

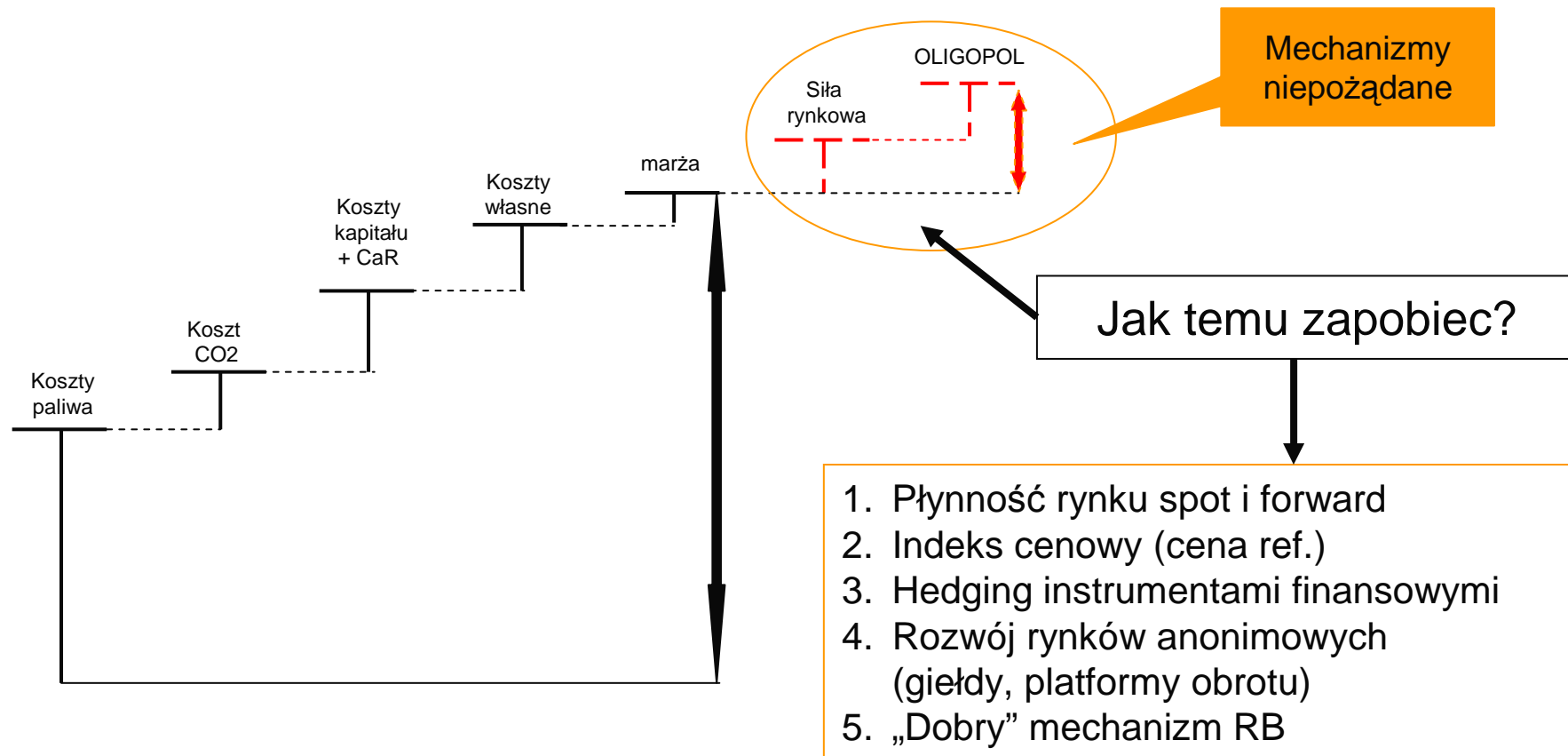
# Prognozy cenowe, strategie zakupowe spółek sprzedających

**Bartosz Krysta P&P VSP**

Wisła, 17 grudzień 2009 r.

# Rozwój rynku a sposób kalkulacji ceny

Kiedy cena energii elektrycznej jest „godziwa”



# Prognozowany poziom cen na rynku hurtowym 2010-2012

## Energia Konwencjonalna:

2010		2011	2012	
Base	Peak	Base	Base	
184	212	197	216	w PLN/MWh

## Certyfikaty:

wypadkowa 2008  
~23,50 zł/MWh

Wypadkowa 2009  
~29,90 zł/MWh

Wypadkowa 2009  
~35,70 zł/MWh

**RED**

	21,3%	22,2%	23,2%	
	2010	2011	2012	
	22,50	22,50	26,00	w PLN/MWh

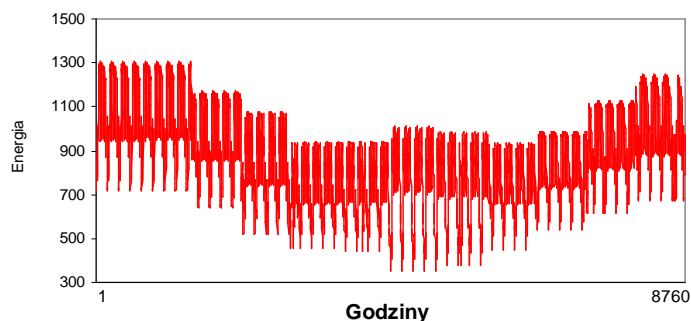
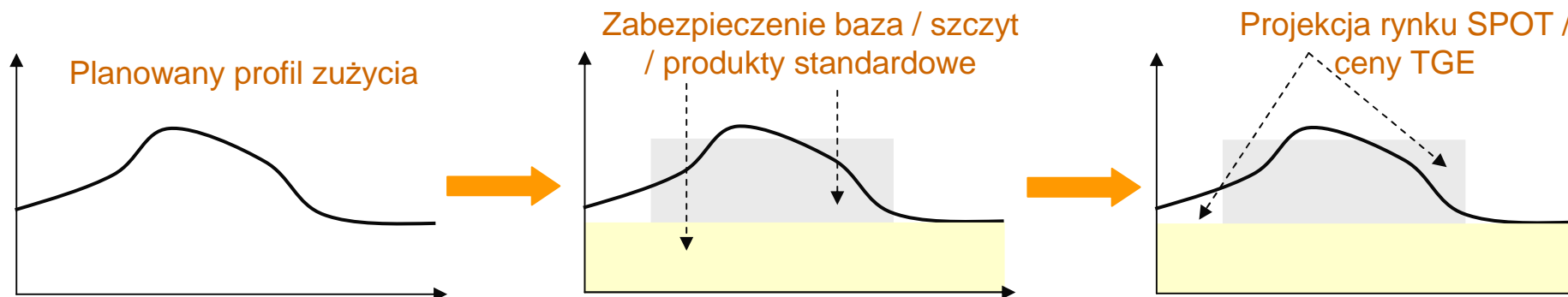
**GREEN**

	10,4%	10,4%	10,4%	
	2010	2011	2012	
	275,00	272	259	w PLN/MWh

**YELLOW**

	3,1%	3,3%	3,5%	
	2010	2011	2012	
	122,50	118,00	113,00	w PLN/MWh

# Składowe budowy ceny dla klienta



Monthly forward price curve  
22-01-2009 15:38

	base-	peak-	off-peak
BoM	225,00	285,00	186,54
2009-01	219,30	266,00	179,78
2009-02	204,89	266,00	179,78
2009-02	207,00	265,50	159,82
2009-03	201,20	282,00	136,64
2009-04	202,47	270,63	149,45
2009-05	202,74	273,93	154,64
2009-06	202,85	271,07	149,78
2009-07	206,42	295,92	129,03
2009-08	205,28	297,80	137,34
2009-09	206,32	296,20	130,26
2009-10	208,84	300,33	136,09
2009-11	207,64	301,02	140,93
2009-12	206,99	297,79	134,62
BoY 2009	205,25	286,56	141,69

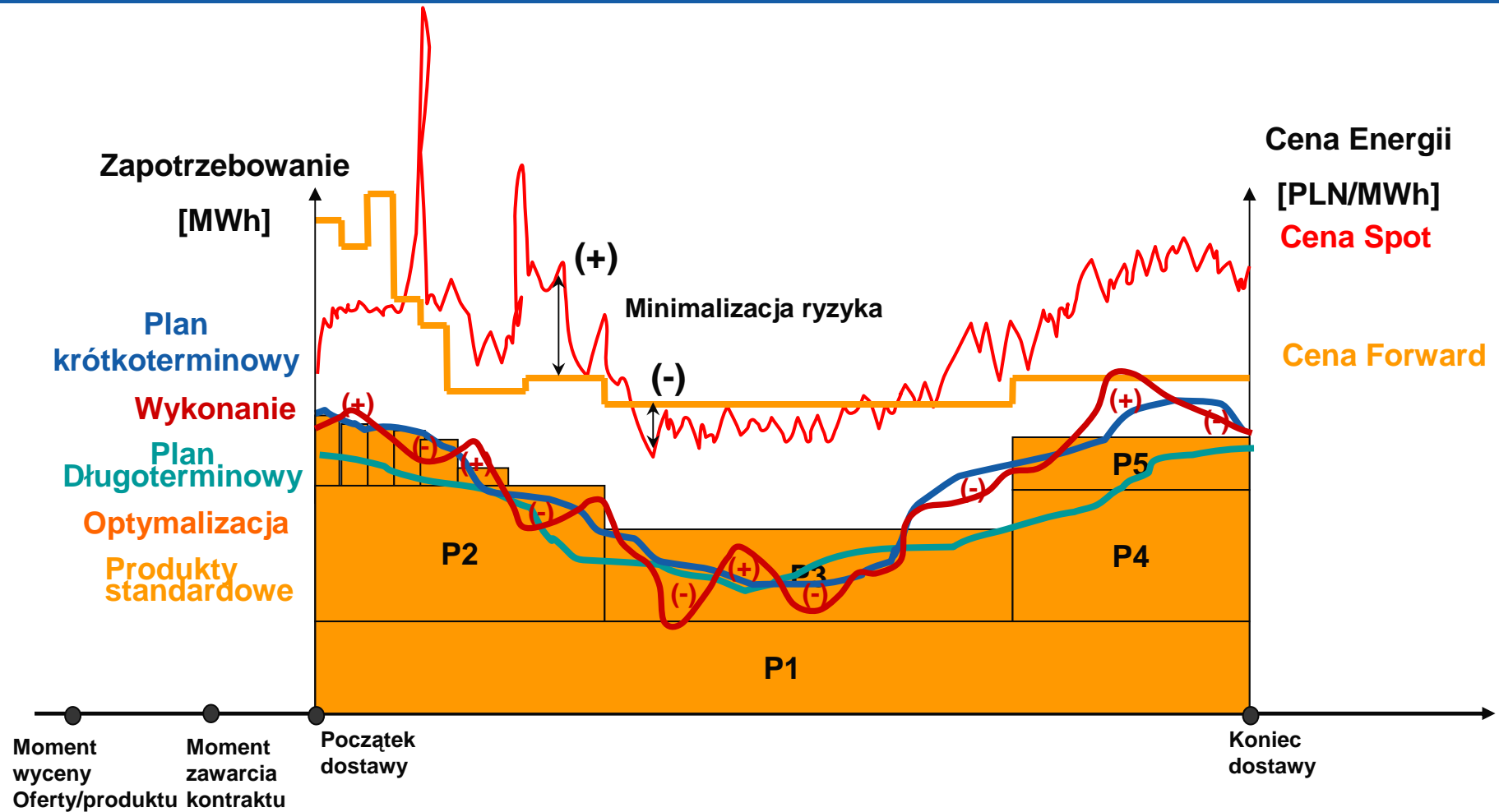
Ryzyka handlowe:  
Wolumen, profil,  
niezbilansowanie

