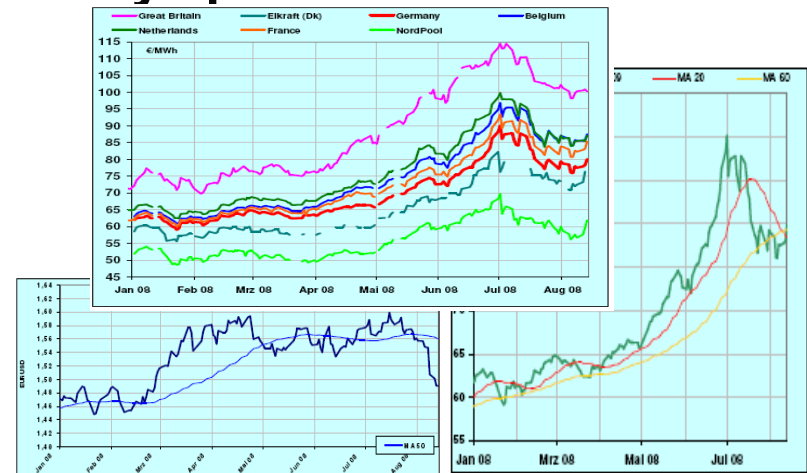


Sytuacja na rynku energii elektrycznej - Perspektywa 2008-2011

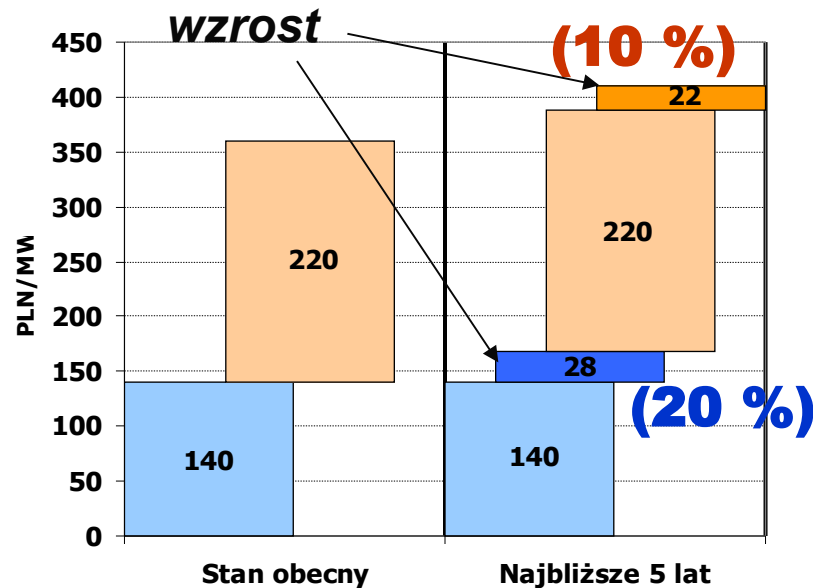
Piotr Gołębiowski
Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.
2008-09-11

Agenda

- ❑ Polityka energetyczna Polski – wybrane aspekty
- ❑ Sytuacja cenowa na rynku hurtowym w 2008 roku
- ❑ Przyczyny wzrostu cen na rynku energii - analiza
- ❑ Czynniki wpływające na poziom cen energii w Polsce
- ❑ Oczekiwania wytwórców w perspektywie kosztów produkcji
- ❑ Prognozy cenowe 2009-2011
- ❑ Sposób zabezpieczenia pozycji 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)

z projektu dokumentu Polityki energetyczna Polski – strategia do roku 2030

„Polska polityka energetyczna wpisuje się w politykę energetyczną Unii Europejskiej ... „

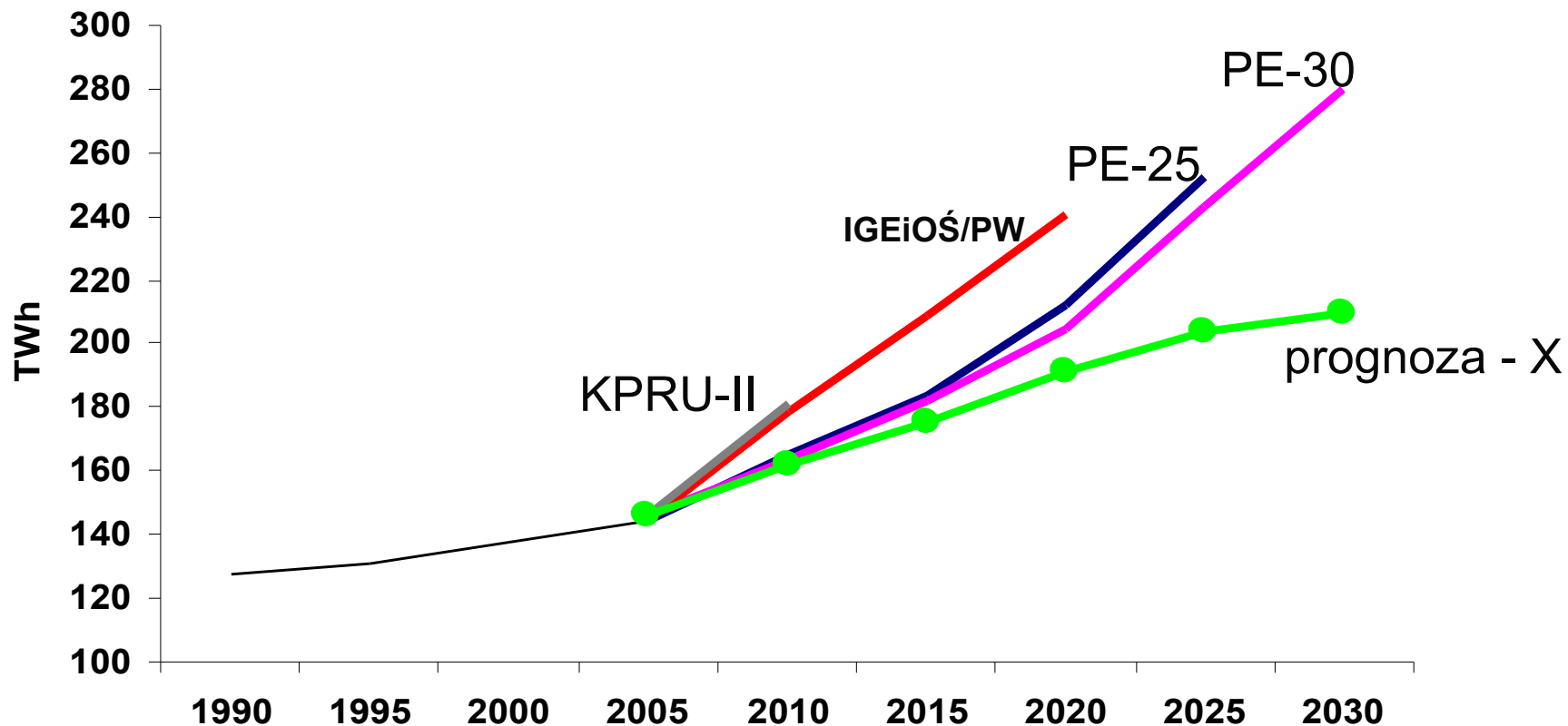
której cele określone są jako:

- zwiększenie bezpieczeństwa dostaw,
- zapewnienie konkurencyjności gospodarki, w tym jej efektywności energetycznej i dostępności energii po przystępnej cenie,
- **przeciwdziałanie zmianom klimatu oraz promowanie równowagi ekologicznej**

pakiet 3x20:

