

Wpływ zmian rynkowych na ceny energii



Piotr Zawistowski

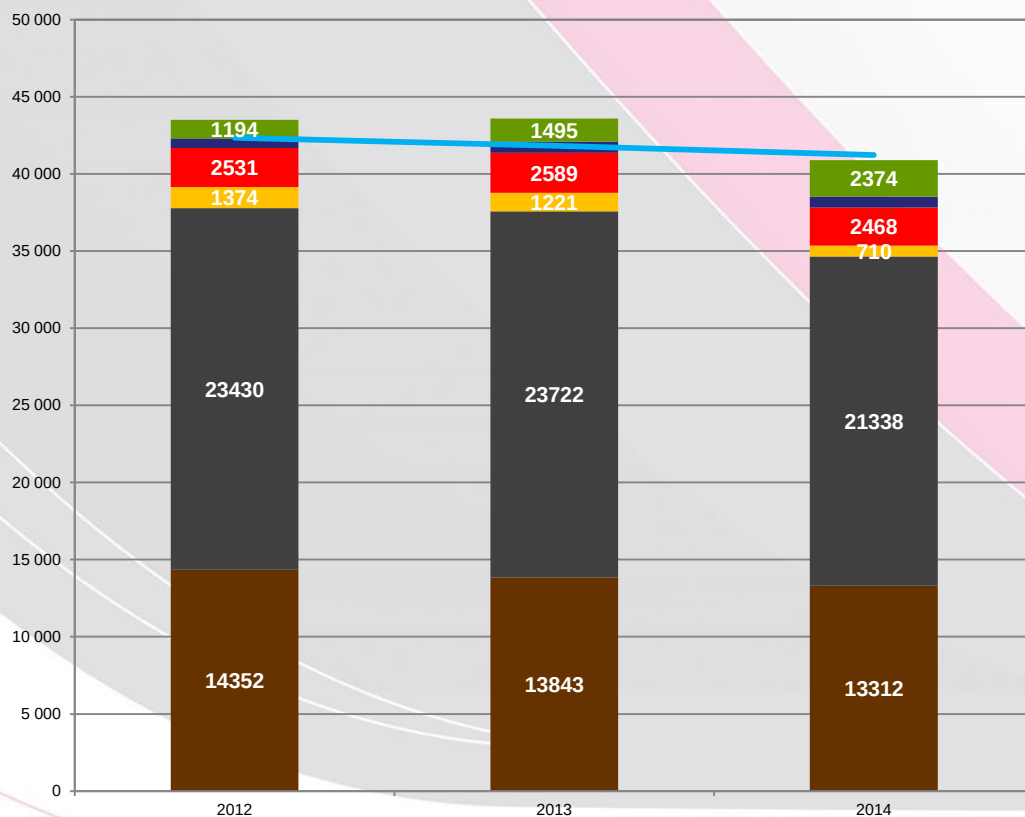
Dyrektor Departamentu Zarządzania Portfelem
TAURON Polska Energia

Sytuacja techniczna KSE

w okresie Q1 2014



Dane o produkcji energii elektrycznej za Q1



Suma z Elektrownie na węglu brunatnym
Suma z Elektrownie na węglu kamiennym
Suma z Elektrownie gazowe
Suma z Elektrownie przemysłowe
Suma z Elektrownie zawodowe wodne
Suma z OZE
Suma z Krajowe zużycie energii elektrycznej

Pomimo przyspieszenia gospodarczego (wzrost PKB w I kwartale o 2014 ok. 3%) odnotowano spadek krajowego zużycia energii elektrycznej ma poziomie 1,41% - będący efektem wysokich temperatur jak na tę porę roku (średnia temperatura: -1,1°C w Q1 2013 ver. 3,3°C w Q1 2014).

Wzrost produkcji w źródłach wiatrowych wyniósł 59,91%.