Koszt optymalizacji  
krótkoterminowej

Wartość certyfikatów  
„zważona” %  
poziomem obligu

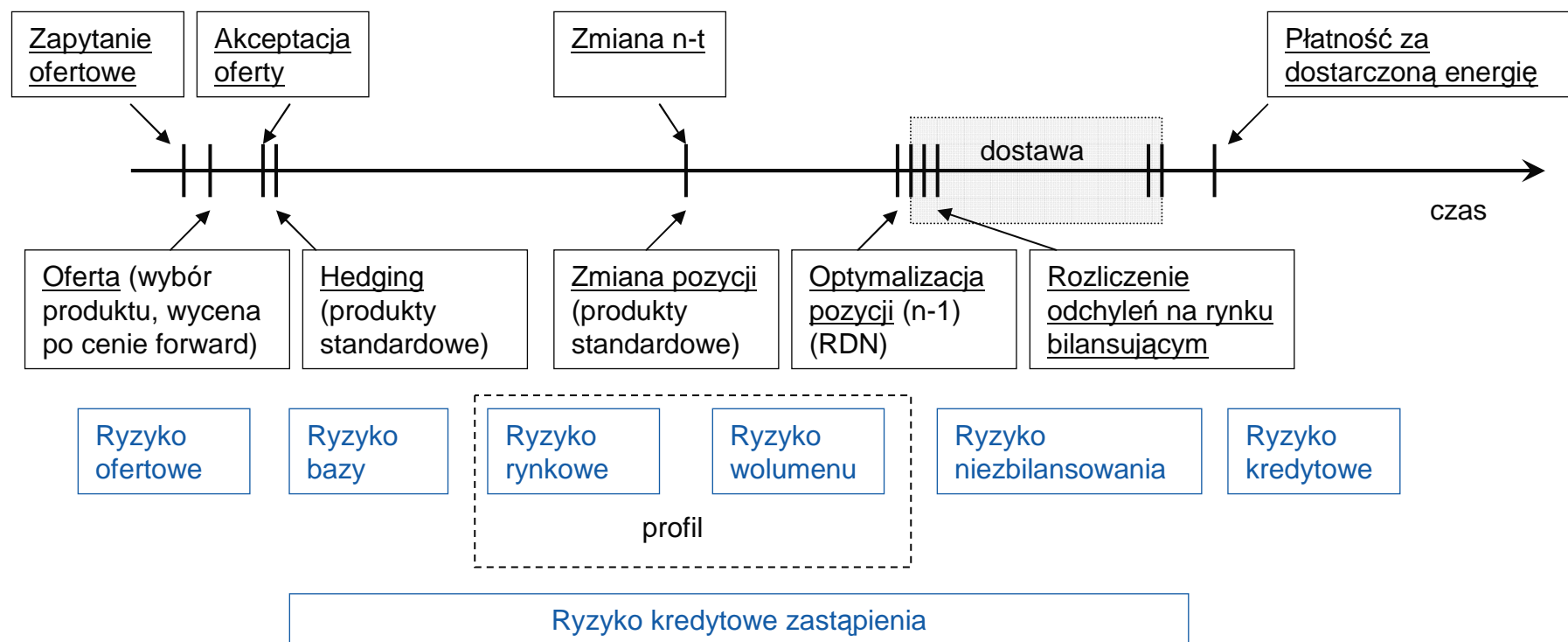


# Etapy hedgingu



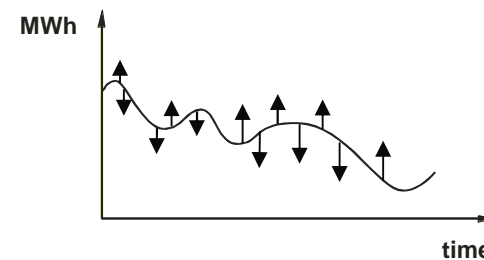
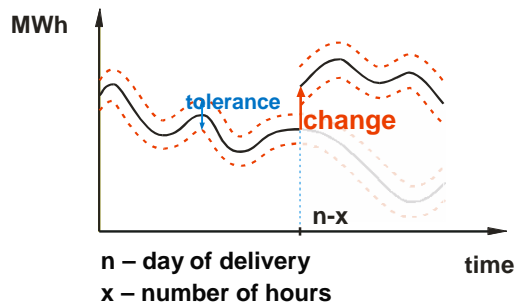
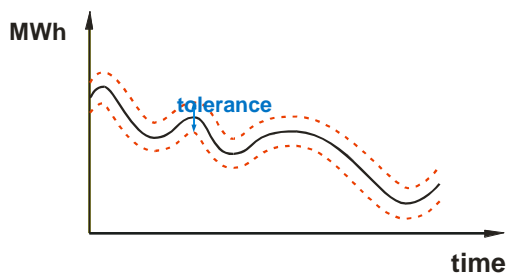
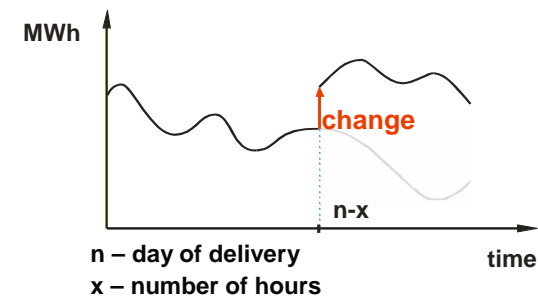
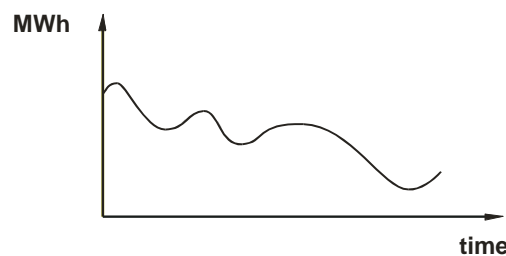
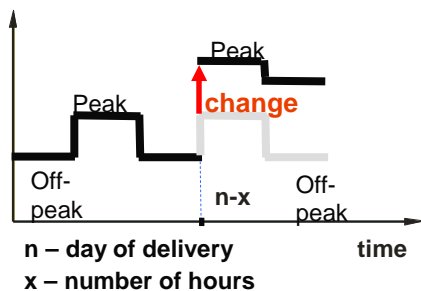
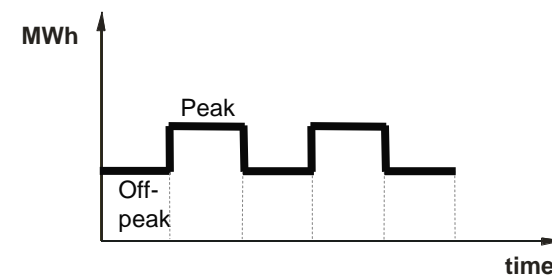
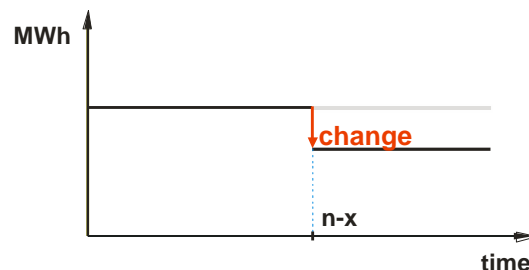
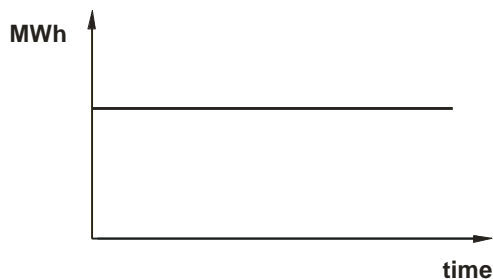
# Ryzyko w procesie sprzedaży energii elektrycznej

## Proces sprzedaży energii elektrycznej w warunkach wolnorynkowych



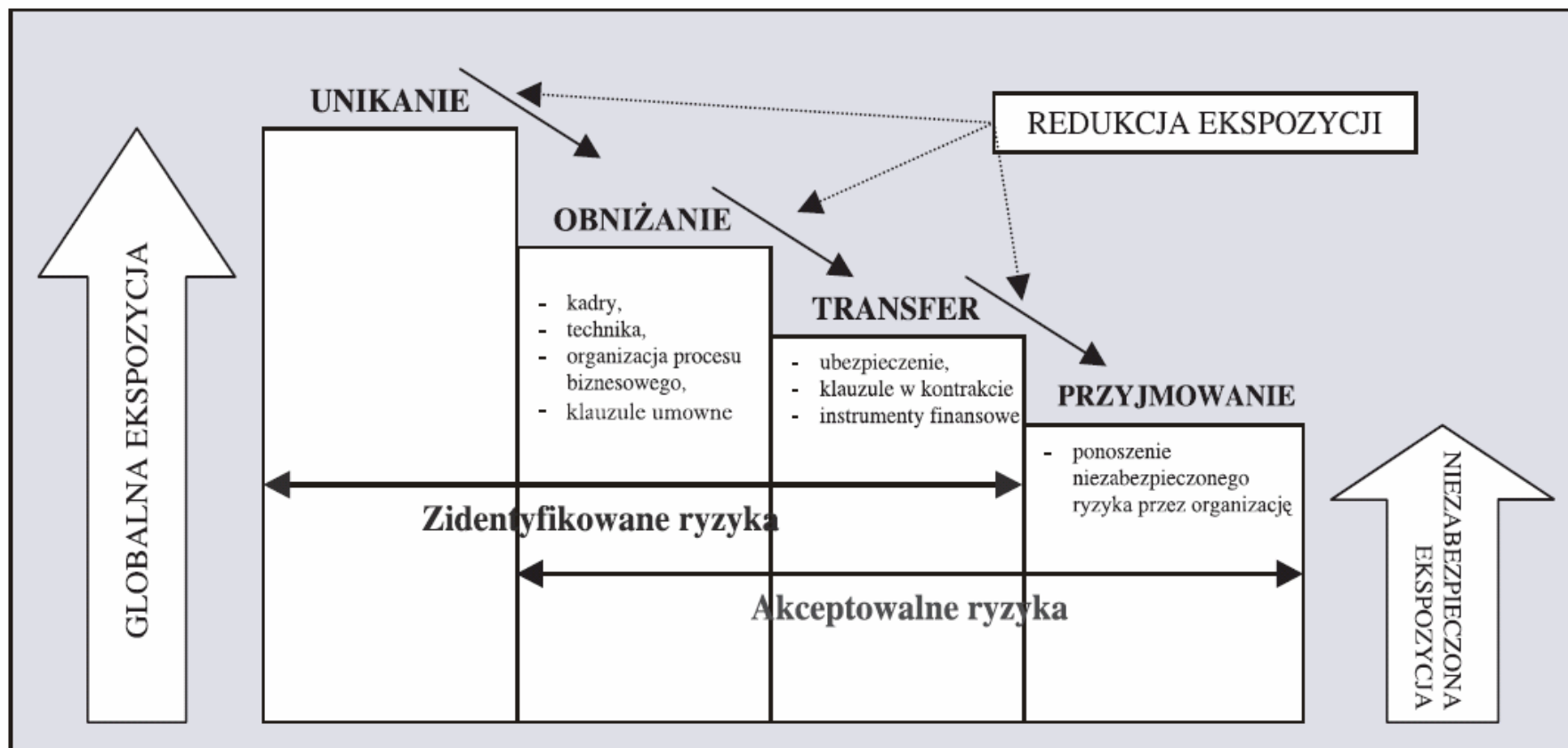
# Rodzaje produktów – różnica ceny

TARYFA  PRODUKT RYNKOWY



# Tolerancja wobec ryzyka

Rysunek 55. Proces operacyjnego zarządzania ryzykiem – sterowanie i kontrola ryzyka



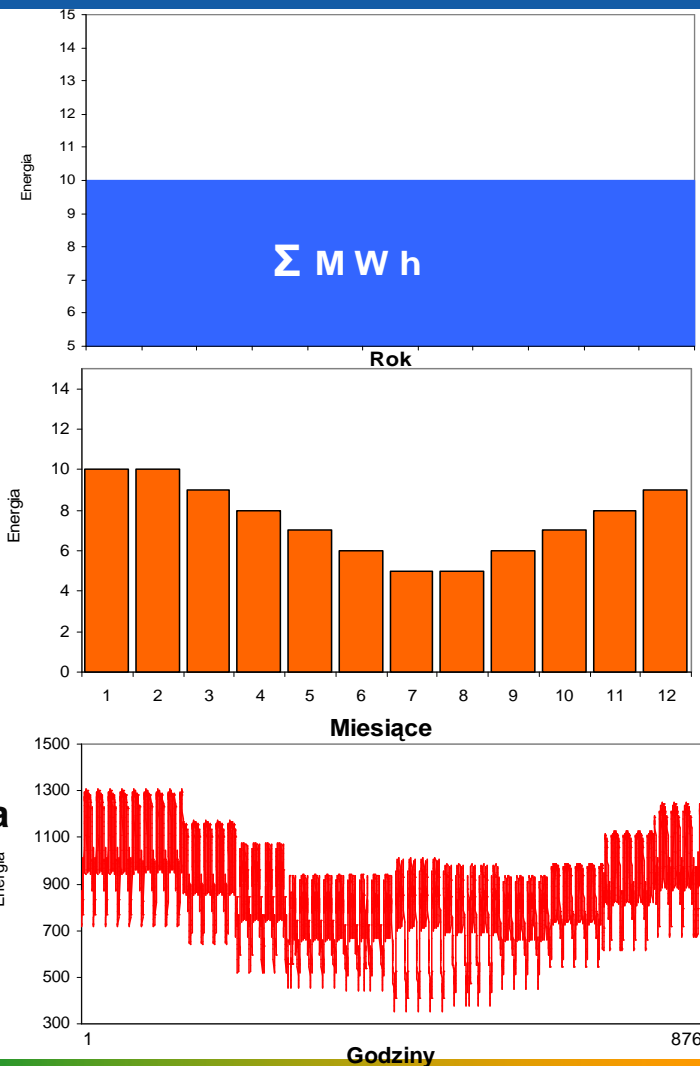
Źródło: opracowanie własne na podstawie: Maßnahmen zum pro-aktiven Risk Management, [www.risknet.de](http://www.risknet.de) 2003.

# Profil a koszty dodatkowe

**Niska świadomość odnośnie własnego zapotrzebowania na energię = mała dokładność planowania (wysoki koszt optymalizacji/niezbilansowania)**

**Miesięczne plany technologiczno – produkcyjne umożliwiają lepsze odwzorowanie sezonowości zapotrzebowania na energię elektryczną (średni koszt optymalizacji/niezbilansowania)**

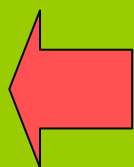
**Analiza historycznego godzinowego zapotrzebowania umożliwia poprawę skuteczności planowania i prognozowania poboru energii elektrycznej (niski koszt optymalizacji/niezbilansowania)**



# Mechanizmy wsparcia energii OZE i CHP

**Rozporządzenie z dnia 14 sierpnia 2008 r.**  
*zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii*

3,1 % - 2005 r.  
3,6 % - 2006 r.  
 5,1 % - 2007 r.  
 7,0 % - 2008 r.  
 8,7 % - 2009 r.  
 10,4 % - 2010 r.  
 10,4 % - 2011 r.  
 10,4 % - 2012 r.  
 10,9 % - 2013 r.  
 11,4 % - 2014 r.



udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia w łącznej ilości energii sprzedanej (§3)

EU 2001/77/WE

**Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. (Dz. U. nr 185 poz 1314)**

13,7 % - 2005 r.  
15,0 % - 2006 r.  
 15,2 % - I poł. 2007 r.