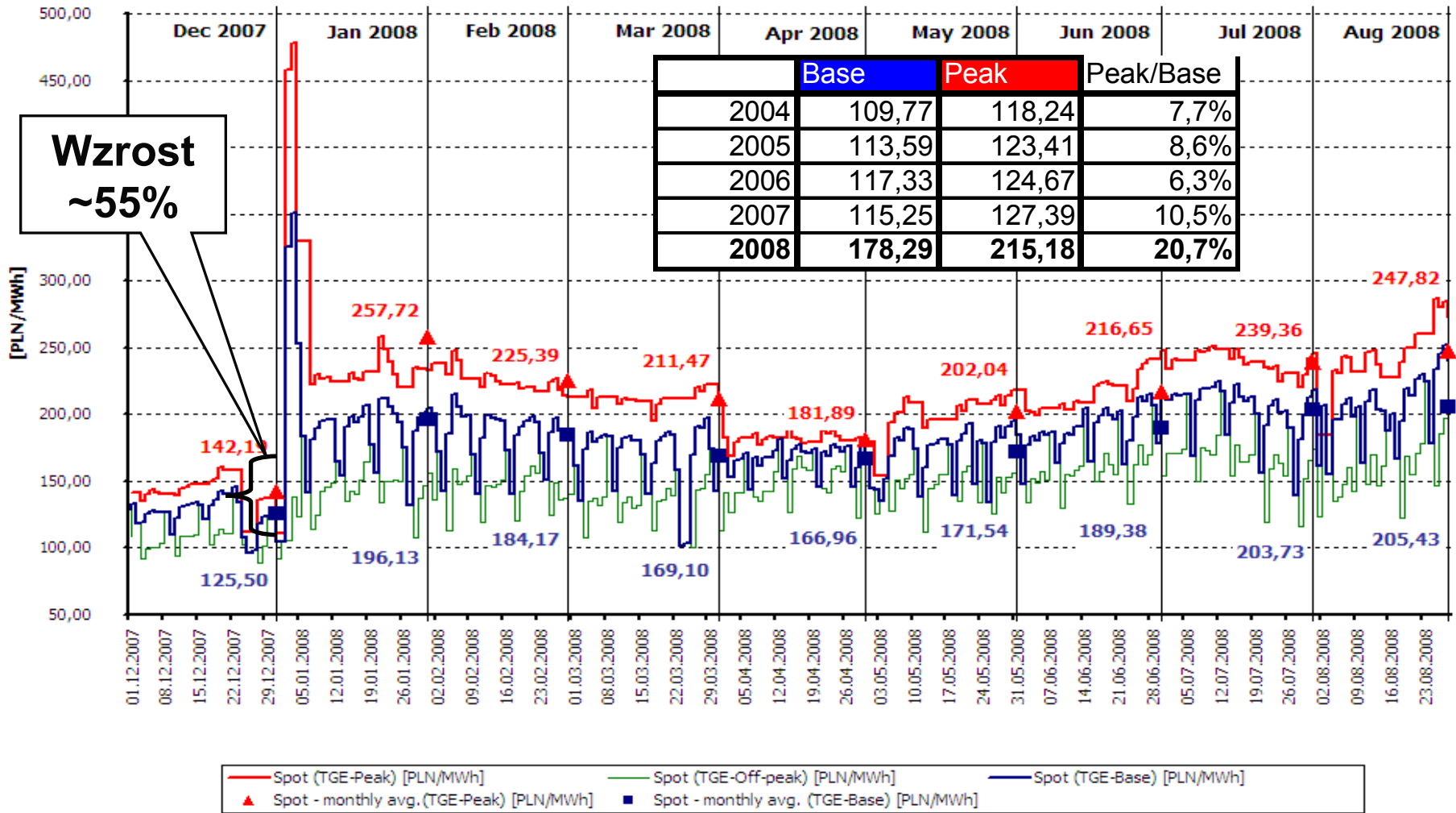
- zmniejszenie do 2020 r. emisji gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do roku 2005
- zmniejszenie do 2020 r. zużycia energii o 20% w odniesieniu do prognoz
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 15% w 2020 r. i do 20% w 2030 r. (w tym w transporcie do 10%)

Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną różne prognozy

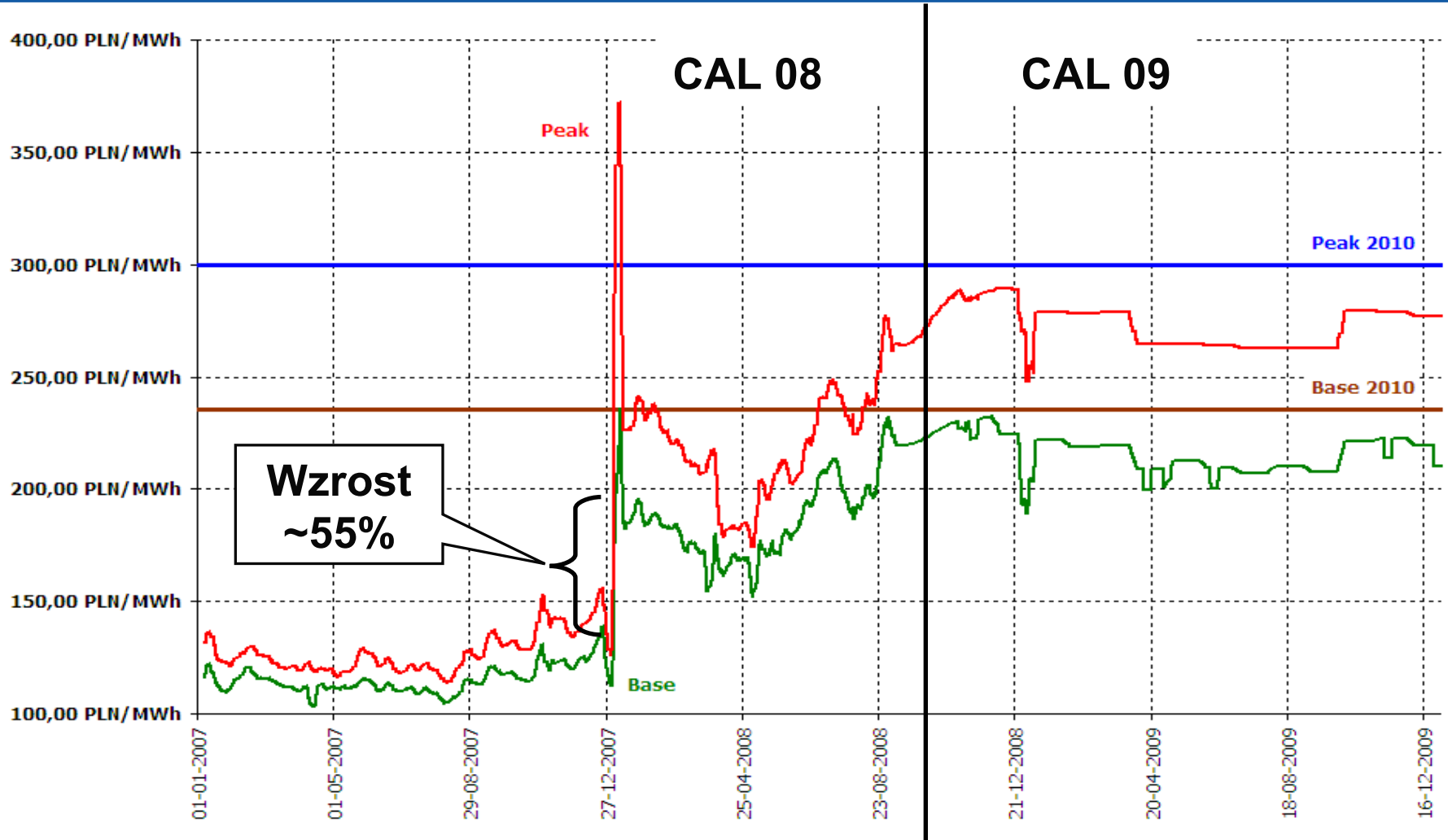


źródło: mat. UCBEiOŚ PW, własne

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



Ceny Energii Spot / Forward



Ceny energii na rynku europejskim

Argus European OTC assessments										€/MWh
		UK*	Germany	Netherlands	France	Poland	Nord Pool	Spain	Czech	
Day ahead	Base load	119.81	82.00	81.00	82.00	76.50	65.88	73.95	81.70	
	Peak load	157.94	95.25	94.65	95.00	86.06	-	-	95.00	
Week ahead	Base load	111.64	78.00	81.75	80.00	65.91	65.75	72.00	78.00	
	Peak load	154.87	101.65	100.58	106.00	-	68.75	-	-	
Month ahead	Base load	116.24	78.20	81.75	81.75	66.17	67.40	73.00	78.00	
	Peak load	151.93	101.65	102.00	106.70	80.56	71.50	-	101.63	
Quarter ahead	Base load	117.79	91.00	100.25	103.00	67.61	72.90	73.33	90.10	
	Peak load	150.68	124.25	131.70	137.00	-	76.75	-	-	
Year ahead	Base load	106.36	83.40	91.25	90.50	64.50	65.90	71.38	83.00	
	Peak load	129.57	115.00	118.55	119.00	-	-	-	-	

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

Różnica cenowa na rynkach polskim i niemieckim:

