



Politechnika  
Śląska

CEP



Wydział  
Elektryczny



Instytut Elektroenergetyki  
i Sterowania Układów

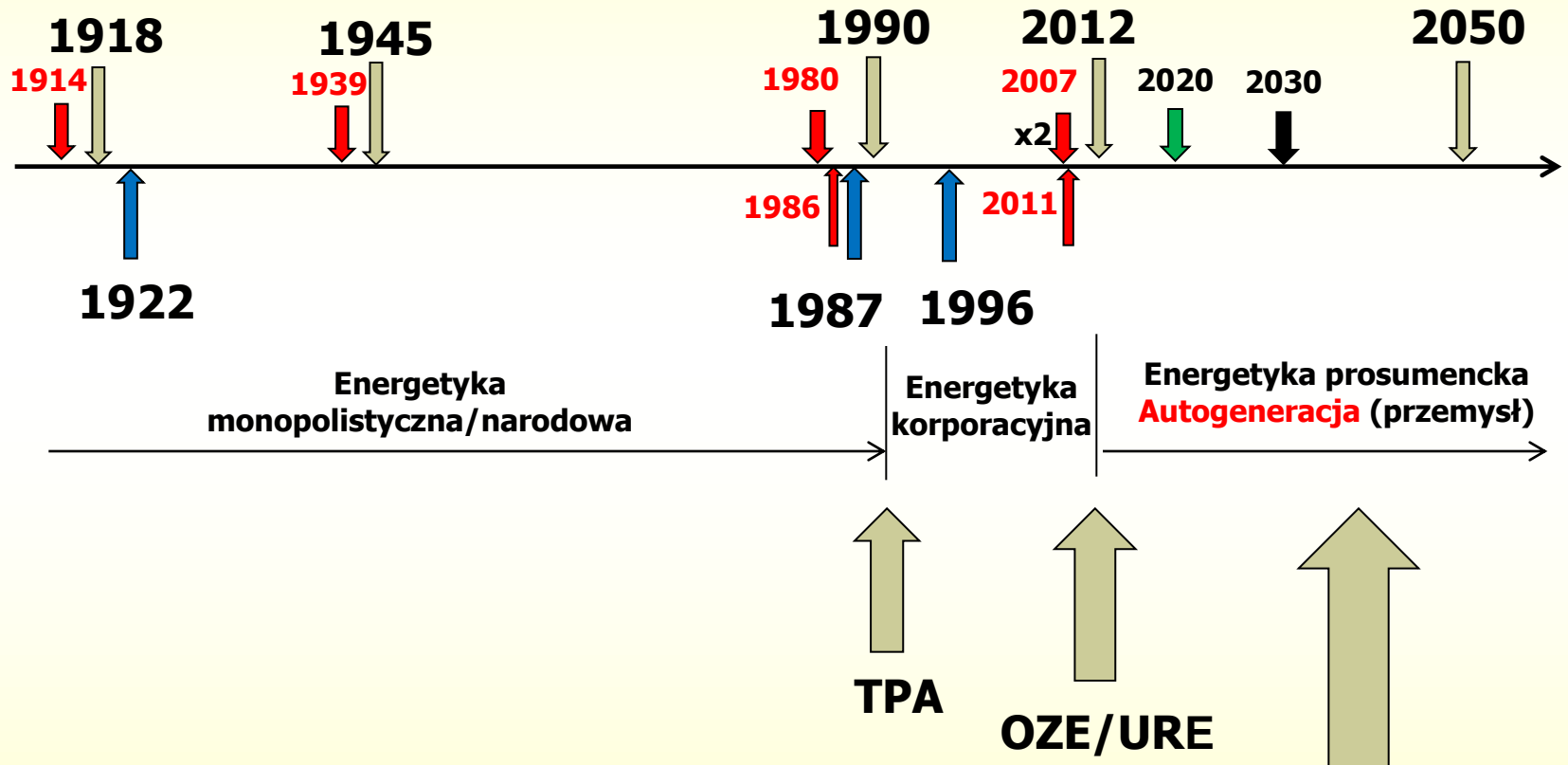
## TARGI ENERGII 2012

**RENASANS ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ ZWIĄZANY  
Z NOWYMI TECHNOLOGIAMI ENERGETYCZNYMI  
I WŁAŚCIWOŚCIAMI GLOBALNEJ GOSPODARKI**

**Jan Popczyk**

**Jachranka, 27 września 2012**

# OŚ CZASU



## SYNERGETYKA

ENERGETYKA SPOŁECZEŃSTWA WIEDZY

ENERGETYKA ZRÓWNOWAŻONA, ZARZĄDZANA ZA POMOCĄ INFRASTRUKTURY SMART GRID

ENERGETYKA, BUDOWNICTWO, TRANSPORT, ROLNICTWO,  
EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA W PRZEMYSŁE

# **REKOMENDACJA FUNDAMENTALNA**

---

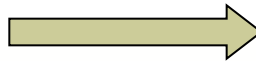
- 1. Energetyka OZE/URE (rozwojowa) – dla prosumentów**
- 2. Energetyka gazowa (ubezpieczająca) – dla przemysłu**
- 3. Energetyka węglowa (pomostowa) – dla korporacji elektroenergetycznej**
- 4. Energetyka jądrowa (bez przyszłości) – do wycofania z polskiej polityki energetycznej**