**Wysokosprawna kogeneracja:**

16,5 % - II poł. 2007 r.  
 19,0 % - 2008 r.  
 20,6 % - 2009 r.  
 21,3 % - 2010 r.  
 22,2 % - 2011 r.  
 23,2% - 2012 r.



Prawa  
majątkowe

**Kogeneracja gazowa lub o mocy poniżej 1 MW:**

0,8 % - II poł. 2007 r.  
 2,7 % - 2008 r.  
 2,9 % - 2009 r.  
 3,1 % - 2010 r.  
 3,3 % - 2011 r.  
 3,5% - 2012 r.

udział ilościowy energii elektrycznej zakupionej w źródłach skojarzonych w łącznej ilości energii sprzedanej (§8)

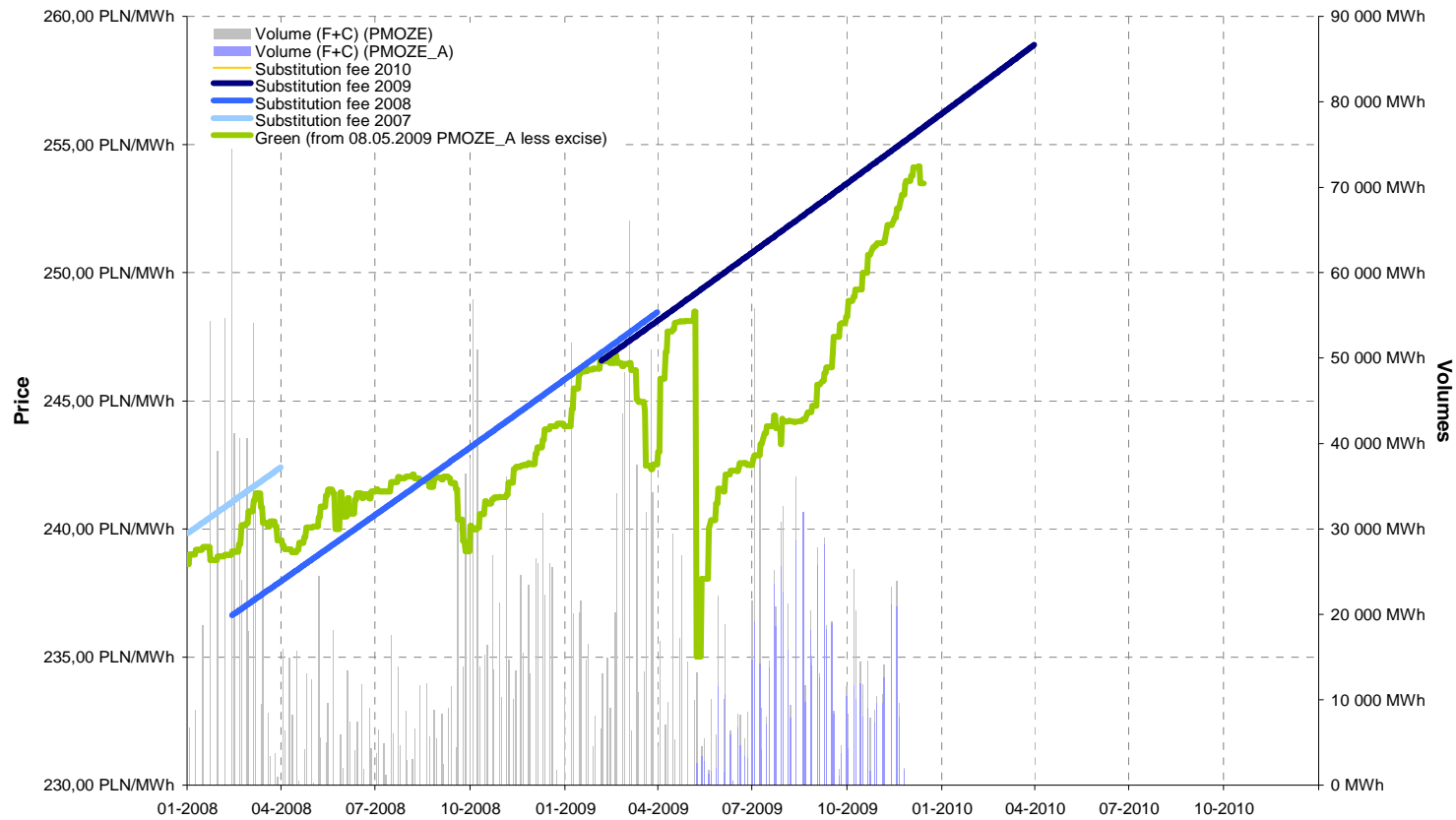
EU 92/42/EWG → 2004/8/WE

# Skuteczność wsparcia mechanizmu OZE

- 1. Rozdzielenie energii elektrycznej produkowanej ze źródeł odnawialnych od świadectwa pochodzenia tej energii – zielony certyfikat – jest oceniane pozytywnie;**
- 2. System handlu certyfikatami jest w skali globalnej bardzo kosztowny i skomplikowany, brak ewidentnych korzyści płynących z tego systemu, uzasadniających ponoszenie tak wysokich kosztów;**
- 3. Istniejący system wsparcia energetyki odnawialnej w małym stopniu przyczynia się do rozwoju nowych inwestycji, w zasadniczej części wspierane są istniejące instalacje;**
- 4. System posiada małą stabilność, jeżeli chodzi o okres wsparcia inwestycji, poważnym utrudnieniem rozwoju inwestycji w produkcję energii ze źródeł odnawialnych są przepisy administracyjne i budowlane oraz procedury związane z uzgodnieniem i realizacją przyłączenia do sieci elektroenergetycznej;**
- 5. Niska skuteczność wykorzystania, jako wsparcia, środków z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, (kary i opłaty zastępcze)**

# Certyfikaty OZE

Green certificates price development

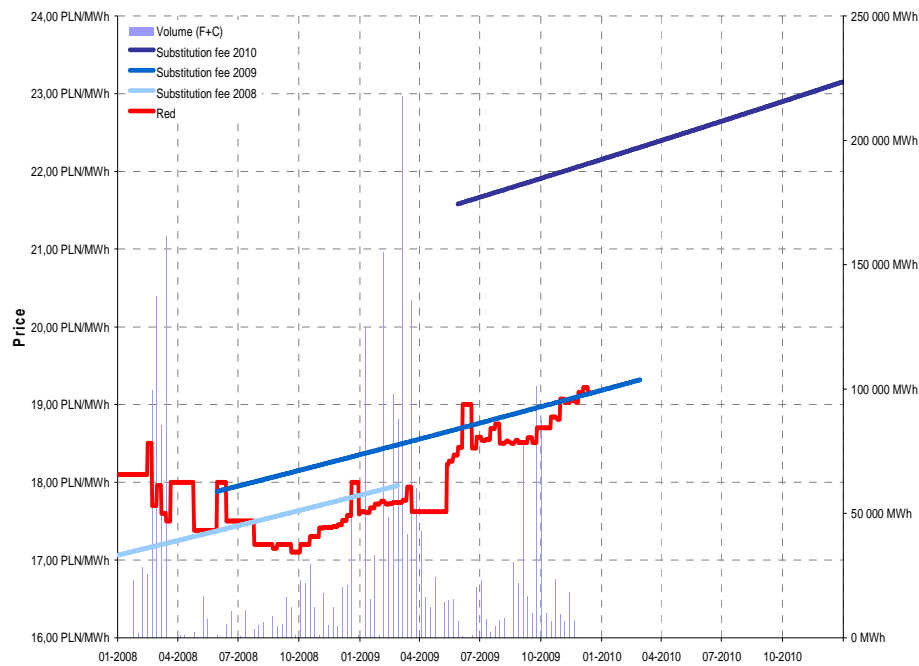


	Certificate	2008	2009	2010
<b>Obligation (%)</b>	Green	7,00%	8,70%	10,40%
	Yellow	2,70%	2,90%	3,10%
	Red	19,00%	20,60%	21,30%
<b>Substitution fee</b>	Green	248,46	258,89	
	Yellow	117,00	128,80	128,80
	Red	17,96	19,32	23,32

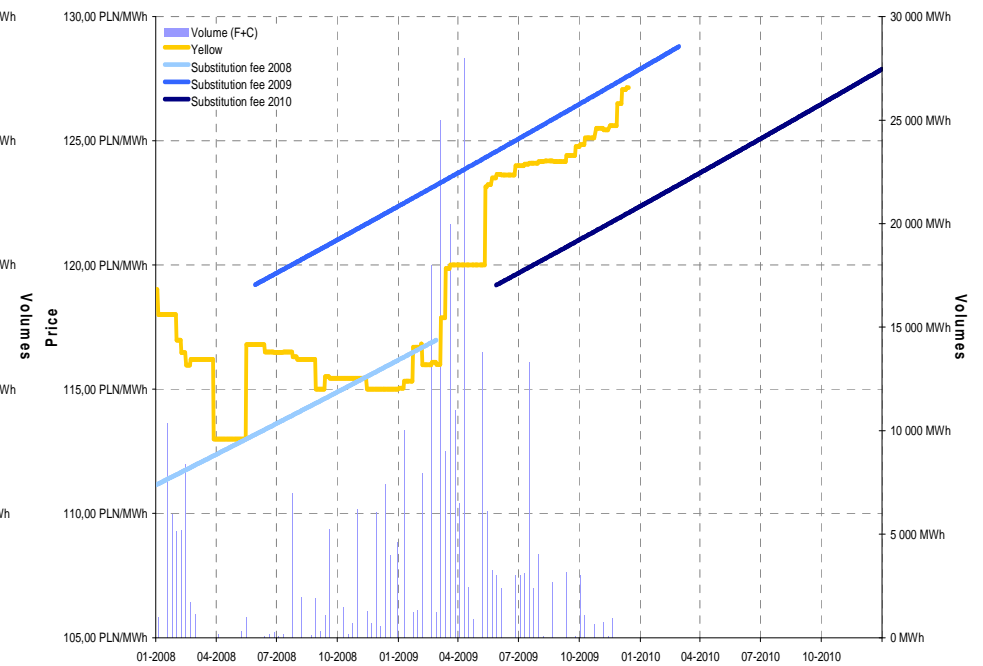
# Certyfikaty CHP

	Certificate	2008	2009	2010
<b>Obligation (%)</b>	Green	7,00%	8,70%	10,40%
	Yellow	2,70%	2,90%	3,10%
	Red	19,00%	20,60%	21,30%
<b>Substitution fee</b>	Green	248,46	258,89	
	Yellow	117,00	128,80	128,80
	Red	17,96	19,32	23,32