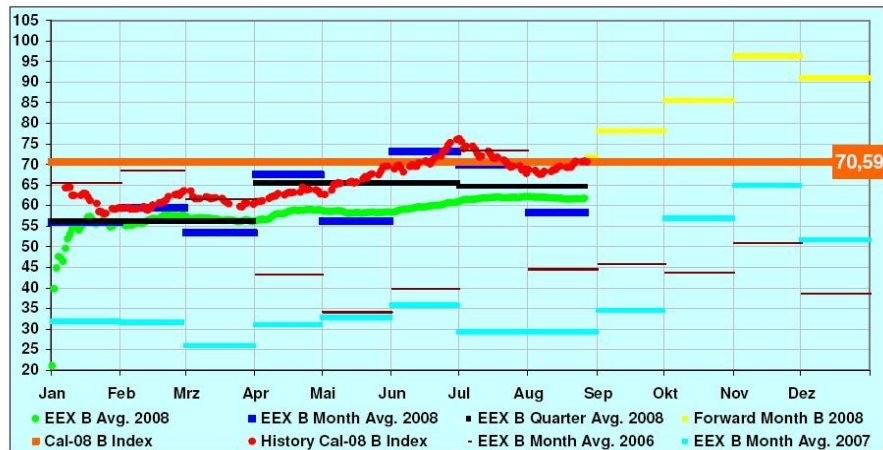
- Produkty kwartalne: pasmo 35%
- Produkty roczne: pasmo 29%

Ceny energii na rynku niemieckim

12.5 Cal 08 Index – Base Load

Cal-08 Index = average price [EEX Spot 2008 & Forward Balance Of the Year (BOY) 2008]

26.08.08 Cal-08 Base Index: 70,59 €/MWh
 EEX Spot Base 2008: 61,77 €/MWh Forward BOY Base 2008: 87,20 €/MWh

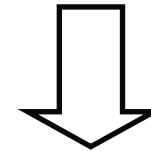


Pasmo

Wzrost z 190 do 289,5 PLN/MWh (52%)

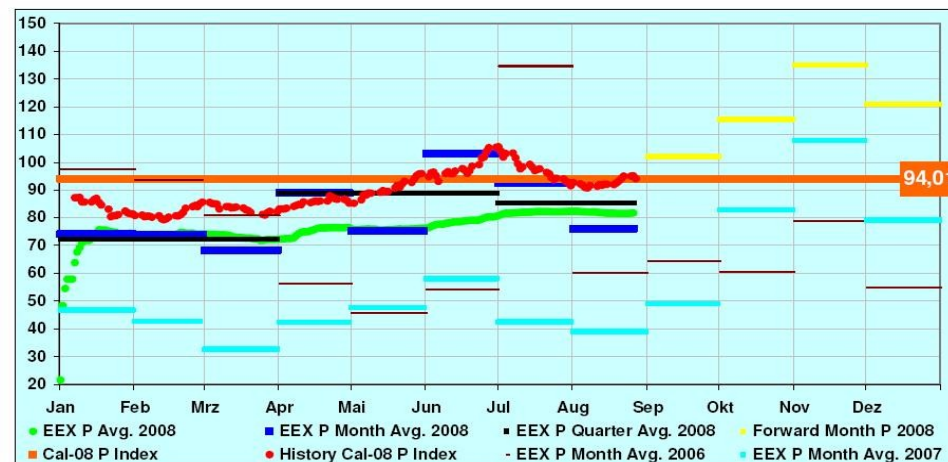
Szczyt

wzrost z 260 do 389 PLN/MWh (49%)



12.6 Cal 08 Index – Peak Load

26.08.08 Cal-08 Peak Index: 94,01 €/MWh
 EEX Index Peak 2008: 81,68 €/MWh Forward BOY Peak 2008: 117,19 €/MWh



Główne determinanty poziomu ceny energii

• Czynniki fundamentalne

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

• Wpływ rynku, regulacji, prawa

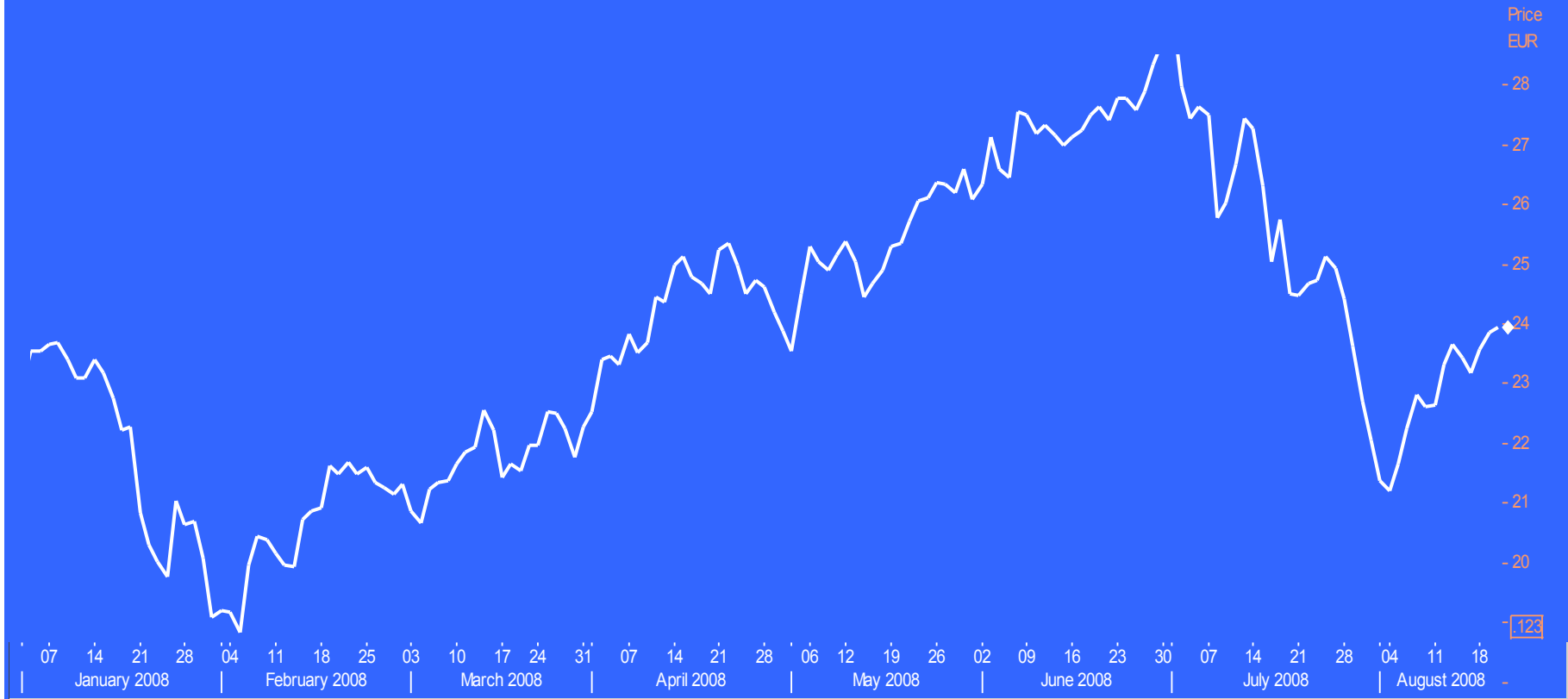
- Bezpieczeństwo energetyczne
- Rozwiązanie KDT
- Akcyza – zmiana płatnika
- **Konsolidacja sektora elektroenergetycznego**
- **Certyfikaty zielone, czerwone, żółte, białe**
- **Stanowisko URE**
- Reakcja opinii publicznej – skłonność do podwyżek
- Wojny cenowe – konkurencja rynkowa
- Rynek bilansujący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

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 INDUSRTY	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