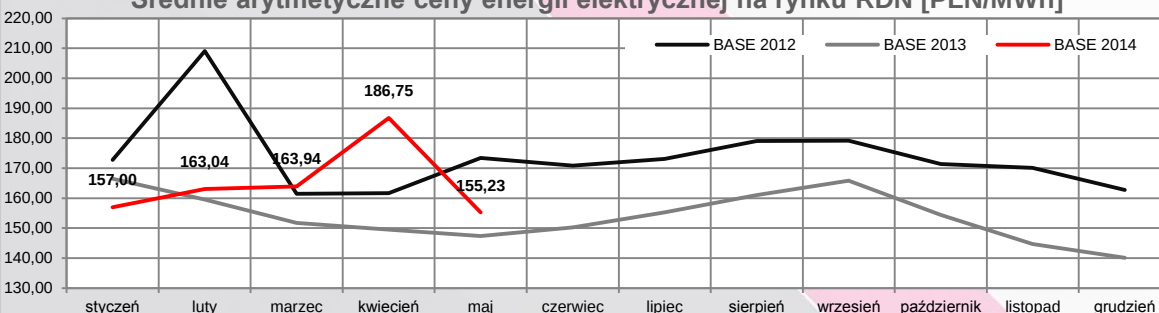
Spadek produkcji w elektrowniach gazowych wyniósł 41,83% – głównie jako efekt braku wsparcia w postaci żółtych certyfikatów.

Spadek produkcji w elektrowniach na węglu kamiennym wyniósł 10,04% – głównie jako efekt wzrostu generacji OZE i zmiany salda wymiany międzysystemowej z eksportu na import.

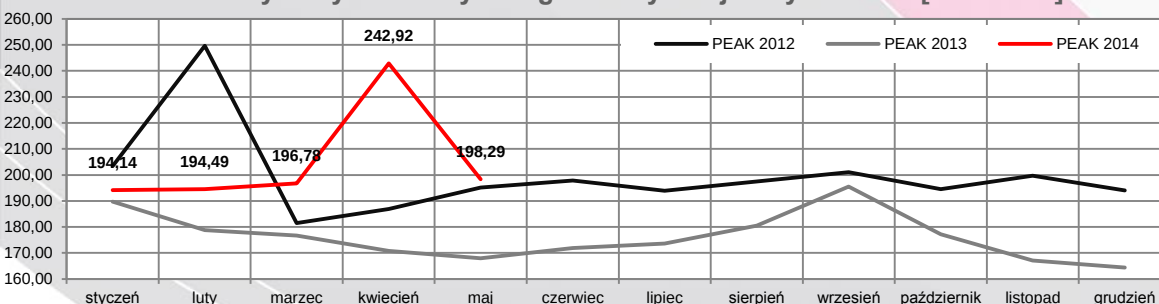
Spadek produkcji w elektrowniach na węglu brunatnym wyniósł 3,83% - głównie jako efekt dyspozycyjności jednostek wytwórczych.

Sytuacja na rynku RDN i CO₂

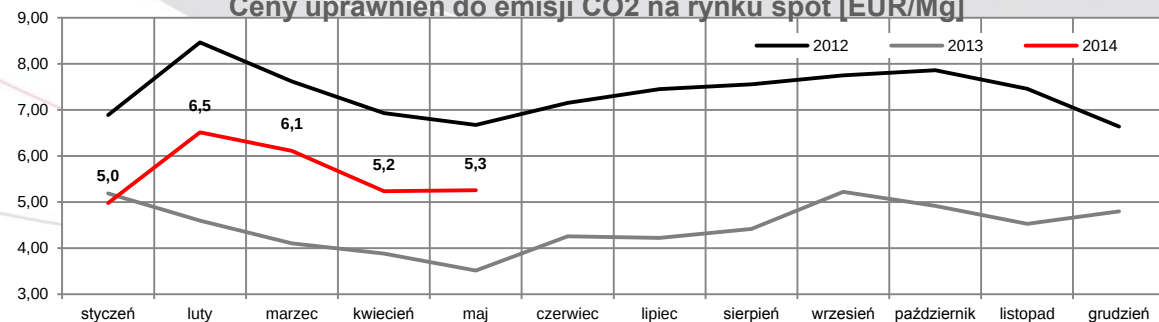
Średnie arytmetyczne ceny energii elektrycznej na rynku RDN [PLN/MWh]



Średnie arytmetyczne ceny energii elektrycznej na rynku RDN [PLN/MWh]



Ceny uprawnień do emisji CO₂ na rynku spot [EUR/Mg]



W ostatnich miesiącach nastąpił wzrost cen energii elektrycznej na rynkach RDN i RTT.