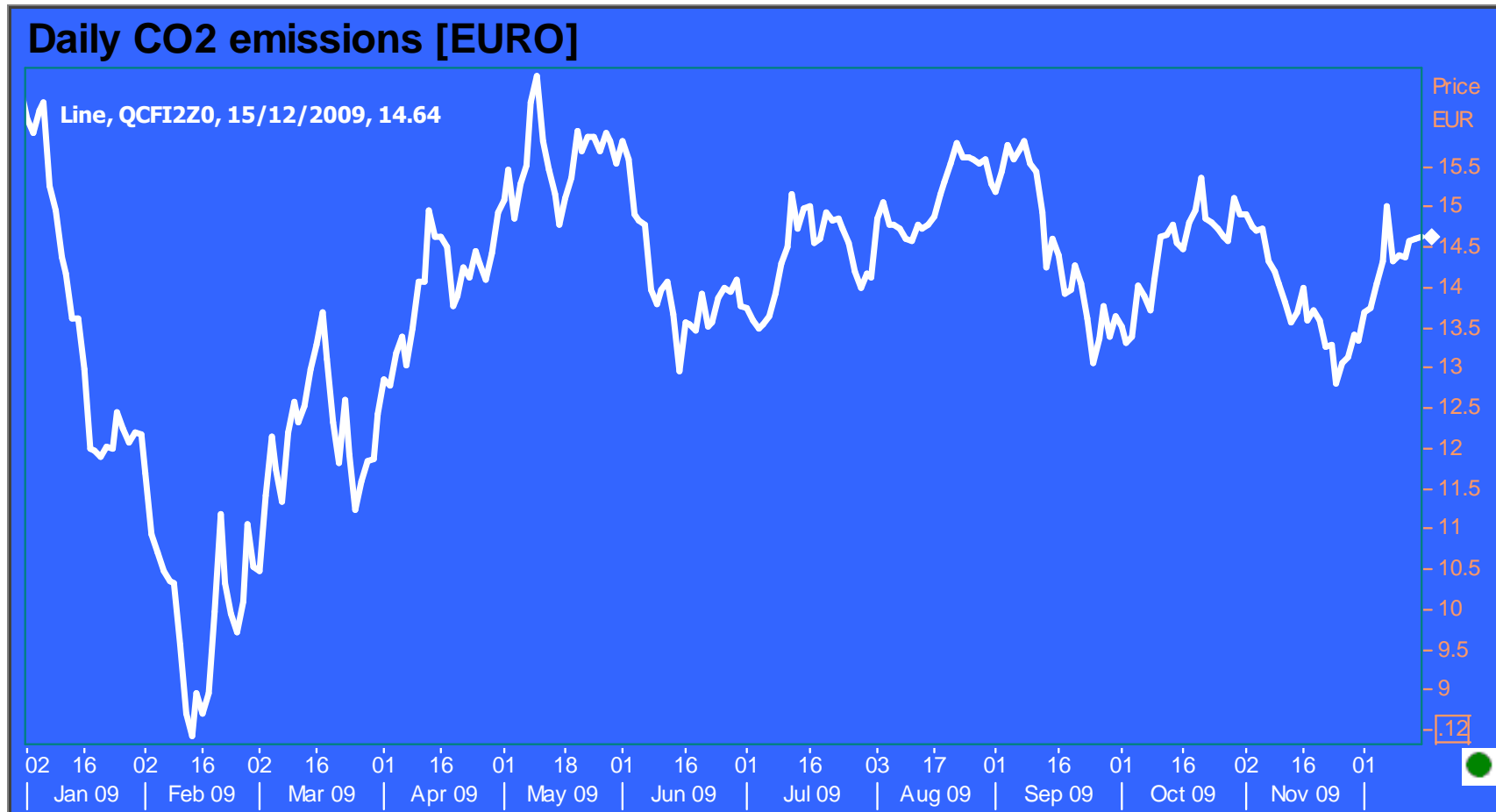
Red certificates price development



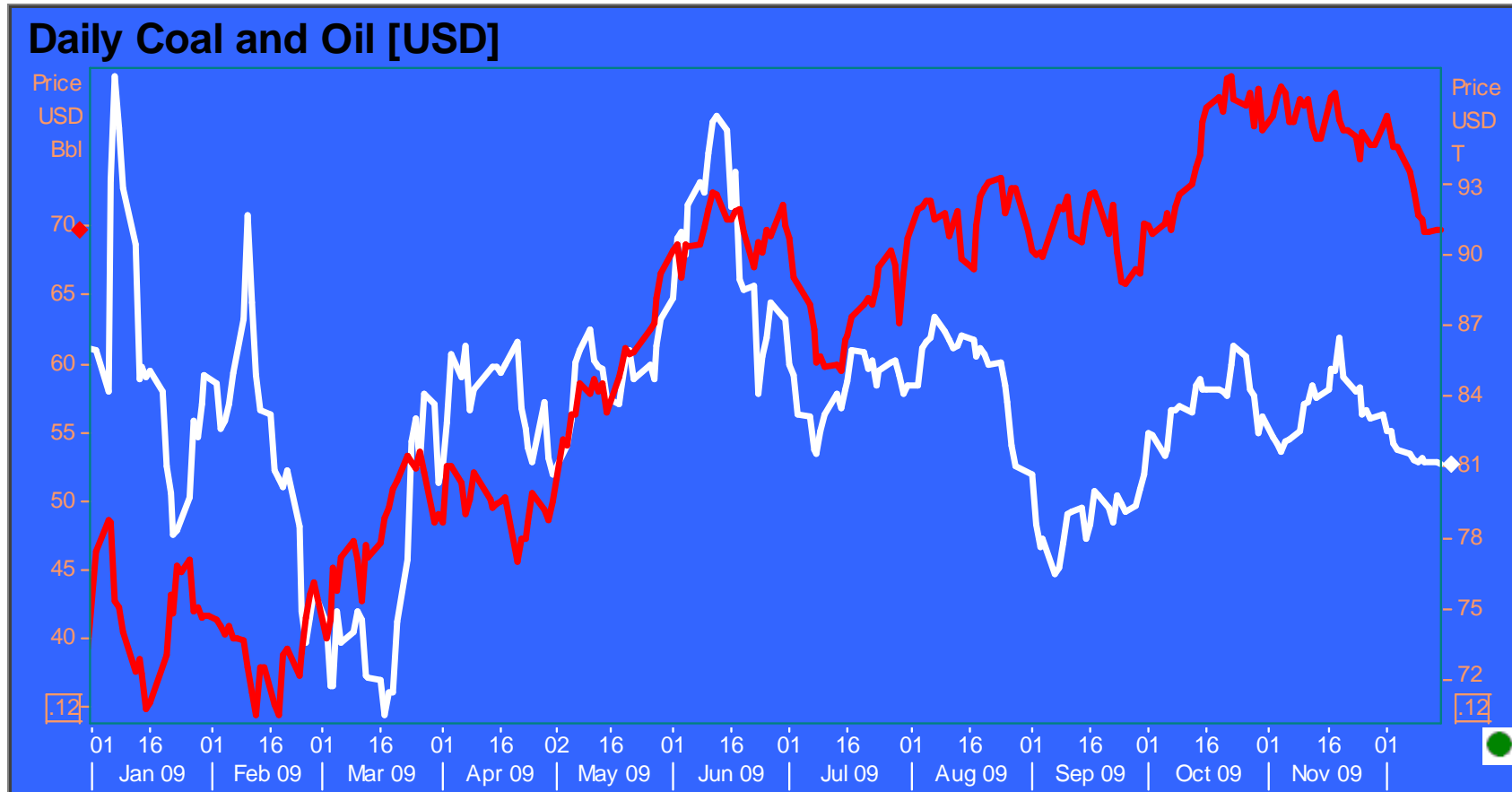
Yellow certificates price development



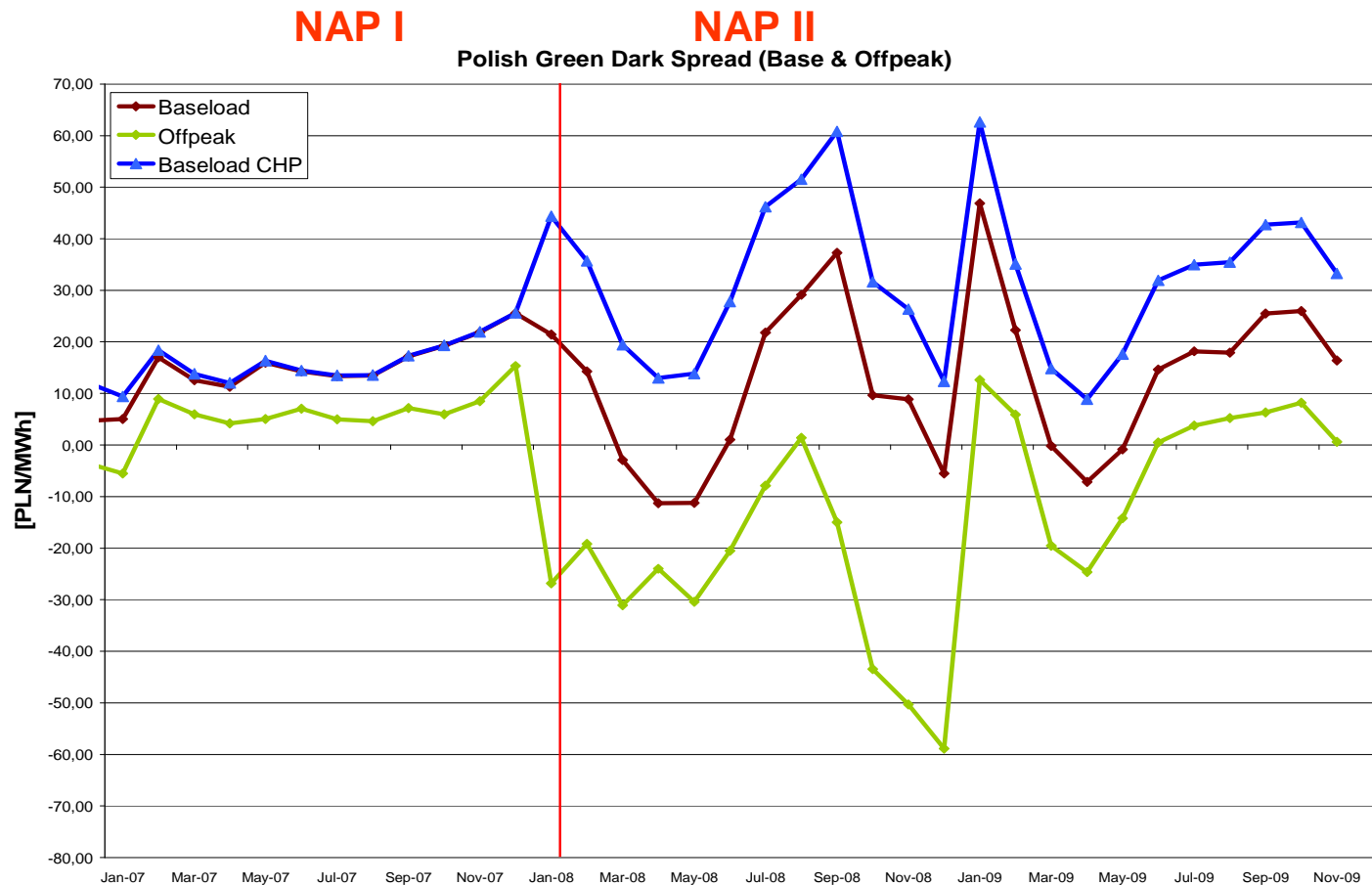
# Ceny uprawnień do emisji CO2 (EUR/t)



# Ceny węgla i ropy (USD/t, USD/bbl)



# Green Dark Spread dla rynku polskiego (PLN/MWh)

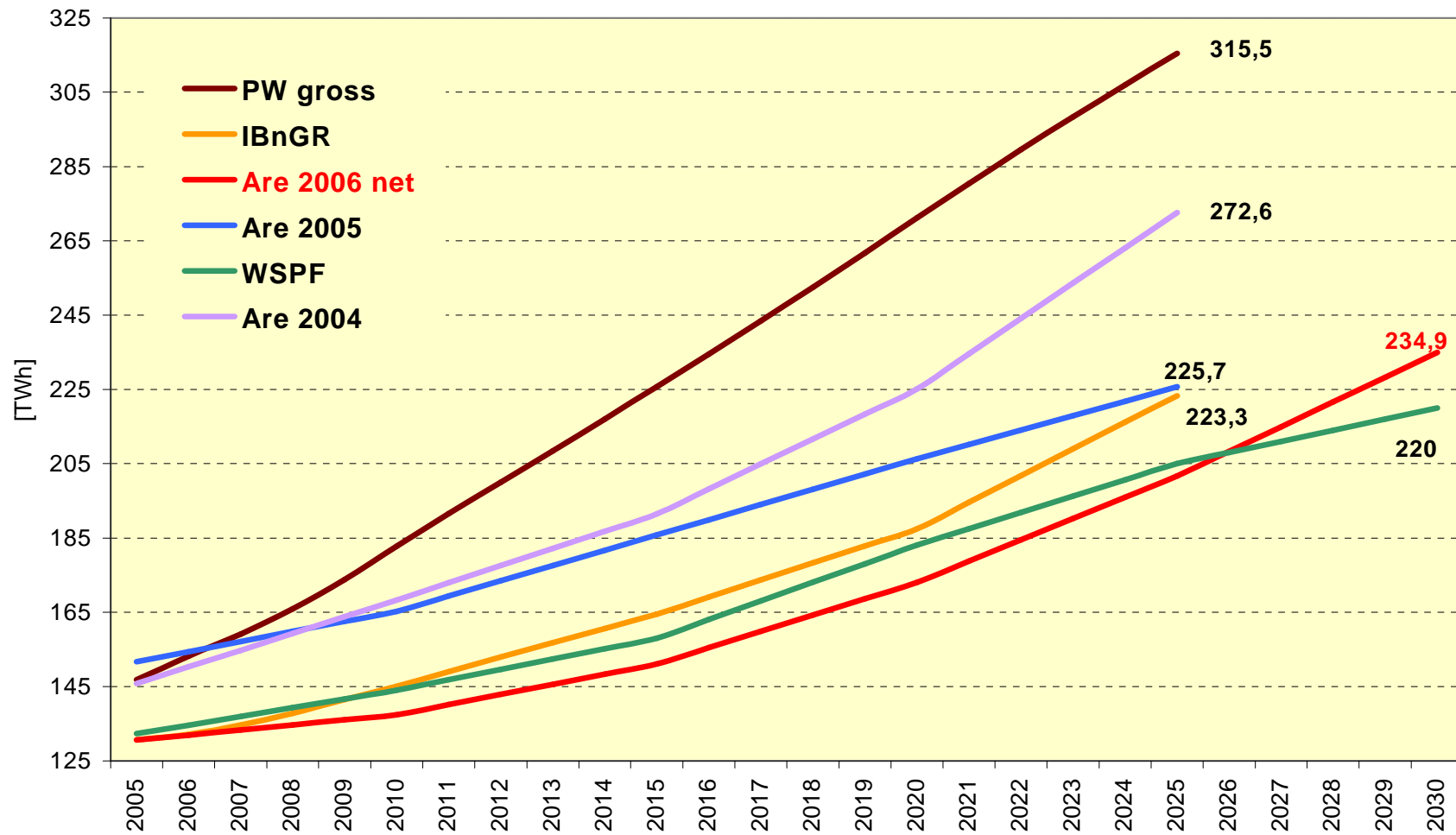


## Assumptions:

- Hard coal fired virtual power plant
- Located at mine (no domestic freight costs)
- Efficiency: 38 %
- Carbon intensity: 0.89 t/MWh
- Combusted coal: 21 GJ/t
- Coal price (October) 10.50 PLN/GJ

$$GDS = P_{Electricity} - P_{Coal} - P_{CO2}$$

# Energy demand forecasts



# Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce

Tabela 10. Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Energia finalna	111,0	104,6	115,2	130,8	152,7	171,6
Sektor energii	11,6	11,3	11,6	12,1	12,7	13,3
Straty przesyłu i dystrybucji	14,1	12,9	13,2	13,2	15,0	16,8
Zapotrzebowanie netto	136,6	128,7	140,0	156,1	180,4	201,7
Potrzeby własne	14,1	12,3	12,8	13,2	14,2	15,7
Zapotrzebowanie brutto	<b>150,7</b>	<b>141,0</b>	<b>152,8</b>	<b>169,3</b>	<b>194,6</b>	<b>217,4</b>