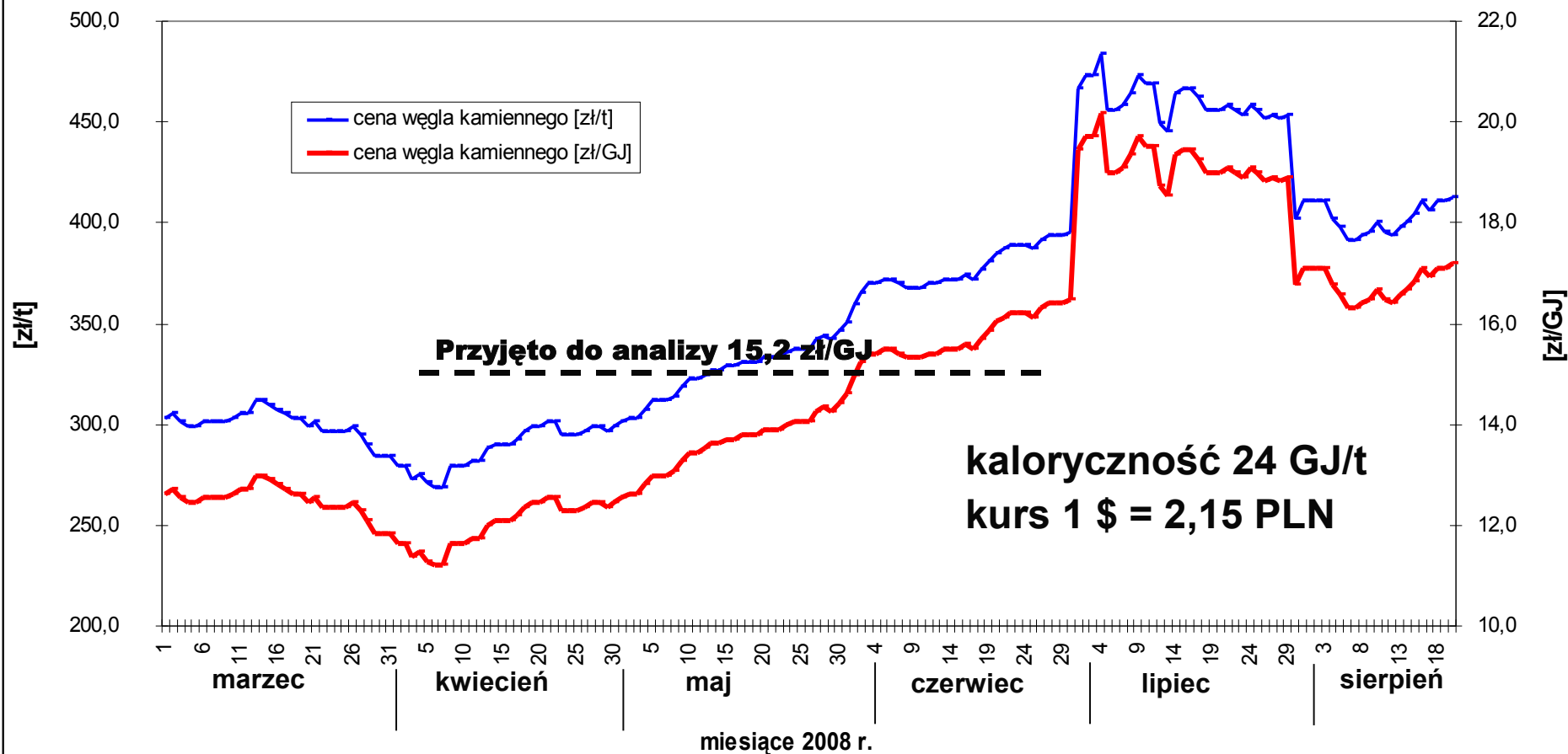
Ceny CO2 (EUR/t)

Daily Emissions [EURO]

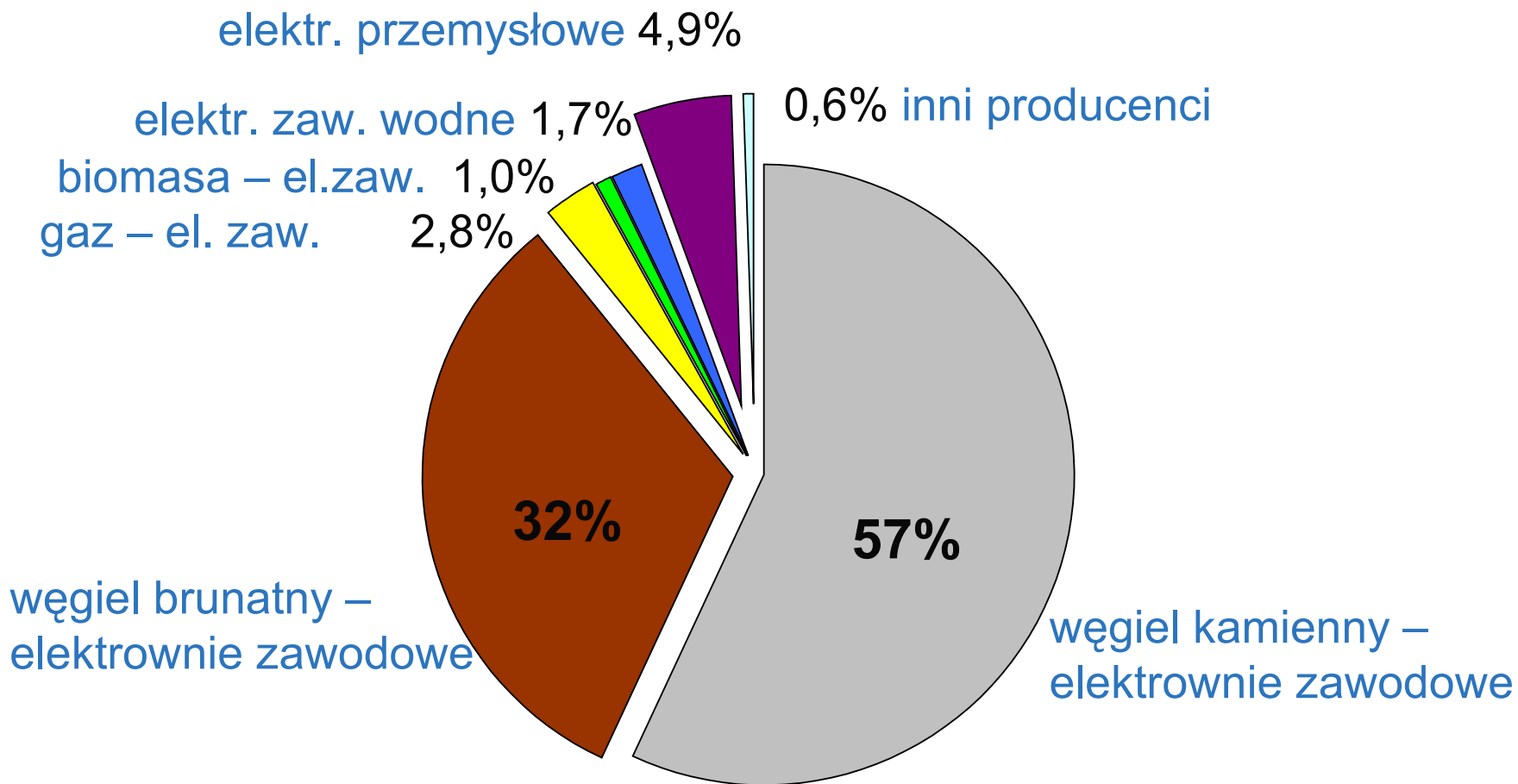


CENY WĘGLA

Ceny węgla kamiennego z frachtem na podstawie indeksu AP2



struktura wytwarzania energii brutto – 2007 r.