# Przewrót! Ceny energii elektrycznej z układu hybrydowego OZE/URE niższe niż z energetyki WEK ?

## Skonfrontowanie cen energii elektrycznej w energetyce prosumenckiej (OZE/URE) i WEK

- układ hybrydowy: mikrowiatrak 2,5 kW (900 €/kW) + ogniwa PV 3 kW (1100 €/kW), z baterią akumulatorów i przekształtnikiem, czas pracy układu hybrydowego – około 25 lat,
- produkcja energii elektrycznej w okresie całego życia układu - 150 MWh,
- nakład inwestycyjny prosumenta – 22,5 tys. PLN (x2), około 45 tys. zł,
- cena jednostkowa (stała) energii elektrycznej wynosi, w perspektywie tego

prosumenta, **300 zł/MWh**

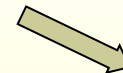


w porównaniu z  
**600...700 PLN/MWh (z VAT-em)**  
od dostawcy z urzędu

## Przedstawione porównanie jest skrajnie uproszczone, bo nie uwzględnia:



- że na jeden cykl życia ogniwa PV przypadają jeszcze dwa cykle życia przekształtnika, i podobnie – dwa cykle życia baterii akumulatorów,
- że wydajność ogniw PV maleje po 25 latach o około 20% itd.



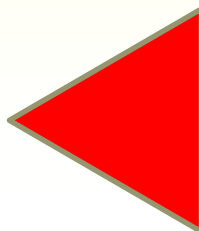
- wsparcia tych technologii (z tytułu świadectw pochodzenia energii),
- istniejącego ciągle jeszcze subsydiowania skróśnego ludności (taryfa G u dostawców z urzędu),
- nieuchronnego, istotnego wzrostu ponadinflacyjnego cen energii elektrycznej ogólnie w obszarze energetyki WEK, itp.

# POTRZEBA DZIAŁAŃ POLITYCZNYCH

**TRÓJKĄT BERMUDZKI 1** (najbardziej nieefektywny – konserwujący polską energetykę – system w UE stworzony w ciągu ostatnich 10 lat, „kosztujący” państwo rocznie ponad ~15 mld zł)

---

**~4,5 mld zł**  
„Wsparcie” OZE, z tego 70%  
idzie w rzeczywistości na  
dofinansowanie WEK



**~8 mld zł**  
WEK nie pokrywa kosztów zewnętrznych

**~2 mld zł**  
Rozproszone programy pomocowe

- 4,5 mld zł – „zielone certyfikaty” (suma wynagrodzeń wytwórców energii elektrycznej z tytułu umorzeń certyfikatów i kar/opłat zastępczych)
- 8 mld zł – uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> w systemie ETS, 200 mln t/rok, cena uprawnień do emisji na rynku 10 €/t
- 2 mld zł – wsparcie inwestycyjne i badawcze przez NFOŚiGW, WFOŚiGW, ARiMR, krajowe i regionalne PO, NCBiR, ...

## **TRÓJKĄT BERMUDZKI 2: wpływ środków inwestycyjnych i opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> przed 2020÷2025; import węgla; wpływ środków do UE za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> po 2020**

- 1. Wpływ środków inwestycyjnych do 2020 (2025) roku do globalnych dostawców (ponad 200 mld PLN), których braknie między innymi na przebudowę energetyki prosumenckiej i autogeneracji w przemyśle. Wpływ środków (do polskiego budżetu) z opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> przed 2020 rokiem. **Wpływ trzeba zahamować!!!****
- 2. Derogacja: decyzja Komisji Europejskiej (lipiec 2012). Przyznanie Polsce ponad 400 mln ton darmowych emisji do 2019 roku (włącznie). Uwzględniając obecne ceny uprawnień do emisji na unijnym rynku rządu 10 €/t można wyliczyć, że beneficjenci otrzymają około **18 mld PLN**. Symptomatyczna lista zakwestionowanych Projektów!!!**
- 3. Narastający import węgla po 2020. Już w 2011 saldo import-eksport węgla, to około 10 mln ton (import). Saldo to będzie się szybko zwiększać!!!**
- 4. Po 2020 roku opłaty za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> będą (prawie z pewnością) trafiać do budżetu UE. Komisja Europejska będzie windować ceny uprawnień, a Polska będzie dominującym płatnikiem w tej „kategorii” w UE!!!**

