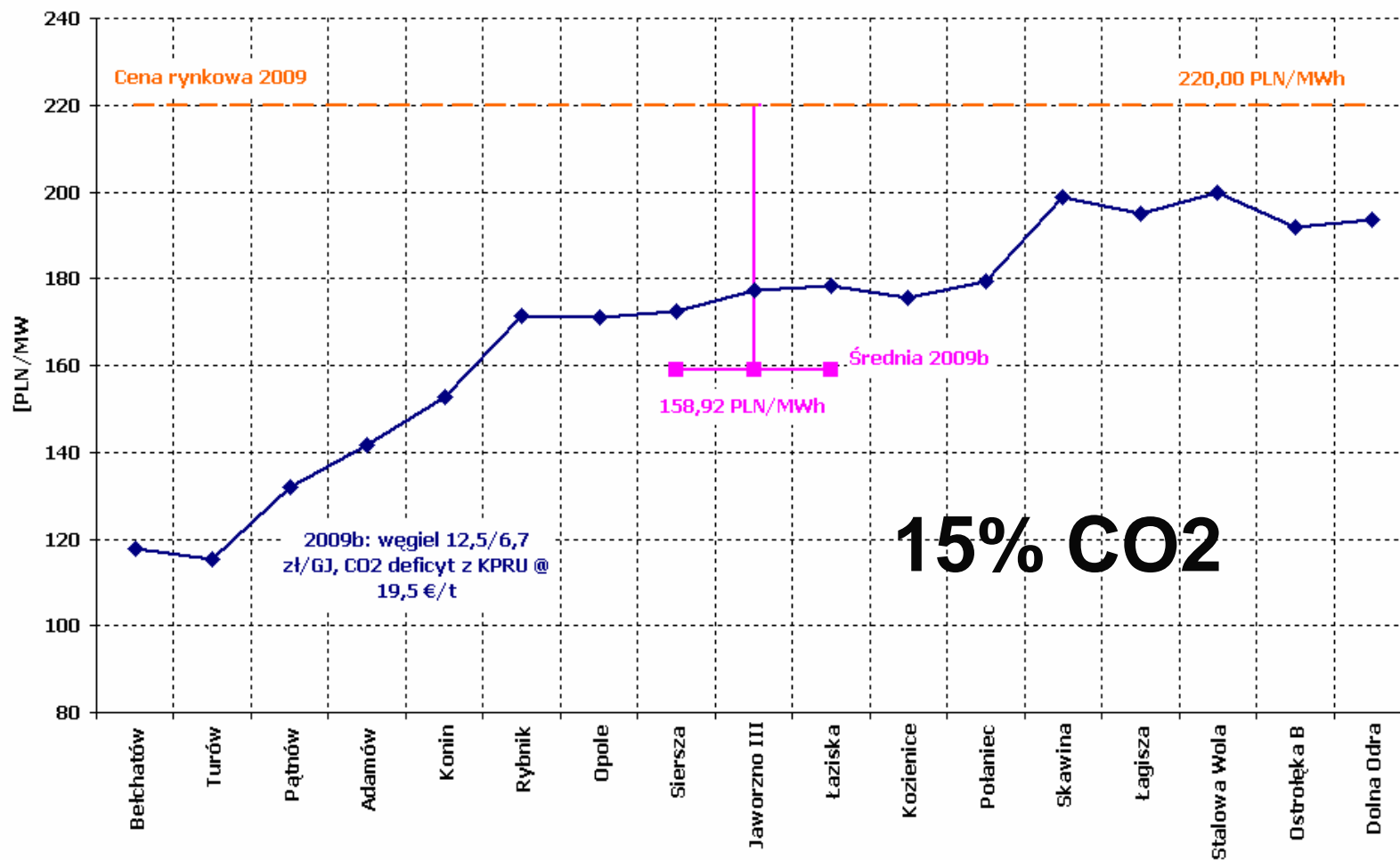
Koszty wytwarzania 2007



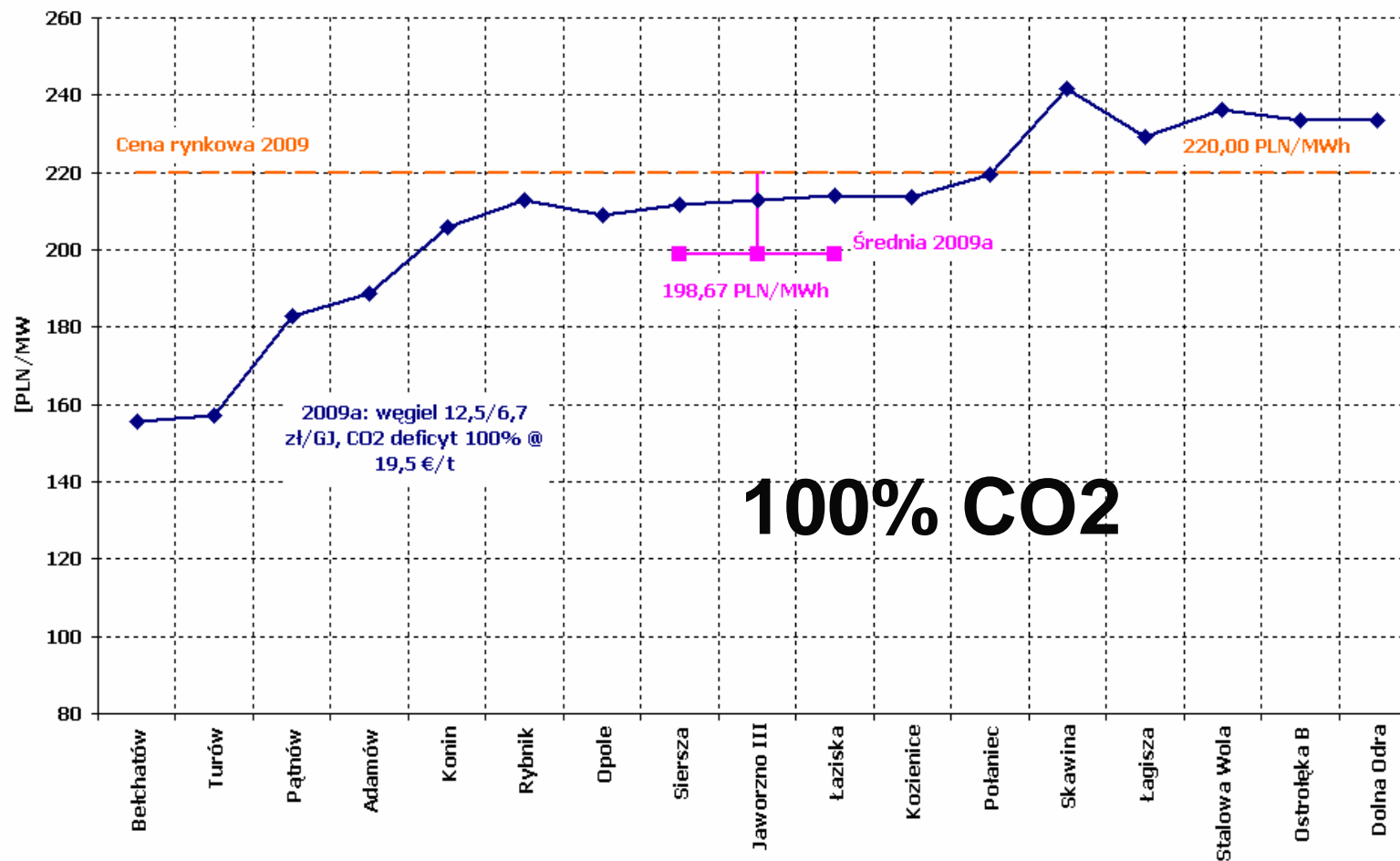
Koszty wytwarzania 2008



Koszty wytwarzania 2009 Scenariusz 1



Koszty wytwarzania 2009 Scenariusz 2

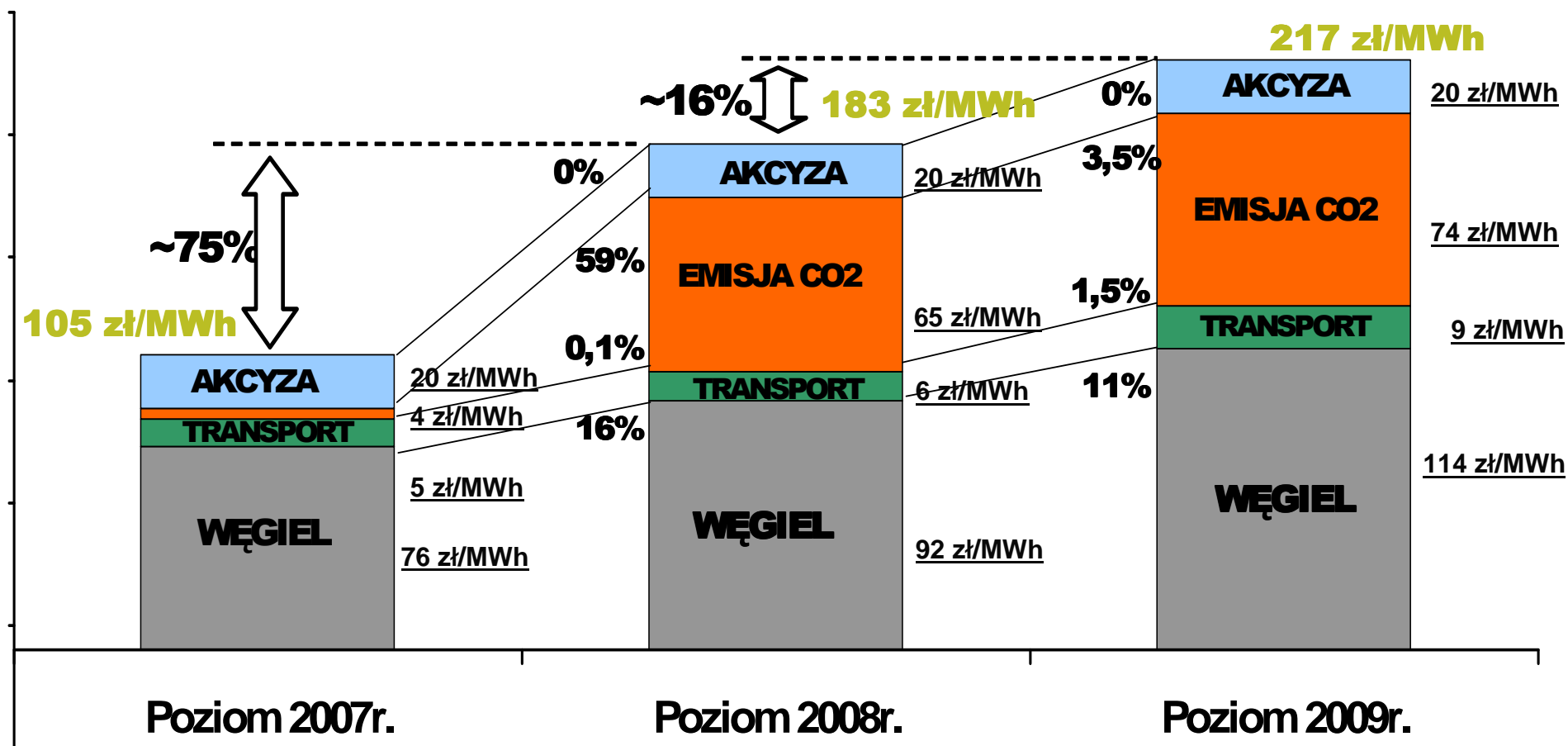


Determinanty wzrostu cen energii

<u>Czynniki przemawiające za wzrostem cen</u>	<u>Czynniki przemawiające za obniżeniem cen</u>
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mechanizm rynku / konsolidacja / silny oligopol; ✓ Wyższy poziom cen energii na rynkach niemieckim i czeskim (mechanizm CBT); ✓ Sprzyjająca sytuacja ekonomiczno – polityczna do wzrostu cen – prywatyzacja