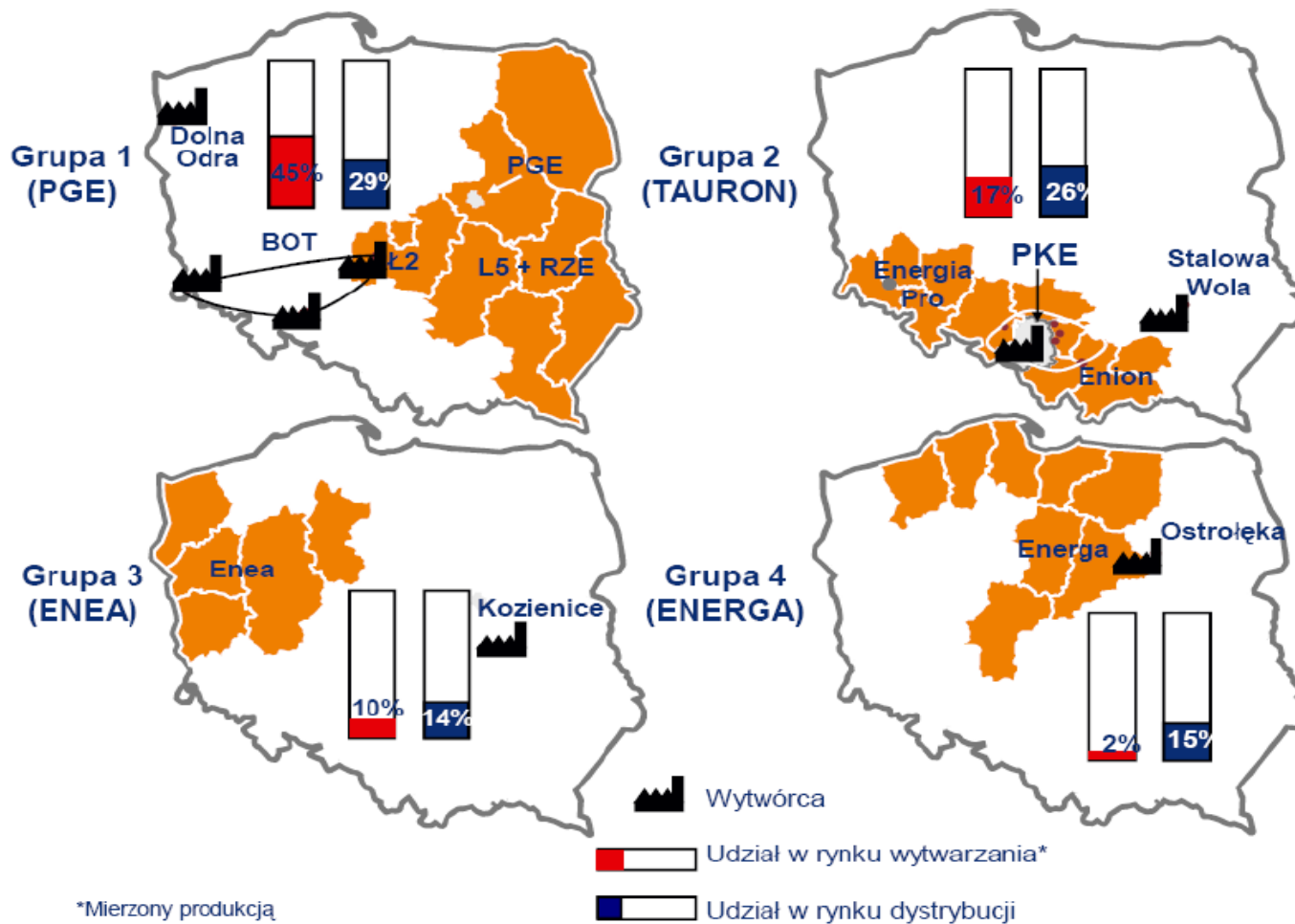
źródło: mat. URE

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

Saldo energii w grupach skonsolidowanych



(*) wg danych za 2006r.

Sektor Wytwarzania

PGE	
1	BEŁCHATÓW
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	PAŃNÓW
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

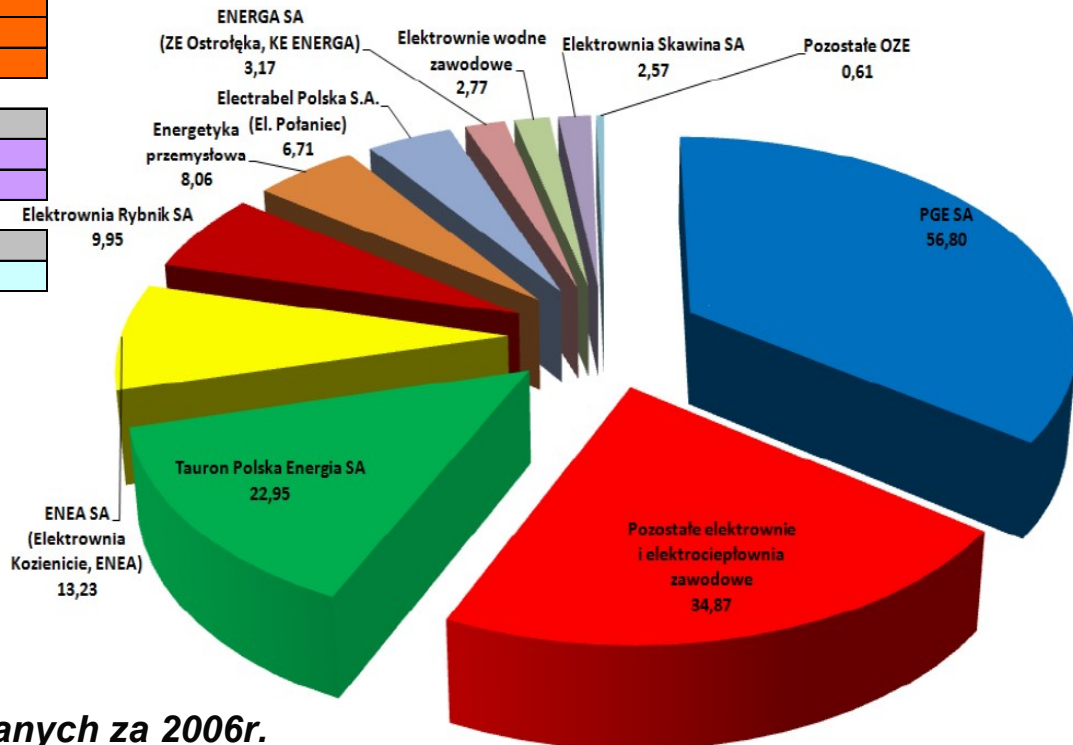
CEZ POLAND	
1	SKAWINA
2	EC. ELCHO

ELECTRABEL	
1	POŁANIEC

ENEA	
1	KOZIENICE

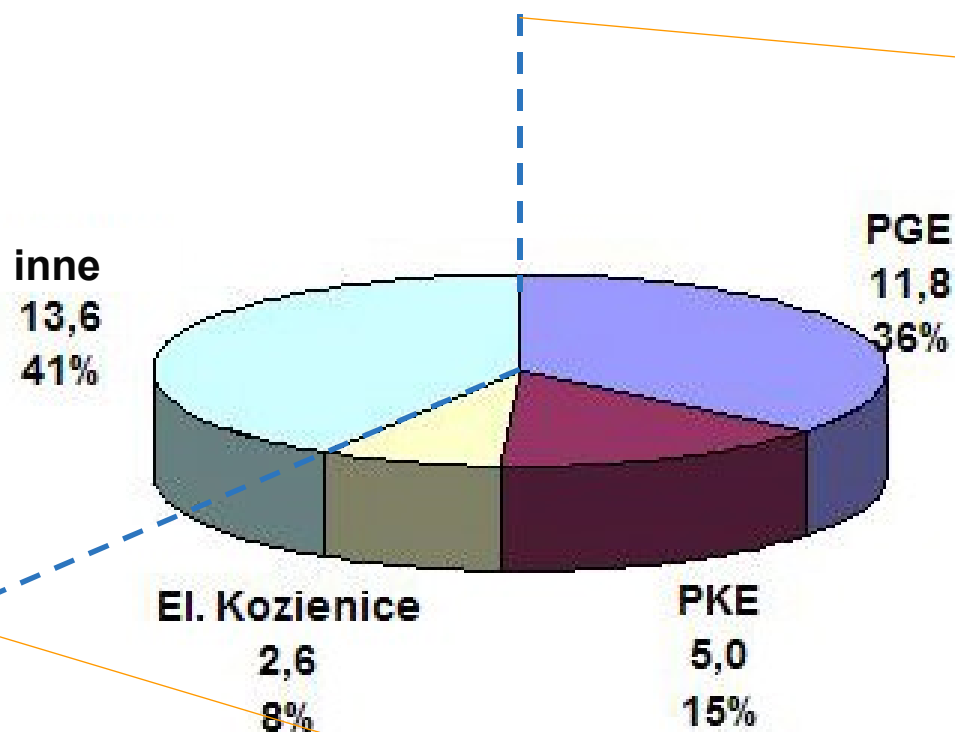
ENERGA	
1	EC OSTROŁĘKA A
2	OSTROŁĘKA B

Produkcja brutto w TWh



(*) wg danych za 2006r.

Koncentracja mocy zainstalowanej [MW]