Tabela 11. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa [TWh]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	86,1	68,2	62,9	62,7	58,4	71,8
Węgiel brunatny	49,9	44,7	51,1	40,0	48,4	42,3
Gaz ziemny	4,6	4,4	5,0	8,4	11,4	13,4
Produkty naftowe	1,6	1,9	2,5	2,8	2,9	3,0
Paliwo jądrowe	0,00	0,00	0,00	10,5	21,1	31,6
Energia odnawialna	3,9	8,0	17,0	30,1	36,5	38,0
Wodne pompowe	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Odpady	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
<b>RAZEM</b>	<b>147,7</b>	<b>128,7</b>	<b>140,1</b>	<b>156,1</b>	<b>180,3</b>	<b>201,8</b>
Udział energii z OZE [%]	2,7	6,2	12,2	19,3	20,2	18,8

# Planowana struktura mocy wytwórczych w Polsce

Tabela 13. Moce wytwórcze energii elektrycznej brutto [MW]

Paliwo / technologia	2006	2010	2015	2020	2025	2030
W. Brunatny - PC/Fluidalne	8819	9177	9024	8184	10344	10884
W. Kamienny - PC/Fluidalne	15878	15796	15673	15012	11360	10703
W. Kamienny - CHP	4845	4950	5394	5658	5835	5807
Gaz ziemny - CHP	704	710	810	873	964	1090
Gaz ziemny - GTCC	0	0	400	600	1010	2240
Duże wodne	853	853	853	853	853	853
Wodne pompowe	1406	1406	1406	1406	1406	1406
Jądrowe	0	0	0	1600	3200	4800
Przemysłowe Węgiel - CHP	1516	1411	1416	1447	1514	1555
Przemysłowe Gaz - CHP	51	50	63	79	85	92
Przemysłowe Inne - CHP	671	730	834	882	896	910
Lokalne Gaz	0	0	22	72	167	278
Małe wodne	69	107	192	282	298	298
Wiatrowe	173	976	3396	6089	7564	7867
Biomasa stała - CHP	25	40	196	623	958	1218
Biogaz CHP	33	74	328	802	1293	1379
Fotowoltaika	0	0	0	2	16	32
<b>RAZEM</b>	<b>35043</b>	<b>36280</b>	<b>40007</b>	<b>44464</b>	<b>47763</b>	<b>51412</b>

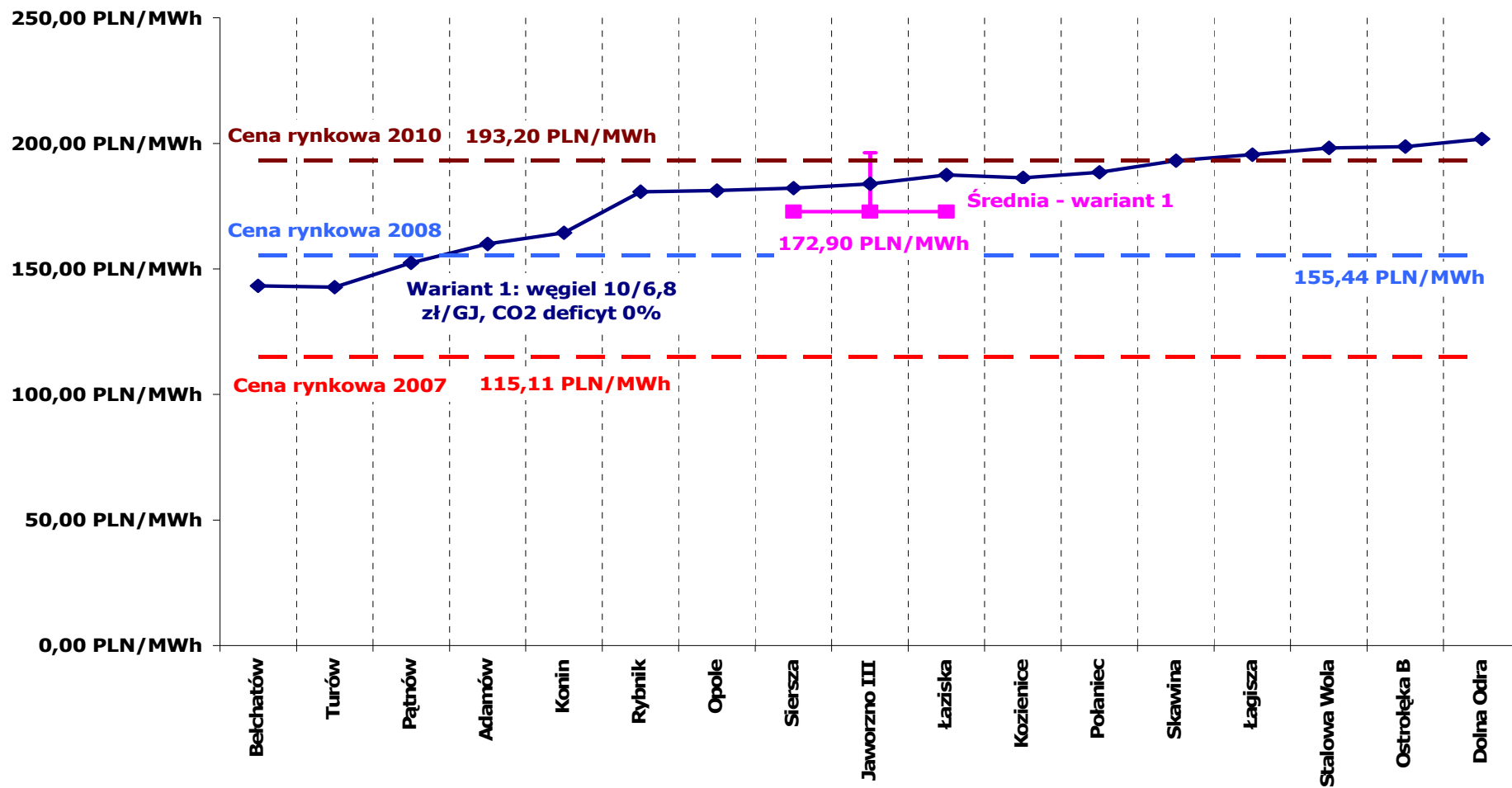
Struktura  
a cena ?

# Prognoza cen energii elektrycznej

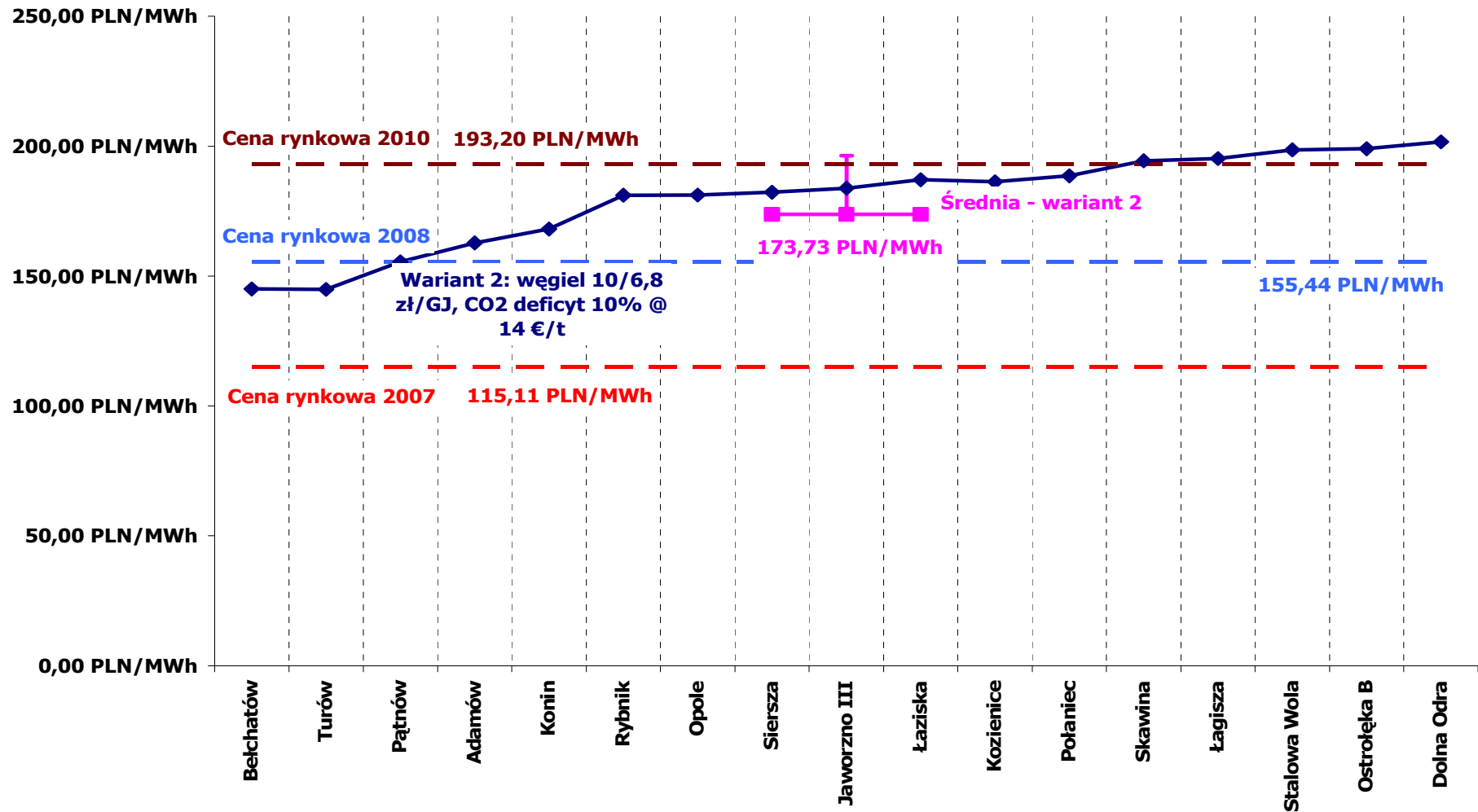
	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	300,9	364,4	474,2	485,4	483,3
Gospodarstwa domowe	422,7	490,9	605,1	615,1	611,5

?