Jednocześnie utrwała się zróżnicowane notowań produktów PEAK i BASE.

Głównym problemem rynku hurtowego jest duża niepewność będąca efektem sytuacji na rynku uprawnień do emisji CO₂ i Rynku Bilansującym.

Główne przyczyny wzrostu cen RDN w kwietniu:

- duże ubytki mocy spowodowane remontami planowanymi (szczególnie w okresie pomiędzy świętami i „długim weekendem”),
- awarie bloków (Bełchatów, Kozienice),
- niższa generacja energii ze źródeł wiatrowych.

Pomimo wzrostu cen energii elektrycznej nadal brakuje stabilnych warunków rynkowych uzasadniających budowę nowych źródeł konwencjonalnych.

Średnia cena BASE_M-04-14

w marcu: 162,82 zł/MWh

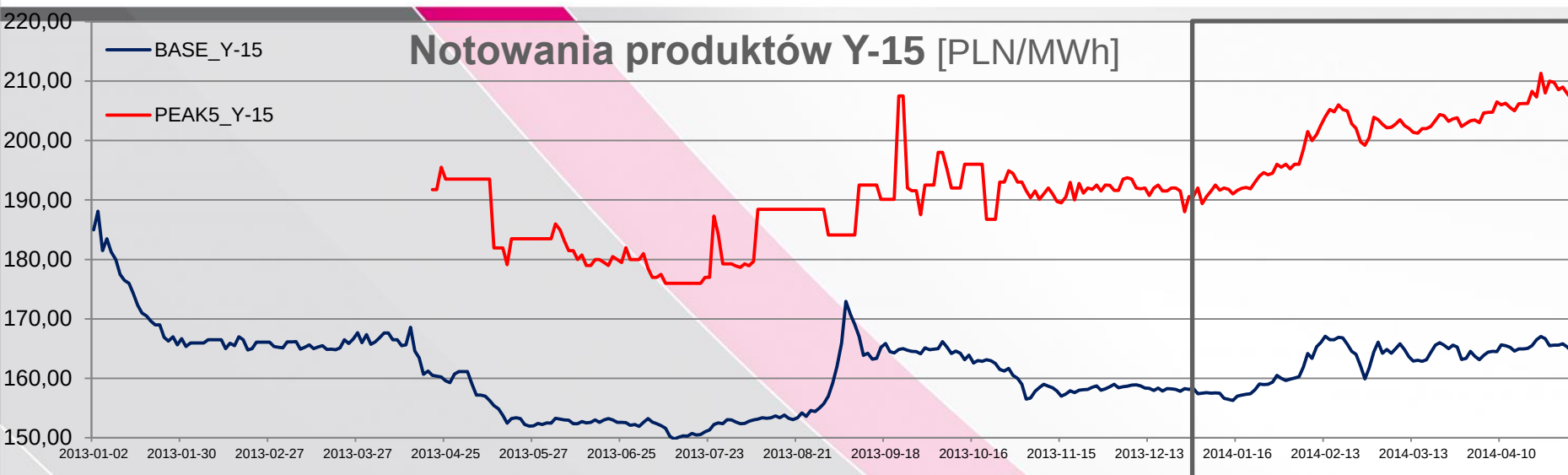
Średnia cen spot w kwietniu 2014: 186,75 zł/MWh

Różnica: -23,93 zł/MWh

Przy założeniu „krótkiej” sprzedaży 30 MW z dostawą pasmową w kwietniu b.r. potencjalna strata wynosi:

517,5 tys. PLN

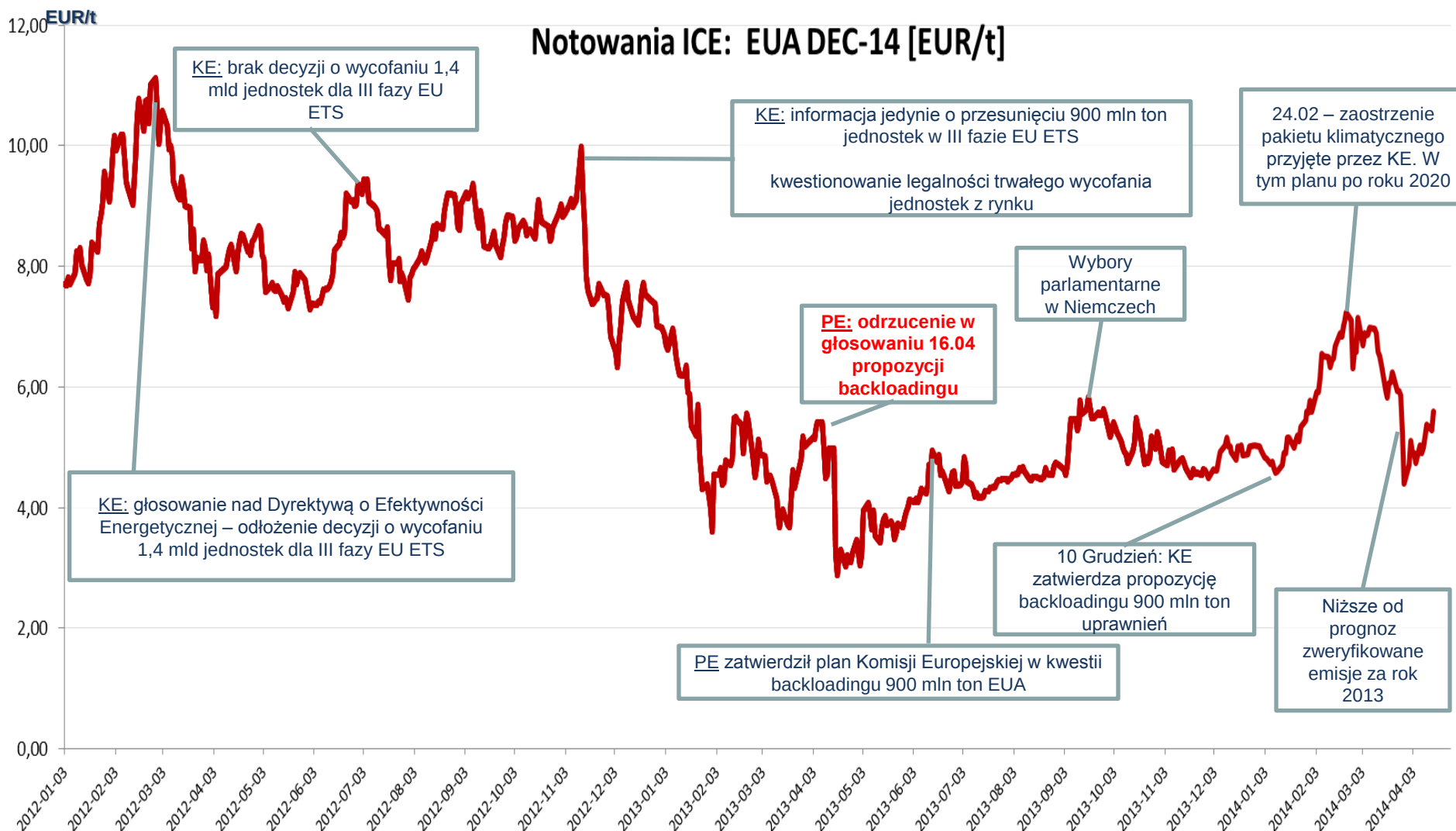
Sytuacja na rynku RTT i PM



	2014	Oczekiwane zmiany prawa 2014
PMOZE_A	209,98	wzrost cen PM spowodowany redukcją wsparcia dla współspalania i dużych elektrowni wodnych
Poziom obowiązku [%]	13,0%	13,0%
PMEC	Brak	powrót cen PM do poziomu opłaty zastępczej kształtowanej w przedziale 5-40% średniej rynkowej ceny energii elektrycznej
Poziom obowiązku [%]		23,2%