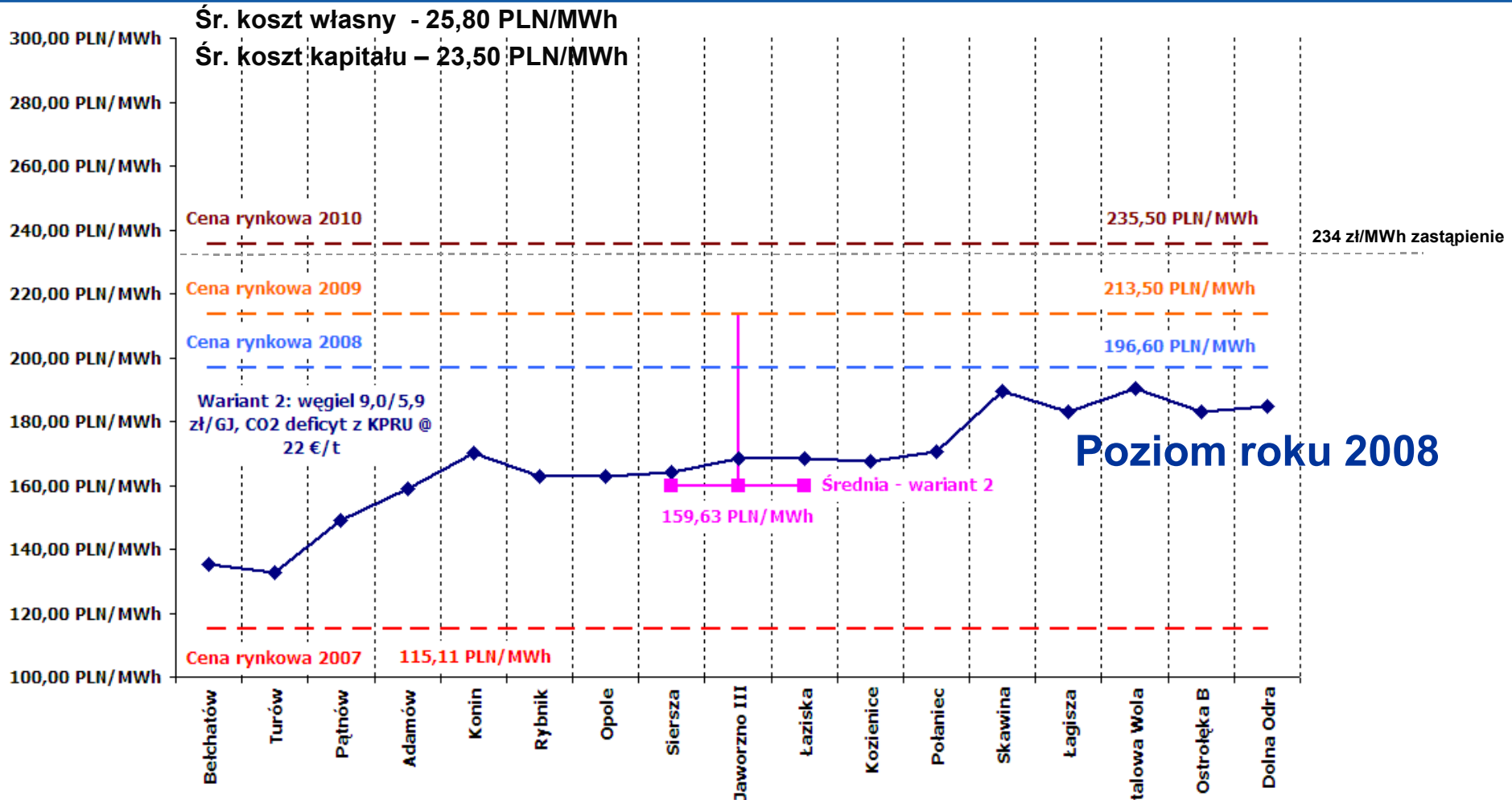


Moc zainstalowana i udział rynkowy 3 największych wytwórców

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%

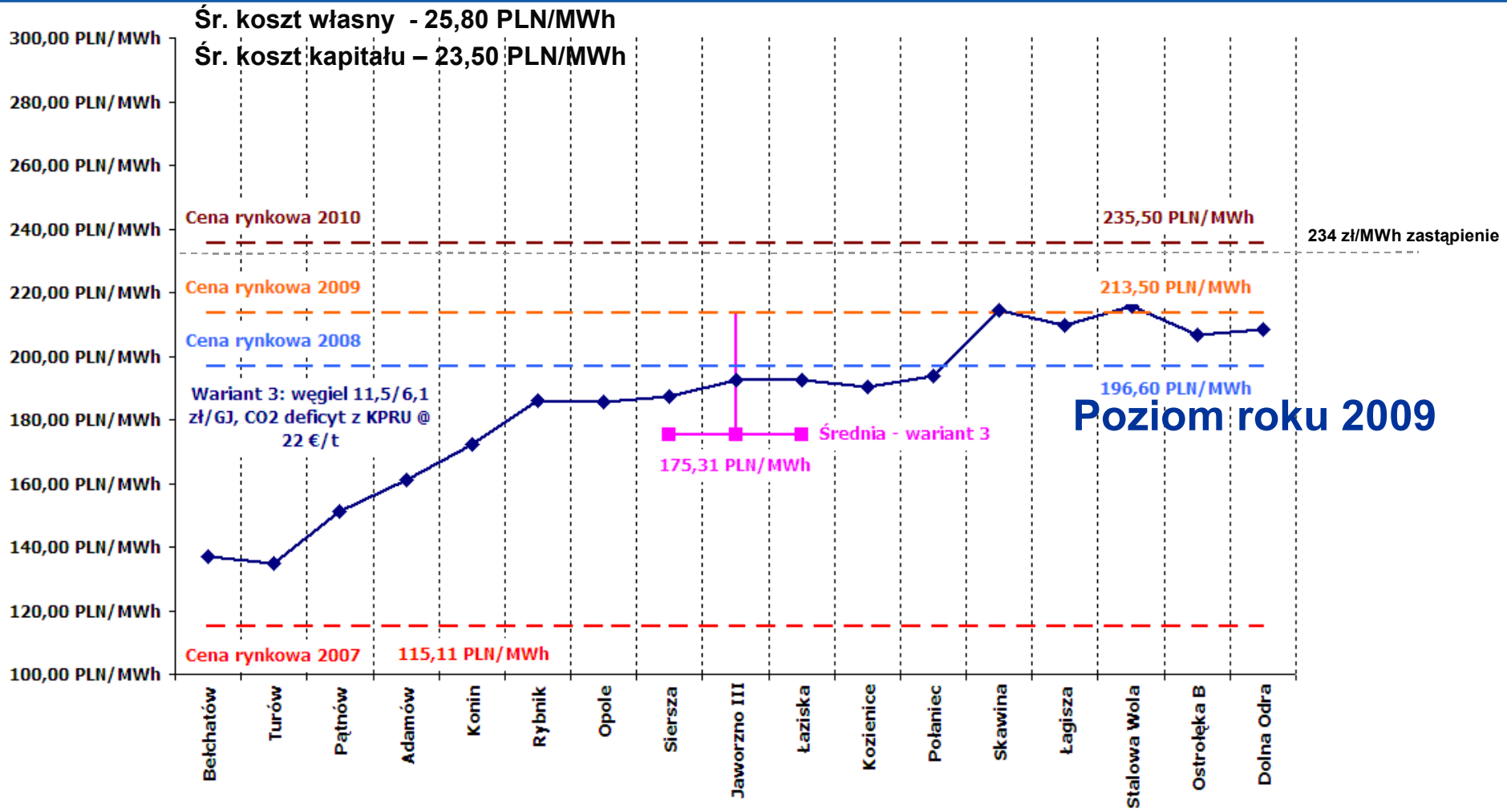
źródło: PGE

Wariant 1 – koszty wytwarzania a cena hurtowa



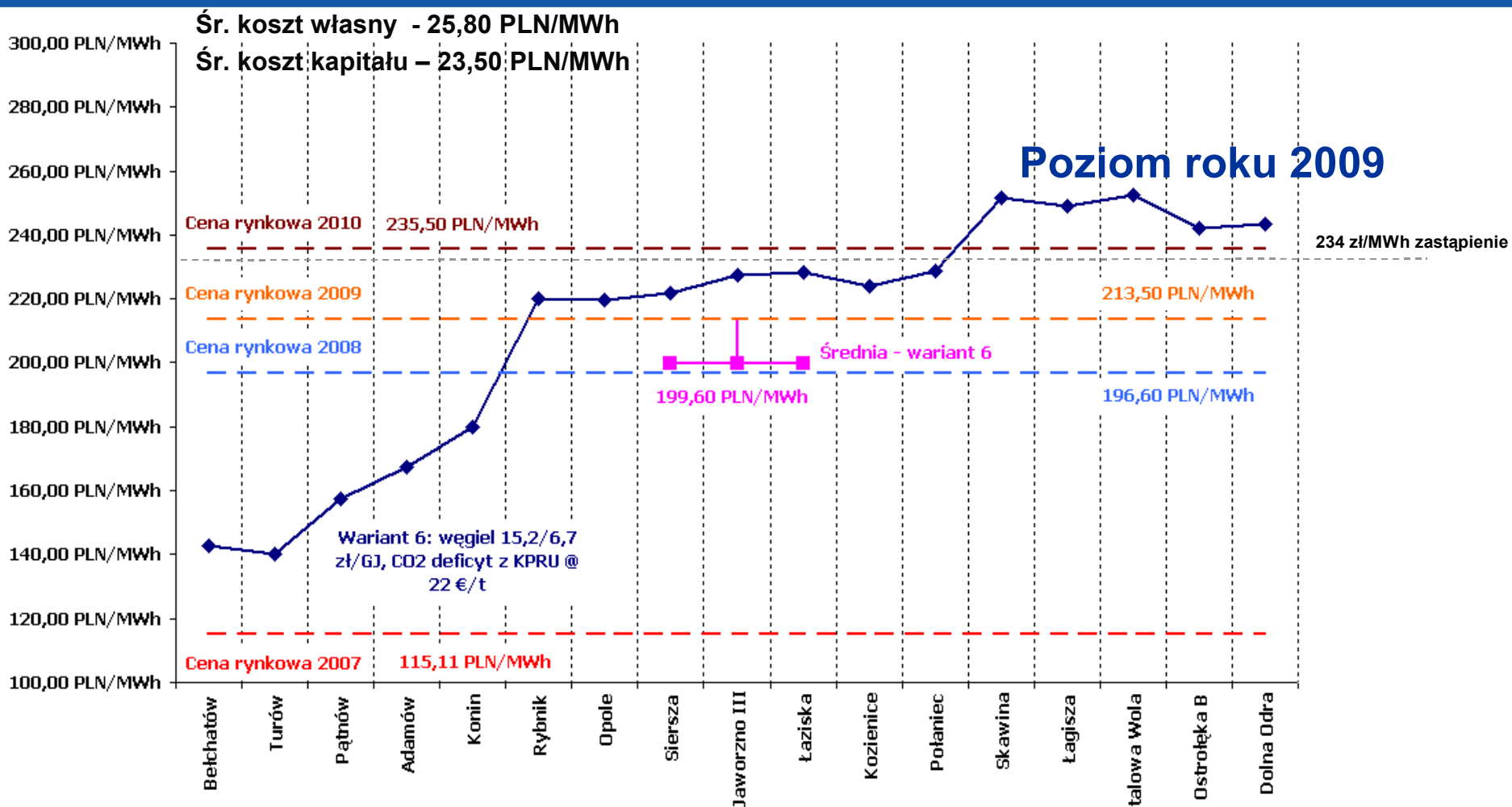
(*) wielkości kosztów dla poszczególnych wytwórców są wielkościami szacowanymi