ENEI i PGE; ✓ Deficyt mocy wytwórczych – inwestycje wymagają wzrostu cen (zwrot z kapitału); ✓ Uwolniony w 75% rynek detaliczny energii elektrycznej – możliwość przeniesienia cen na klientów końcowych; ✓ Wzrost cen węgla i paliw (olej, gaz) – wzrost kosztów zmiennych elektrowni; ✓ Koszt, mechanizm rynkowy i plan alokacji CO2; ✓ Wzrost udziału drogiej elektroenergetyki odnawialnej i gazowej, wzrost udziału % obowiązkowego zakupu praw majątkowych; ✓ Deficyt zwrotu z kapitału za ostatnie lata – stosowana polityka regulacyjna URE. 	<ul style="list-style-type: none"> ❑ Wysoka i w dalszym ciągu rosnąca inflacja; ❑ Duże problemy ekonomiczne niektórych gałęzi sektora przemysłu (radykalny wzrost kosztów ogranicza konkurencyjność); ❑ Wzrost kosztów społecznych – odbiorcy indywidualni; ❑ Możliwość przymusowego handlu energią elektryczną poprzez TGE (częściowo); ❑ Zasady ustalania ceny na Rynku Bilansującym; ❑ Możliwość interwencji politycznej i regulacyjnej (URE) – „Plan Naprawczo - Stabilizacyjny”.

Koszty zmienne w produkcji energii elektrycznej

zł/MWh



Prognozowany poziom cen na rynku hurtowym 2009-2011

Energia Konwencjonalna:

2009		2010	2011	
Base	Peak	Base	Base	
225	320 ↑	235	245	w PLN/MWh

Certyfikaty:

wypadkowa 2008
~23,50 zł/MWh

Wypadkowa 2009