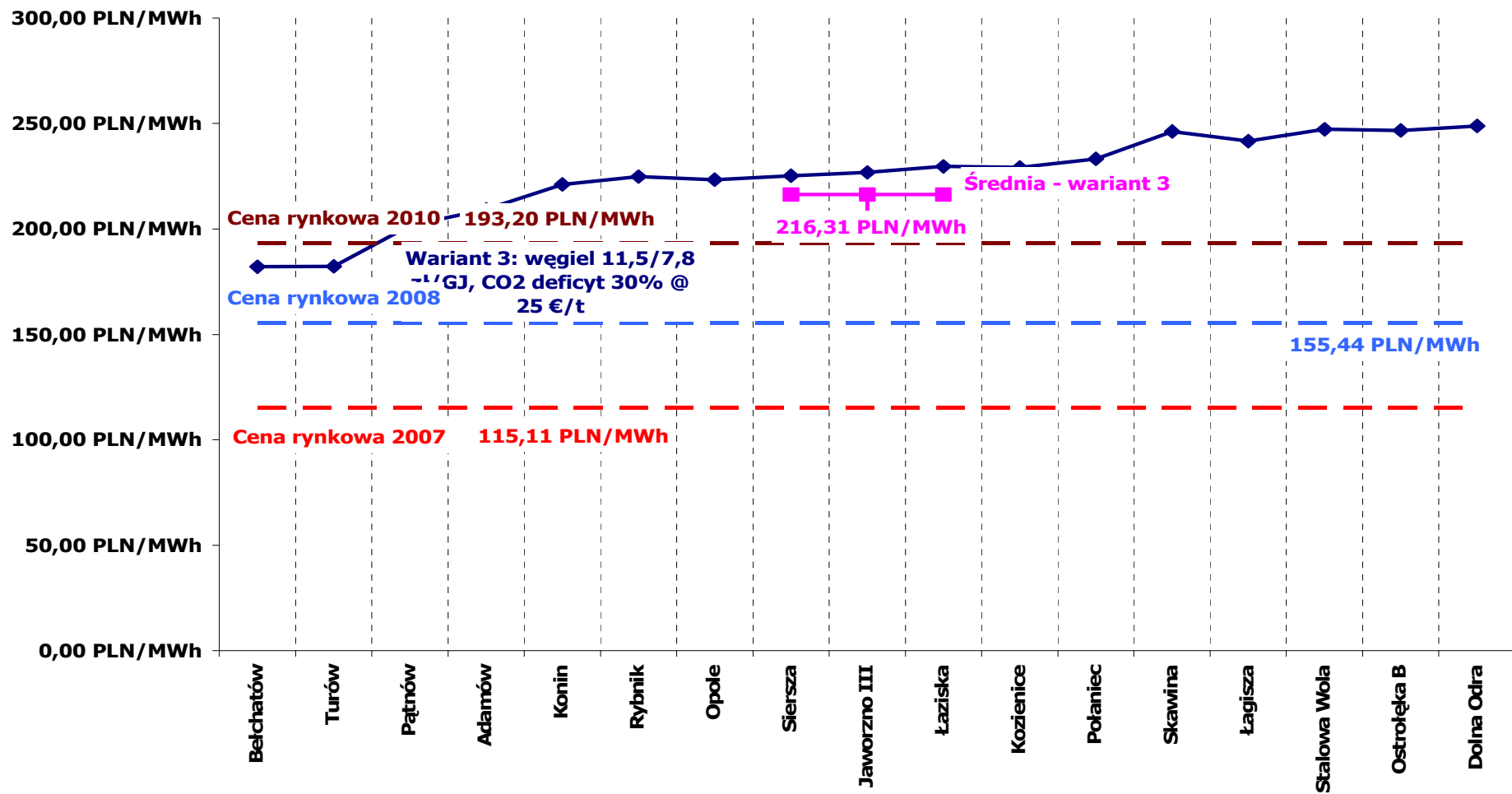
# Cena energii a czynniki fundamentalne



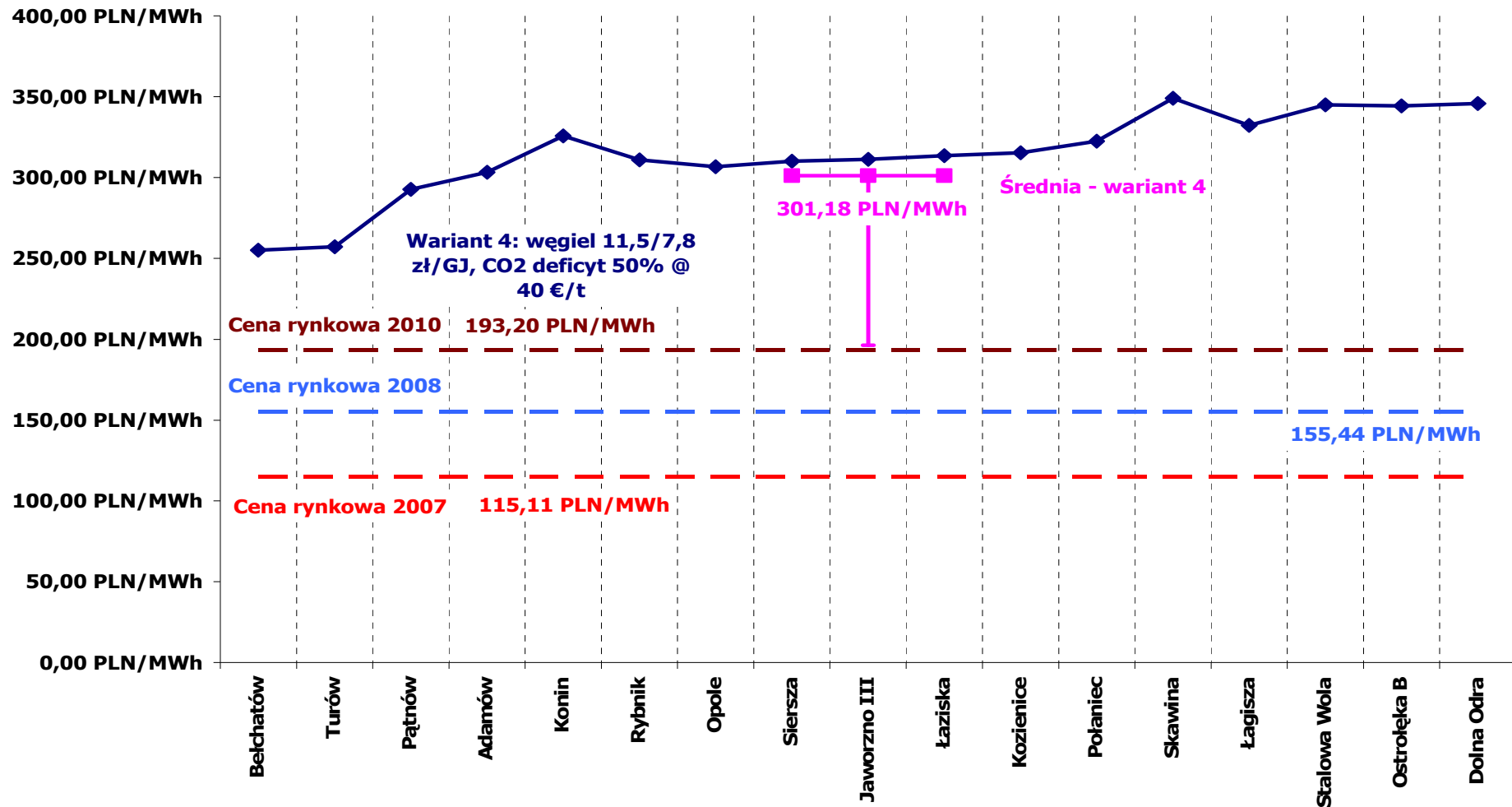
# Cena energii a czynniki fundamentalne



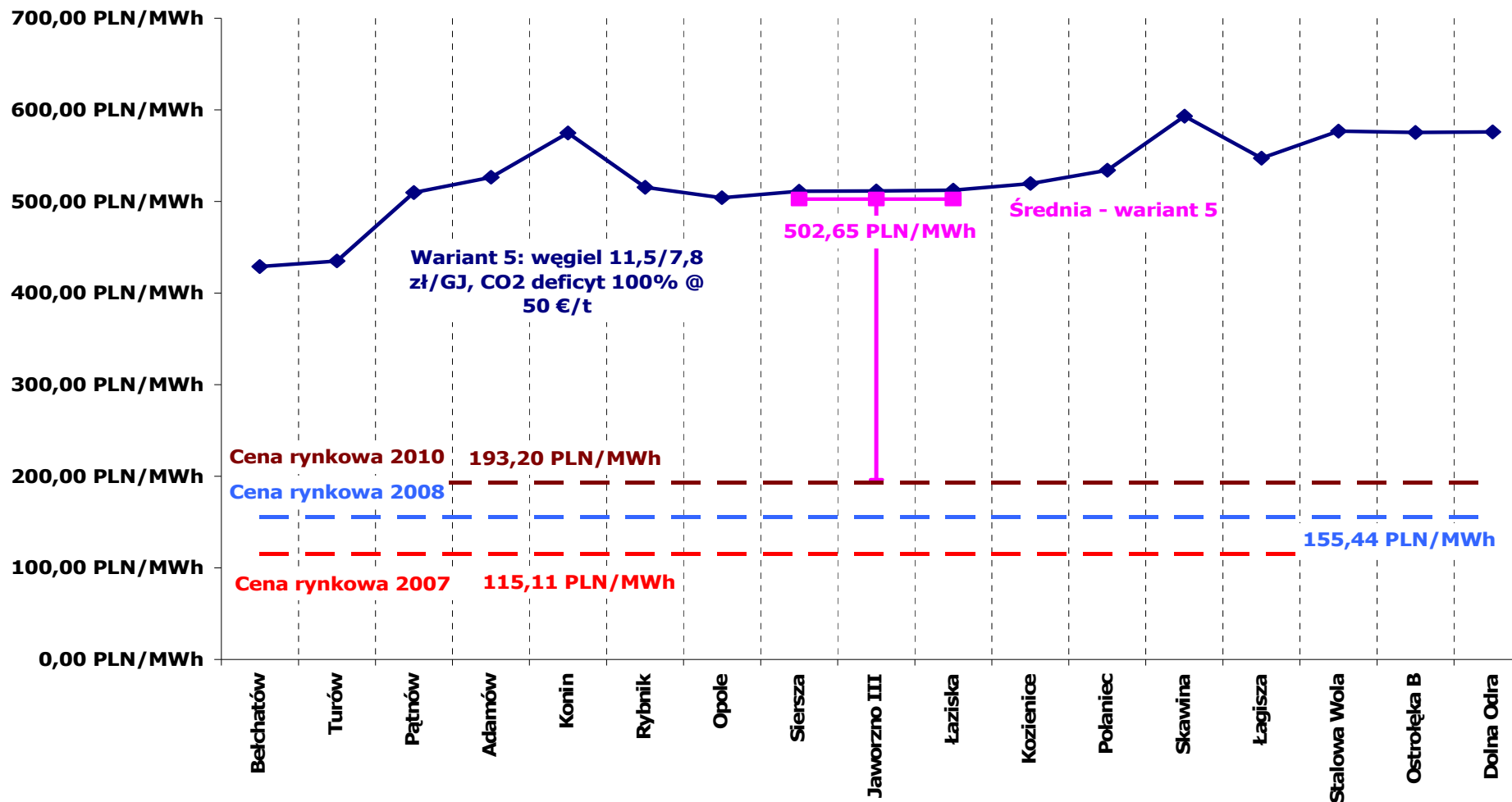
# Cena energii a czynniki fundamentalne



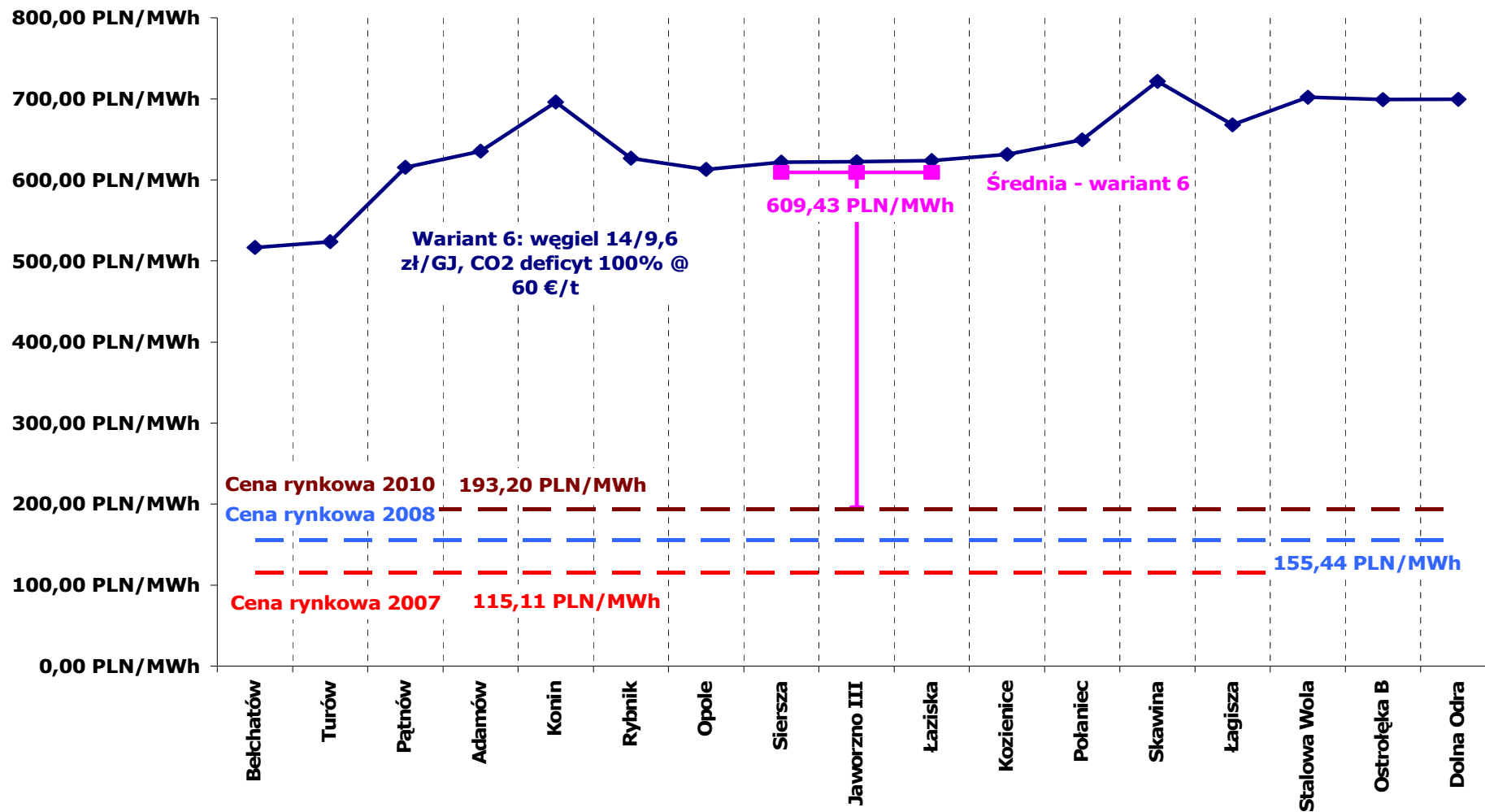
# Cena energii a czynniki fundamentalne



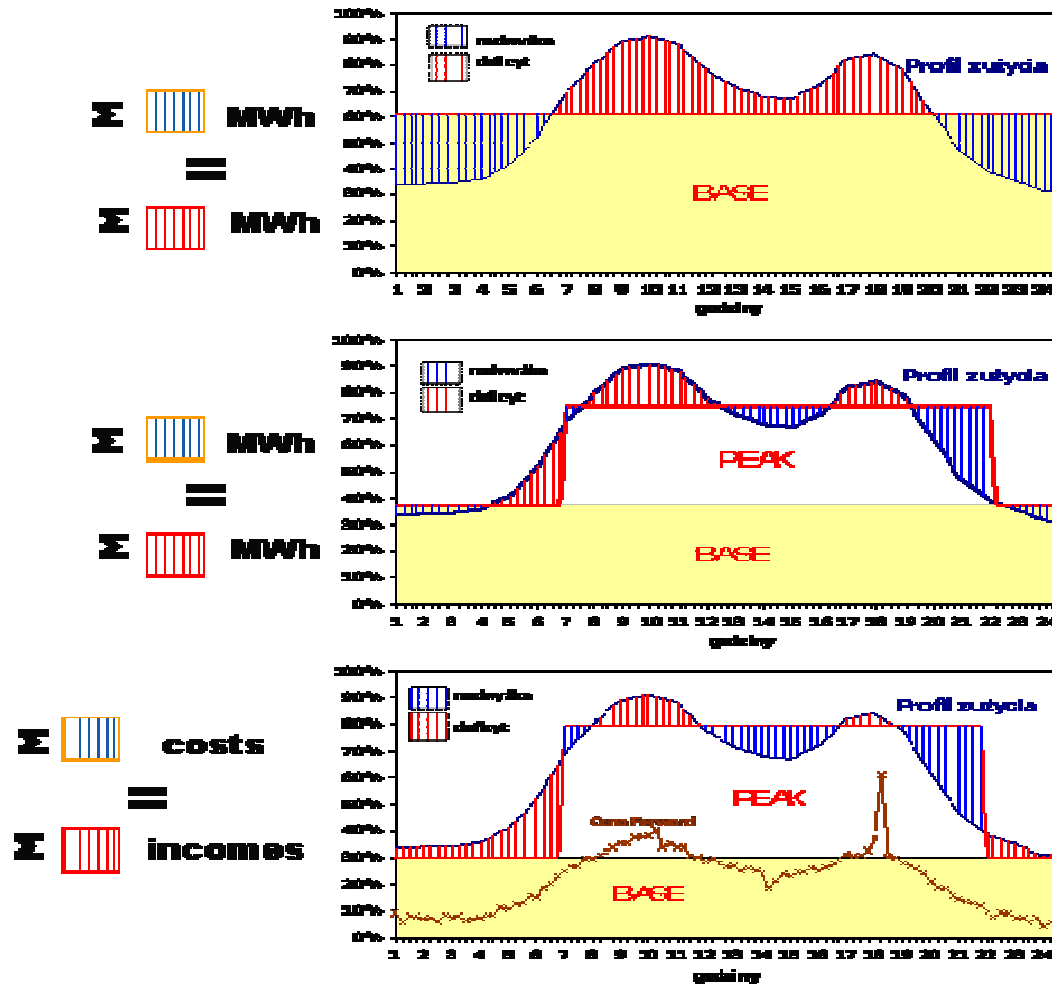
# Cena energii a czynniki fundamentalne



# Cena energii a czynniki fundamentalne



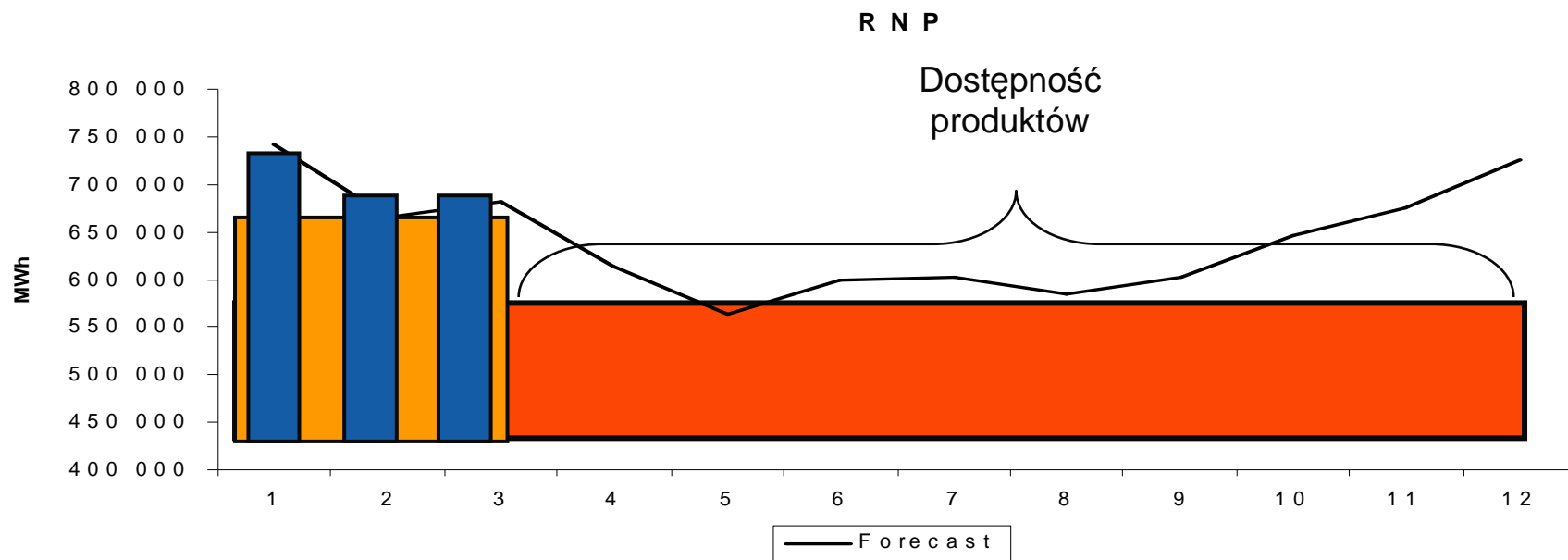
# Metody hedgingu



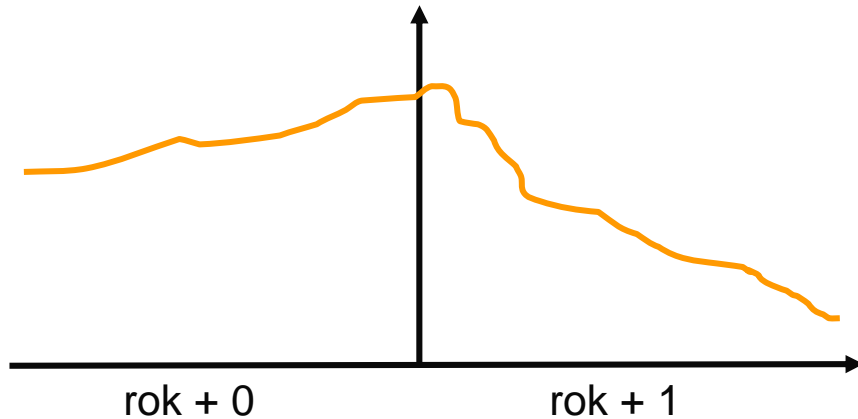