Wariant 2 – koszty wytwarzania a cena hurtowa



(*) wielkości kosztów dla poszczególnych wytwórców są wielkościami szacowanymi

Wariant 3 – koszty wytwarzania a cena hurtowa



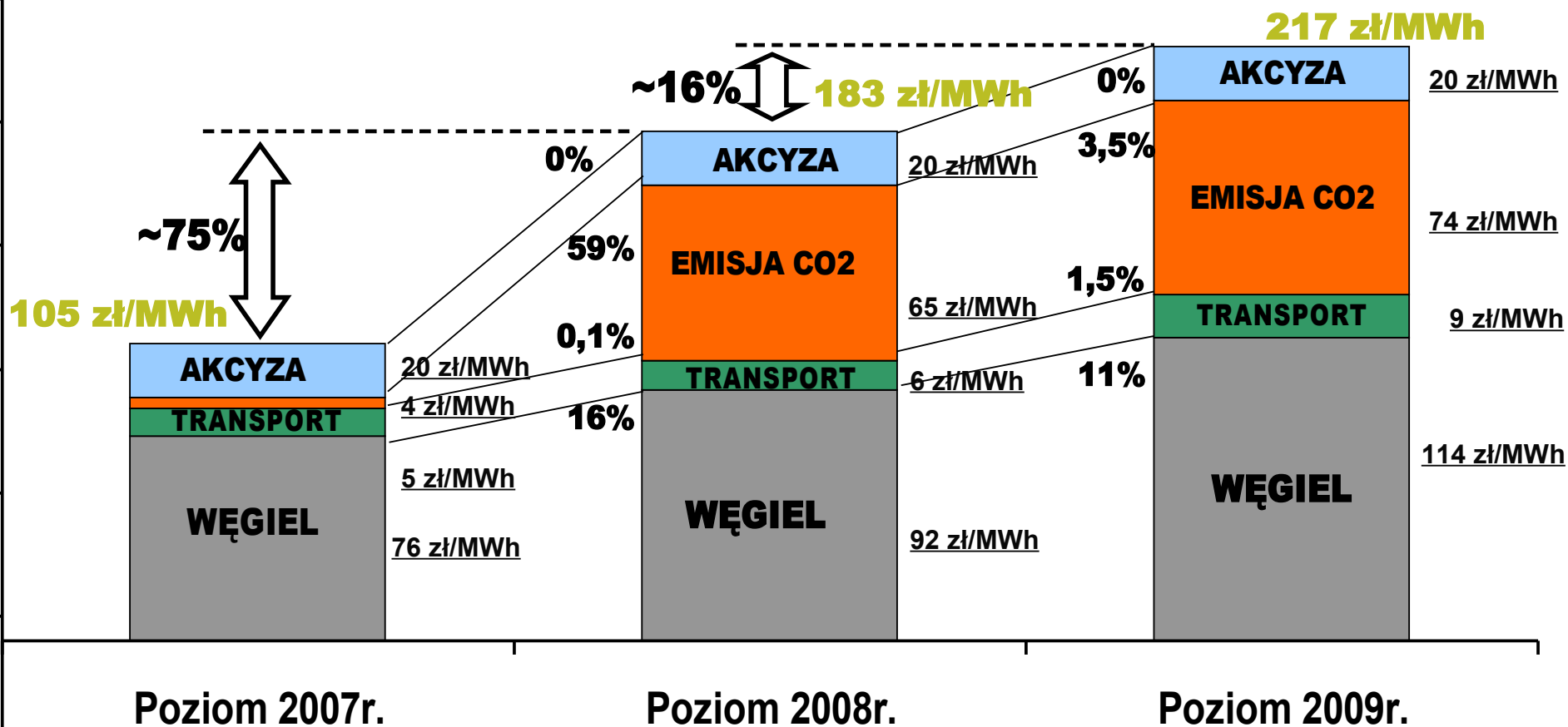
(*) wielkości kosztów dla poszczególnych wytwórców są wielkościami szacowanymi

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 (radikalny 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).

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	
217	271	235	245	w PLN/MWh
(168)		(191)		

Certyfikaty:

**wypadkowa 2008
~23,50 zł/MWh**

**Wypadkowa 2009
~29,90 zł/MWh**

RED

	2009	2010	2011	
	20,7%	21,3%	22,2%	
	18,60	22,50	28,00	w PLN/MWh
	(18,85)	(20,86)		

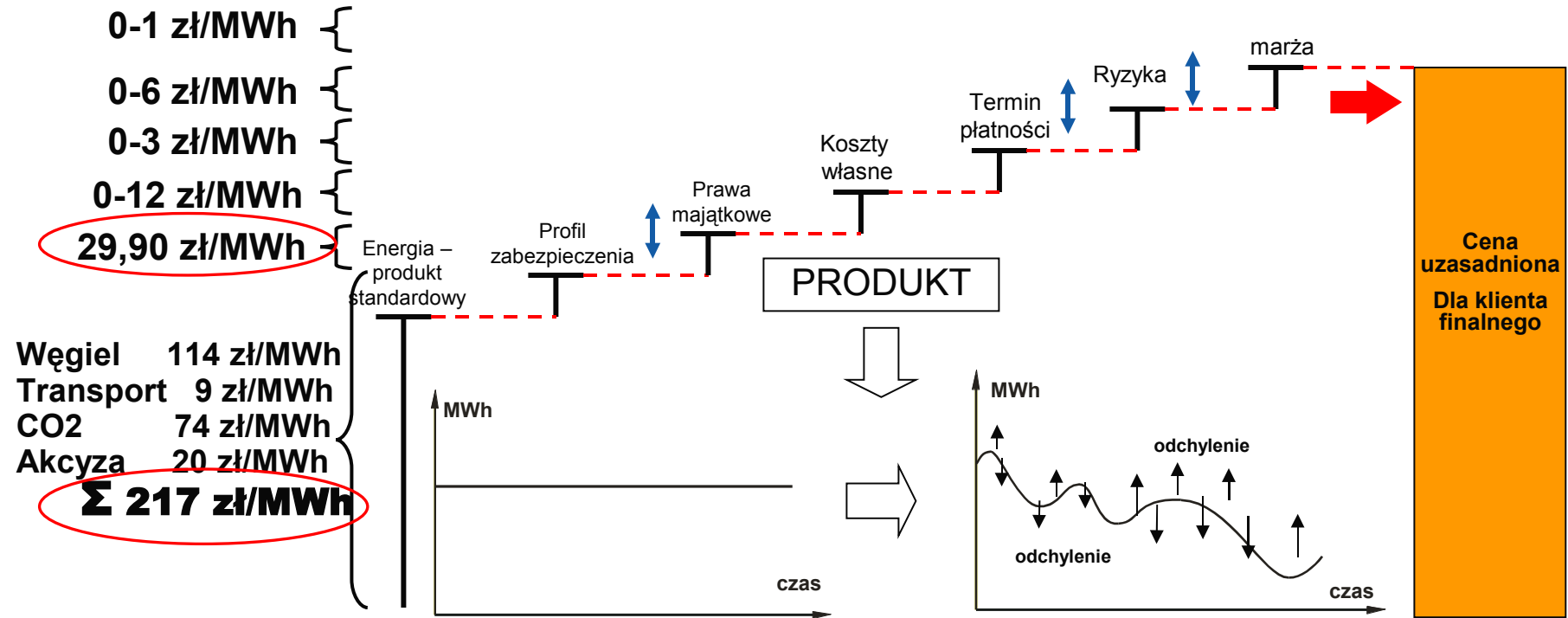
GREEN

	2009	2010	2011	
	8,7%	10,4%	10,4%	
	256,00	263	271	w PLN/MWh
	(249,86)	(254,87)		