~29,90 zł/MWh

RED

	20,7%	21,3%	22,2%	
	2009	2010	2011	
	18,60	22,50	28,00	w PLN/MWh

GREEN

	8,7%	10,4%	10,4%	
	2009	2010	2011	
	256,00	263	271	w PLN/MWh

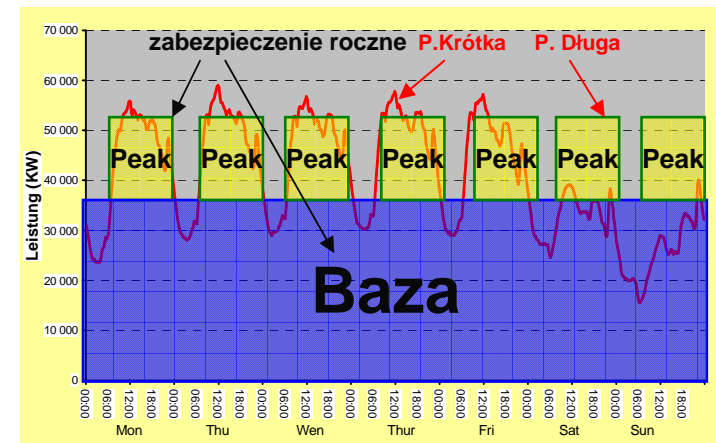
YELLOW

	2,9%	3,1%	3,3%	
	2009	2010	2011	
	129,90	135,00	167,50	w PLN/MWh

Etapy kontraktacji energii elektrycznej / źródła kosztów

4 Fazy kontraktacji

1. Zakup produktów pasmowych (baza)
2. Zakup produktów szczytowych (peak),
3. Optymalizacja na rynku spot (ok. 9%) tj. odsprzedaż tzw. pozycji długiej i dokupienie pozycji krótkiej,
4. Rozliczenie odchyłek na Rynku Bilansującym



Etapy budowy ceny energii w firmie sprzedażowej