**Preferable Method III**

# Możliwości hedgingu

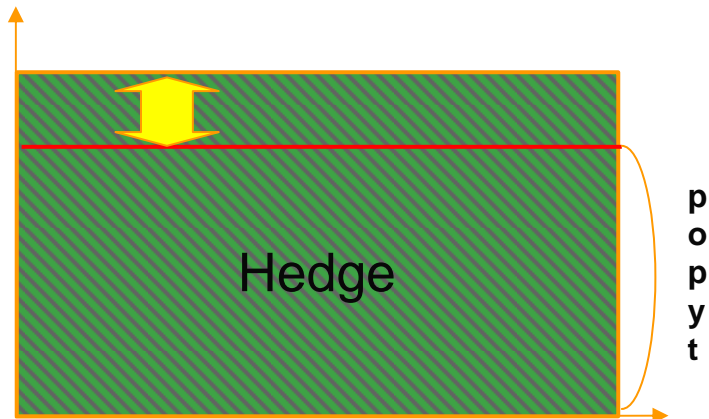
## Rynek polski vs. Hedging



# Scenariusze hedgingu 2008



Otwarta pozycja



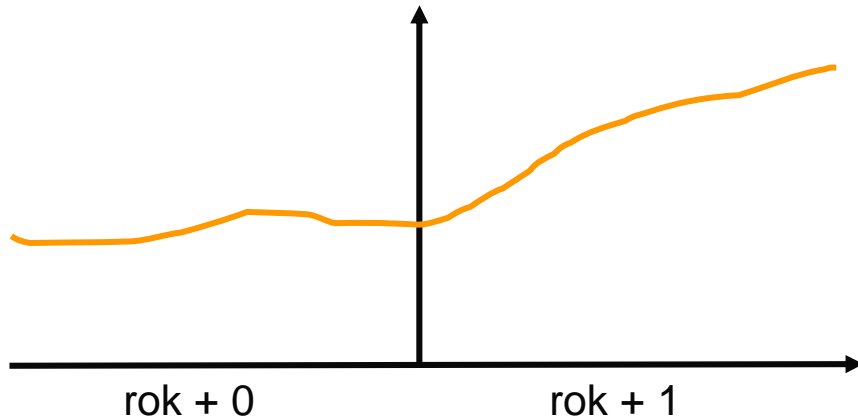
## FAKTY

- Długa pozycja
- Redukcja cen
- Otwarta pozycja musi być sprzedana po niższych cenach

## KONSEKWENCJE

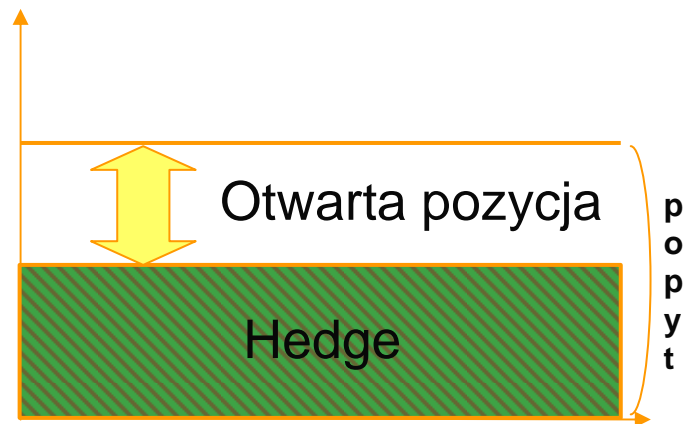
- Nadwyżka hedga
- Utrata konkurencyjności w związku z wysokim kosztem hedga
- Utrata klientów

# Scenariusze hedgingu 2008



## SCENARIUSZ

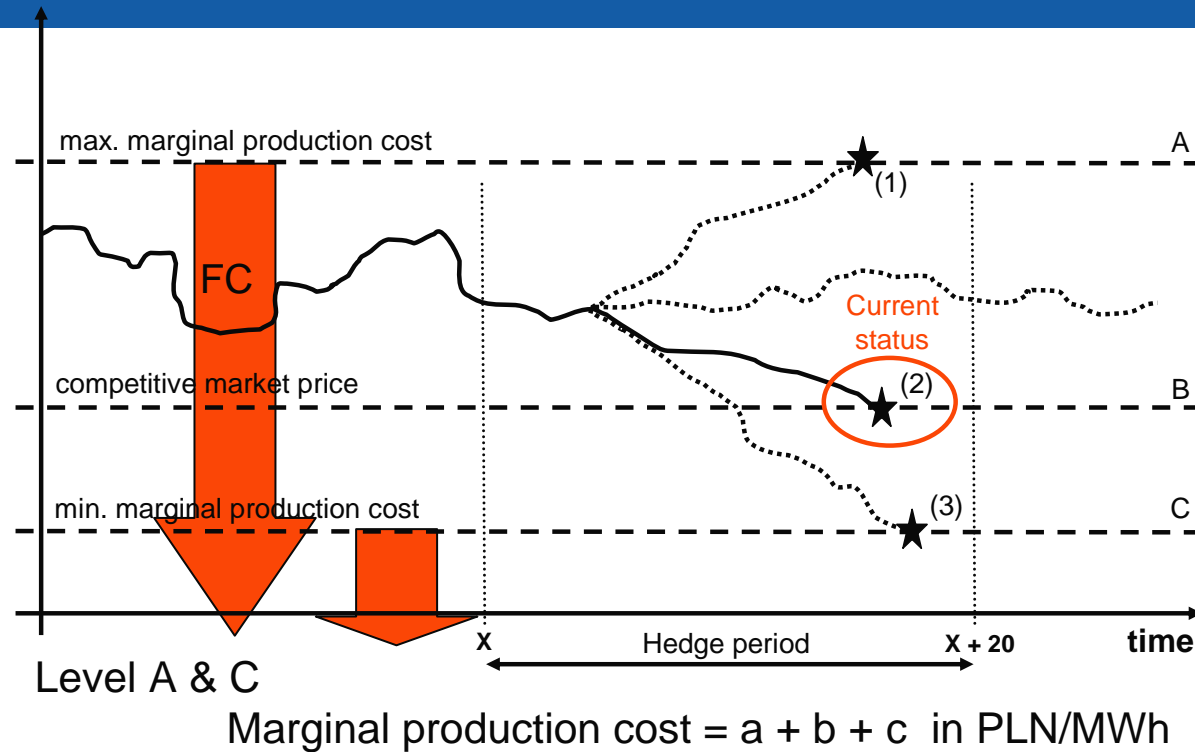
- Pozycja krótka
- Wzrost cen
- Konieczność zakupu po wyższych cenach