PMGM	Brak	powrót cen PM do poziomu opłaty zastępczej kształtowanej w przedziale 15-110% średniej rynkowej ceny energii elektrycznej
Poziom obowiązku [%]		4,9%
PMMET	59,67	-
Poziom obowiązku [%]	1,3%	1,3%

1. Od grudnia 2013 nastąpił znaczący wzrost ceny produktów dla roku 2015.
2. Szczególnie silny wzrost ceny produktu PEAK.
3. Zmieniła się równowaga cenowa pomiędzy produktami PEAK i BASE.

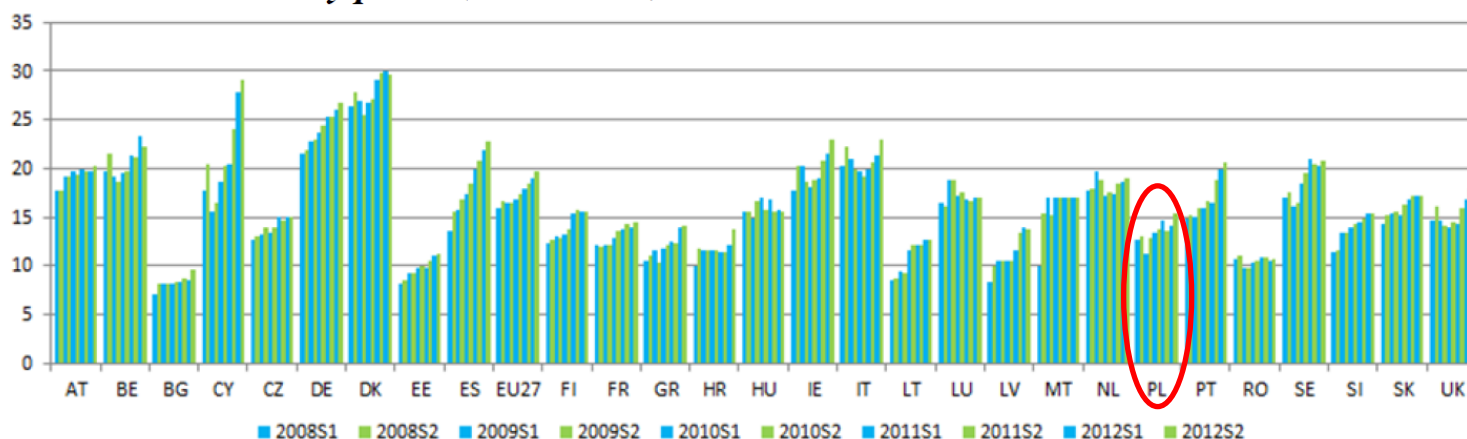
Sytuacja na rynku uprawnień do emisji CO₂