YELLOW

	2009	2010	2011	
	2,9%	3,1%	3,3%	
	129,90	135,00	167,50	w PLN/MWh
	(123,03)	(136,13)		

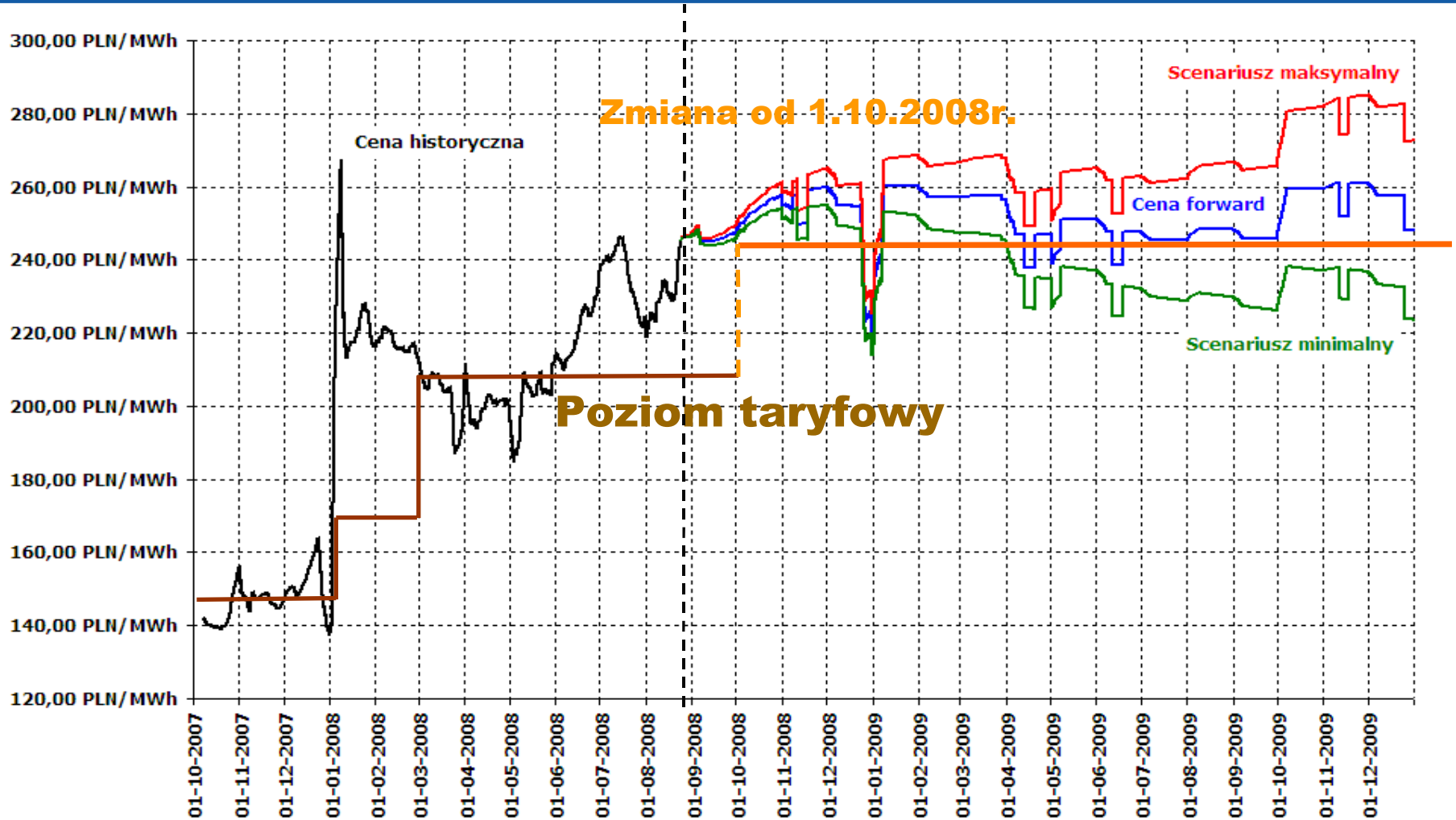
Komponenty ceny dla klienta na wolnym rynku



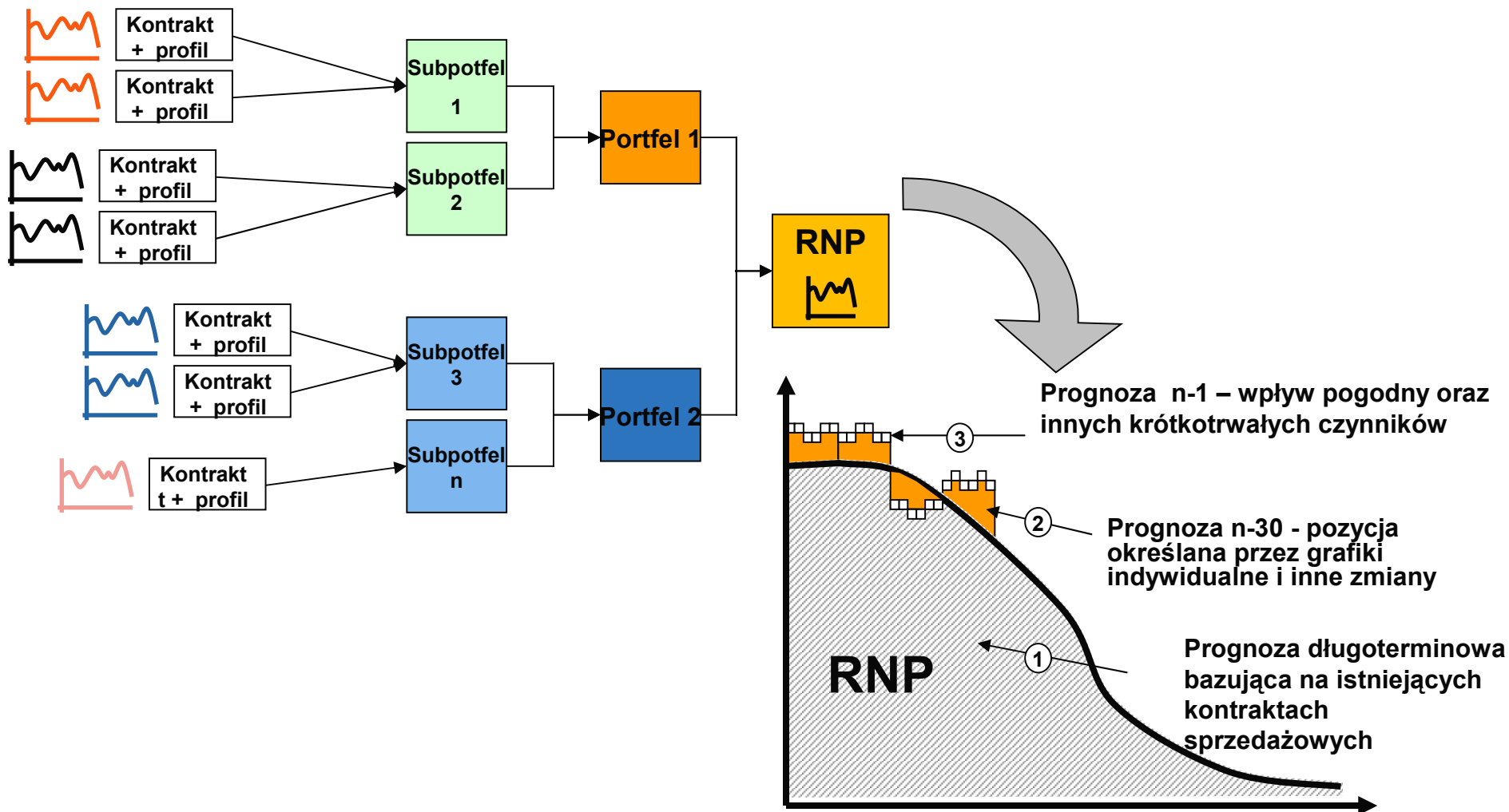
Minimalny poziom ceny dla klienta finalnego wg kosztów marginalnych bez marży ~ 247 zł/MWh

Uzasadniona cena sprzedaży dla klienta finalnego wg kosztów marginalnych ~ 270 zł/MWh

Ceny Rynkowe a Poziom Taryfowy



3 etapy budowy portfela sprzedaży / prognozowanie



Strategia Rocznego Zabezpieczenia Sprzedaży