## KONSEKWENCJE

- Wzrost kosztów hedgingu
- Wyższa cena sprzedaży niż konkurencja
- Utrata klientów

# Podstawa podejmowania decyzji hedgingowych



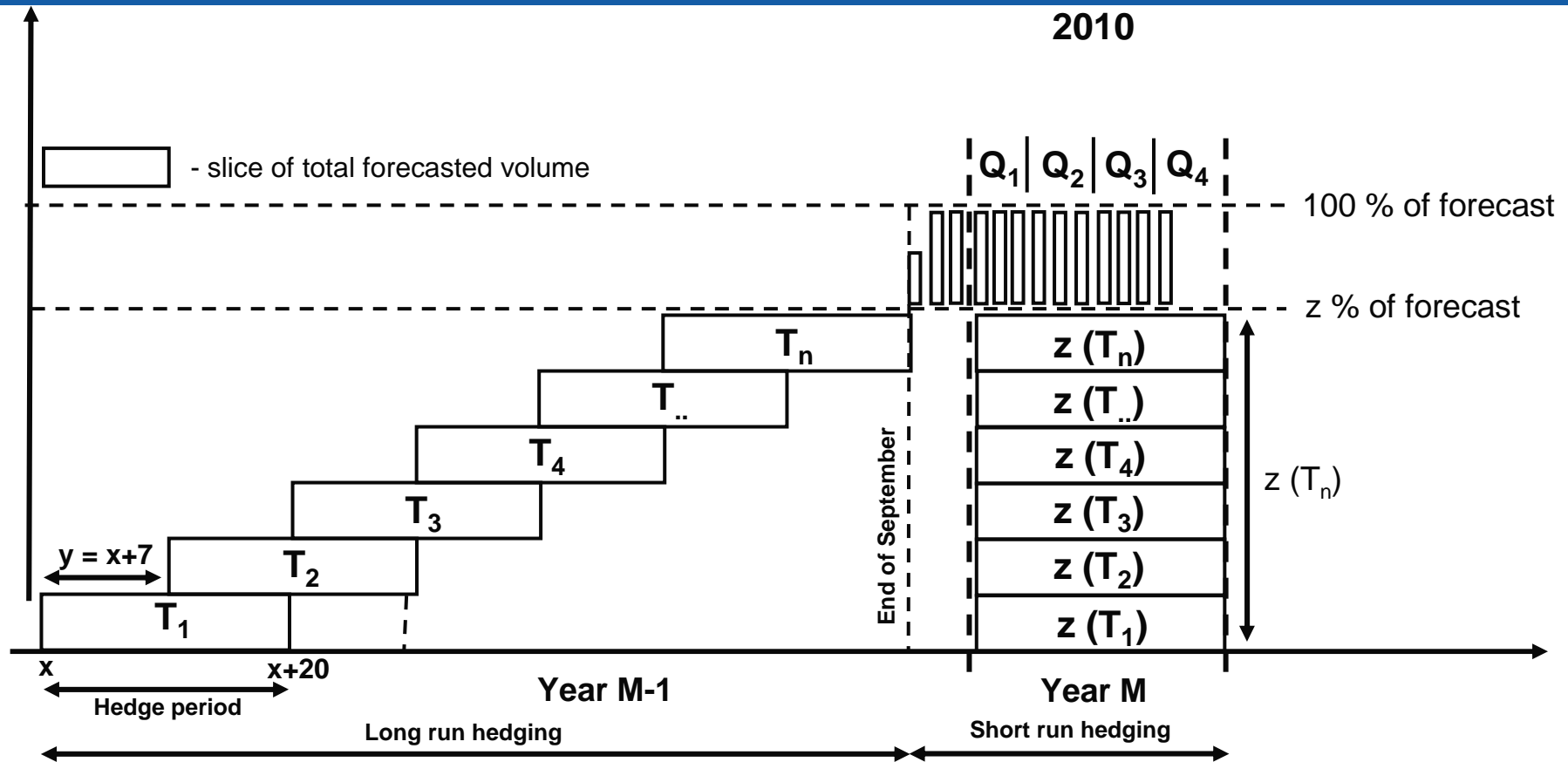
Where:

a – Coal prices

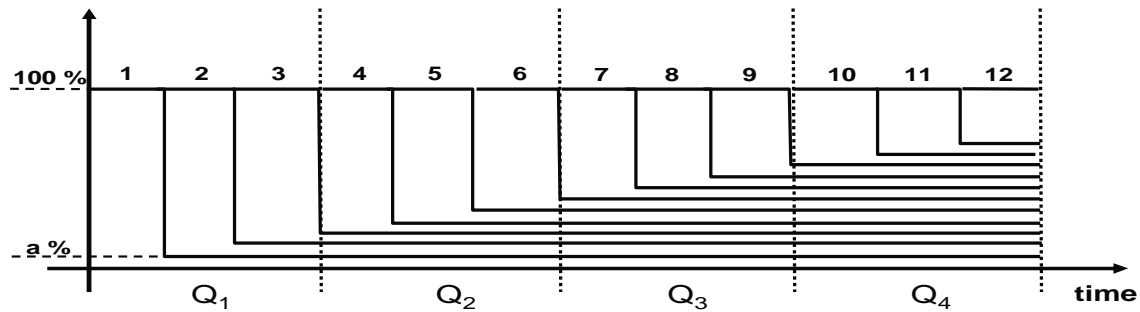
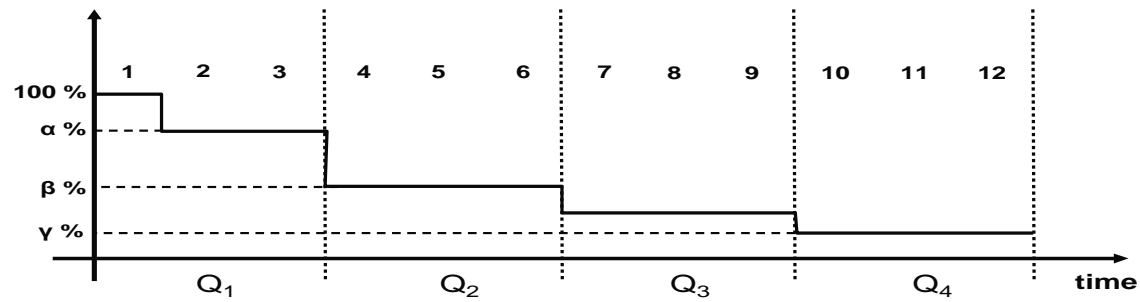
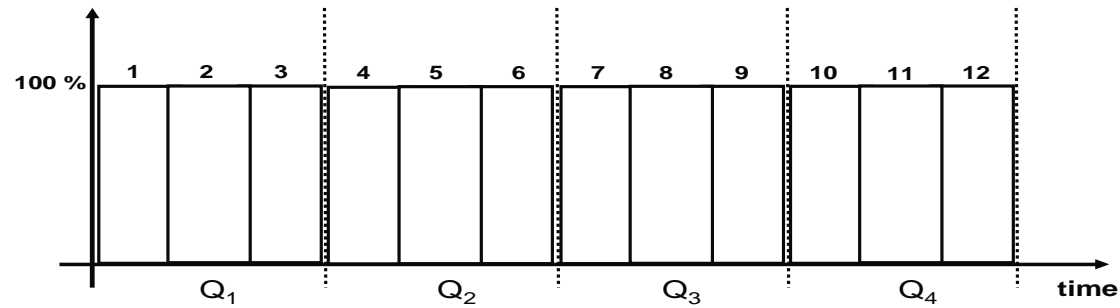
b – CO<sub>2</sub> price and number of allocated units from KPRU

c – Transportation cost

# Strategia hedgingu spółek sprzedających



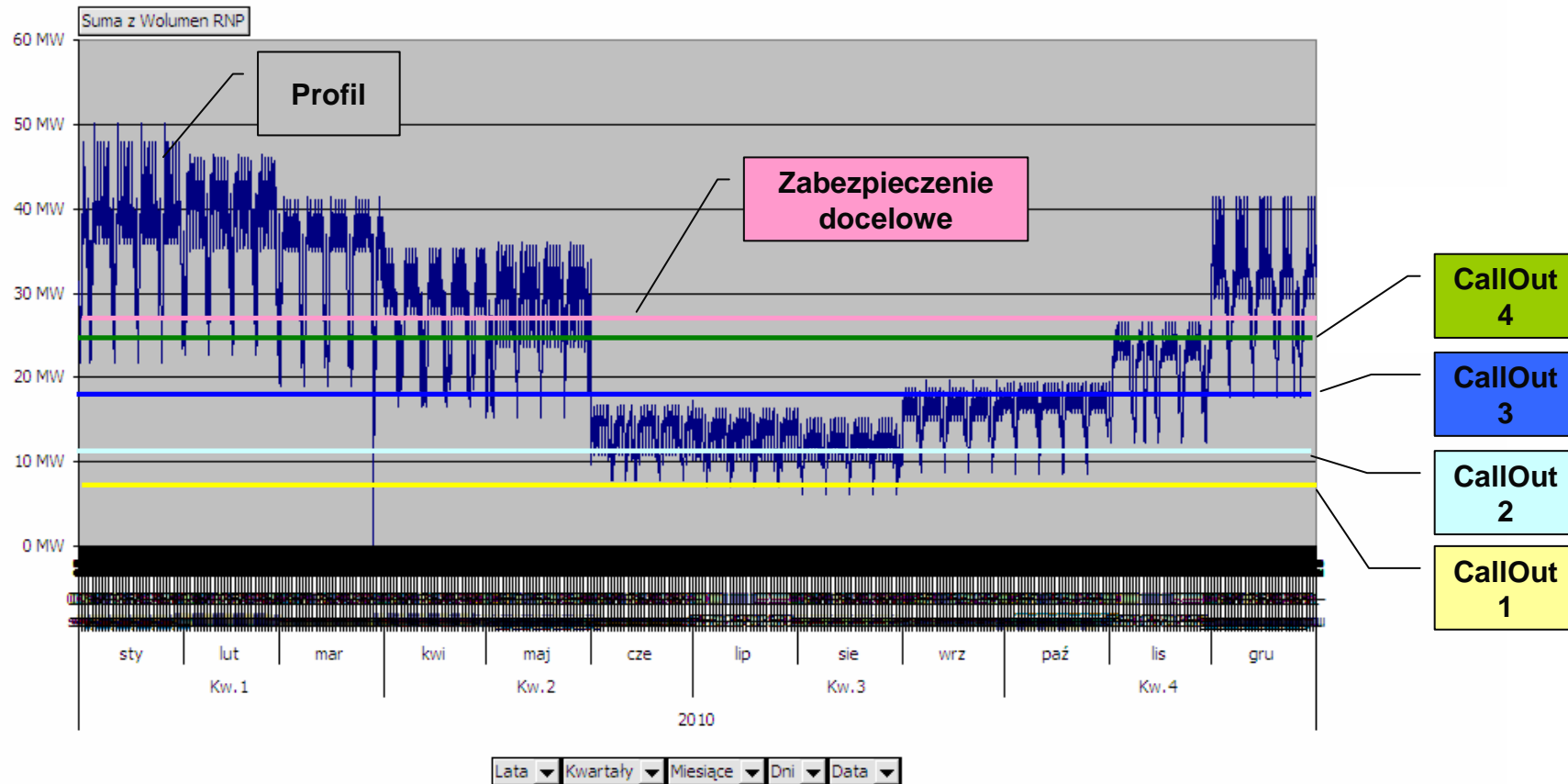
# Strategia hedgingu spółek sprzedających



# CallOut – metodyka zabezpieczenia

Upuść pola stron tutaj

Suma



# Wolny rynek – wyzwania dla sprzedawców

- Świadomość stawiania na pierwszym miejscu potrzeb klientów (pozyskanie klienta jest kosztowne a jego odzyskanie jeszcze bardziej).
- Gotowość techniczna i procesowa do wprowadzenia zróżnicowanej oferty dla klientów,
- Umiejętność równoważenia aspiracji w zakresie pozyskiwania nowych klientów a tendencją do uzyskiwania większych marż handlowych,
- Umiejętność dokonania prawidłowej segmentacji klientów z dopasowanym asortymentem oferowanych produktów,
- Umiejętność budowania strategii długoterminowej oraz dążenie do jej realizacji pomimo chwilowych niepowodzeń,
- Przewidywania zachowań konkurencji i rozumienie przyjętych przez nich strategii działania,
- Wiedza na temat struktury kosztów własnych z możliwością rozpoznania przyczyn ich powstawania oraz sposobu wpływania na ich zmianę,
- Prawidłowa identyfikacja ryzyk handlowych oraz umiejętność ich podejmowania, unikania i transferu w celu zabezpieczenia oczekiwanego efektu,
- Gotowość do podjęcia wyzwania rzuconego przez konkurentów (wojna cenowa).



***Dziękuję za uwagę***

***Zapraszam do dyskusji...***