Sytuacja odbiorców detalicznych w UE

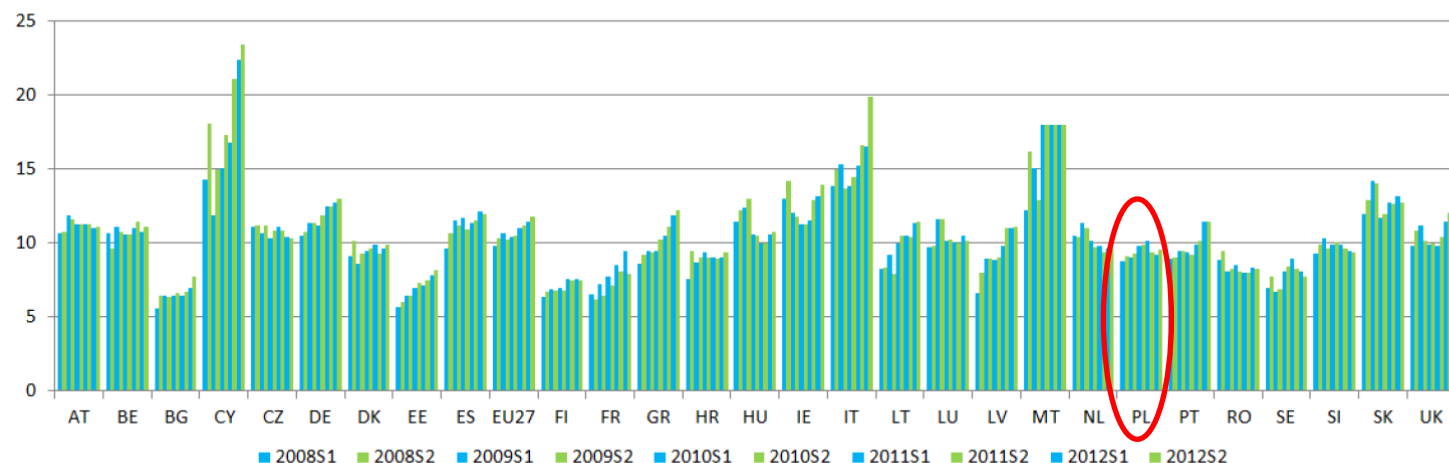


Household electricity prices (€/kWh inc. taxes)



Średnie ceny dla rynku polskiego nie odbiega ją od średnich cen występujących na rynkach krajów członkowskich Unii Europejskiej.

Industry electricity prices (€/kWh excl. VAT & recoverable taxes and levies but also any exemptions)



Można również zauważyć, że w segmencie odbiorców przemysłowych tendencje cenowe dla rynku polskiego nie pokrywają się z tendencjami corocznego wzrostu cen w większości pozostałych krajów członkowskich.

- Dane rynkowe wskazują na postępujący rozdźwięk pomiędzy cenami energii elektrycznej na rynkach hurtowych i kosztami zasilania ponoszonymi przez odbiorców końcowych.
- Obserwowane zjawisko jest efektem narastającej wartości składników cenotwórczych o charakterze administracyjnym – związanych głównie z systemami wsparcia uprzywilejowanych technologii wytwórczych – przede wszystkim OZE.
- Przenoszenie kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem opłat o charakterze para podatkowym zawęża obszar rynkowy dla konkurujących przedsiębiorstw energetycznych i jest sprzeczne z ideą jednotowarowego rynku energii elektrycznej – gdzie cena hurtowa powinna odzwierciedlać rzeczywiste koszty wytwarzania energii elektrycznej.
- Niewydolność jednotowarowego rynku energii elektrycznej skłoniły Państwa Członkowskie do poszukiwania nowych rozwiązań gwarantujących rentowność nowych inwestycji – doskonałym przykładem podjętych działań jest reforma rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii
- W Polsce trwają prace dotyczące możliwego kształtu rynku mocy.

Potencjalny wpływ rynku mocy

Brak wpływu na
ceny detaliczne

Zmniejszenie
wahań ceny
hurtowej.

Możliwość uczestniczenia
odbiorców w rynku mocy
w ramach DSR i DSM.

Dążenie hurtowej ceny
energii do poziomu
wynikającego
z kosztów zmiennych.

Możliwe jest powstanie
segmentu rynku związanego
z instrumentami
zabezpieczającymi dostawę
mocy.

Możliwość lub konieczność
uczestniczenia odbiorców
w rynku mocy
zdecentralizowanym.

Zmniejszenie ryzyka
niedostarczenia
energii.

Możliwość
oferowania dla
dłuższych okresów
sprzedaży.

Dziękuję
za uwagę

Materiał będzie dostępny na
www.biznes.tauron-pe.pl
Szczegóły zostaną przesłane po konferencji

Piotr Zawistowski
Dyrektor Departamentu Zarządzania Portfelem
TAURON Polska Energia