## **NAJNOWSZE DANE**

---

### **BEZEMISYJNE STRATEGIE/POLITYKI 2050 NIEMIEC (lidera UE) I SZWAJCARII (kraju spoza UE)**

#### **NIEMCY**

**2012: produkcja energii elektrycznej:**

**farmy wiatrowe 70 TWh, biogazownie 30 TWh, PV 30 TWh,  
elektrownie wodne 17 TWh**

**2050: zmniejszenie zużycia energii w ogóle o 50%, energii elektrycznej  
o 25%**

#### **SZWAJCARIA**

**2050: zmniejszenie zużycia energii w ogóle o 71 TWh (30%), energii  
elektrycznej o 21 TWh (35%)**

## ANTYCYPOWANIE PRZYSZŁOŚCI W ENERGETYCE W KONTEKŚCIE JEDNOSTKOWYCH NAKŁADÓW INWESTYCYJNYCH

**Porównanie nakładów inwestycyjnych dla charakterystycznych technologii wytwórczych, równoważnych w aspekcie rocznej sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych (11 TWh), uwzględniających konieczną rozbudowę sieci dla pierwszych czterech technologii (opracowanie własne)**

| TECHNOLOGIA   | Moc łączna [GW] | Nakłady inwestycyjne [EUR] |                   | Czas do efektu z pojedynczego bloku   |
|---|-----------------|----------------------------|-------------------|---|
|   |                 | łączne [mld EUR]           | jednostkowe [EUR] |   |
| Pojedynczy blok jądrowy (po Fukushima)  | 1,6             | 11 mld                     | 11 mld            | 15 lat  |
| 2 bloki węglowe z instalacjami CCS  | 1,7             | > 8 mld                    | > 4 mld           | Realizacja nie wcześniej niż za 20 lat  |
| 2 bloki węglowe bez instalacji CCS  | 2               | 3,6 mld                    | 1,8 mld           | Realizacja możliwa przed 2020, po 2020 pełna opłata za emisję CO <sub>2</sub> |
| 40 farm wiatrowych po 50 turbin 2,5 MW-wych                                       | 5               | 10 mld                     | 250 mln           | 2 lata  |
| 160 bloków <i>combi</i> 10 MW-wych, na gaz ziemny                                 | 1,6             | 1 mld                      | 6,5 mln           | 1 rok   |
| 16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny o mocy 100 kW <sub>el</sub> każde | 1,6             | 4 mld                      | 250 tys.          | 1 rok   |
| 160 tys. mikrobiogazowni, o mocy 10 kW <sub>el</sub> każda                        | 1,6             | 6 mld                      | 35 tys.           | 6 miesięcy  |
| 1 mln układów hybrydowych MOA, o mocy 5 kW (M)+4,5 kW (O) każdy                   | 4,5+5           | 11 mld                     | 11 tys.           | 6 miesięcy  |
| 2,5 mln ogniw PV, o mocy 4,5 kW każde   | 11              | 11 mld                     | 4,5 tys.          | 3 miesiące  |



## **NIEBEZPIECZEŃSTWO BRAKU WSPÓLNEGO JĘZYKA!!!**

### **DYREKTYWY/DECYZJE I STRATEGIE UE**

---

- [1] **Dyrektywa 2009/72/WE (unijna podstawa budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych)**
- [2] **Dyrektywa 2009/28/WE dotycząca energetyki OZE (promująca takie technologie jak samochód elektryczny, pompa ciepła, paliwa drugiej generacji)**
- [3] **Dyrektywa 2010/75/WE w sprawie emisji przemysłowych (zastrzegająca wymagania w stosunku do źródeł emisji z segmentu ETS)**
- [4] **Decyzja non-ETS 2009/75/WE (wprowadzająca mechanizmy zarządzania redukcją emisji CO<sub>2</sub> w segmencie non-ETS)**
- [5] **Dyrektywa 2010/31/WE (kreująca zrównoważone budownictwo, w tym dom zero-energetyczny)**
- [6] **Mapa Drogowa 2050 (w postaci konkluzji Rady Europejskiej z lutego 2011), dotycząca budowy konkurencyjnej gospodarki bezemisyjnej (proponująca redukcję emisji CO<sub>2</sub> w horyzoncie 2050 o 80%, a w przypadku elektroenergetyki w skrajnym przypadku nawet o 95%)**
- [7] **Biała Księga Transportu (projekt Komisji Europejskiej z marca 2011), dotycząca planu utworzenia jednolitego obszaru transportowego (wyrażająca dążenie do zbudowania konkurencyjnego i zasobo-oszczędnego europejskiego systemu transportu)**
- [8] **Prace nad nowym unijnym budżetem (pokazujące dążenie dużej części krajów członkowskich do redukcji WPR – Wspólna Polityka Rolna)**
- [9] **Projekt rezolucji Parlamentu Europejskiego w sprawie priorytetów dotyczących infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej perspektywie (2011/2034 (INI))**

# **SPÓŁKA BAUER SOLAR (DĄBROWA GÓRNICZA) PRODUCENT OGNIW PV (FOTOWOLTAICZNYCH)**

---

**Inwestycja za 6 mln €  
roczna produkcja ogniw PV, to około 100 MW  
zatrudnienie 60 osób**

## **Efekty w kontekście Pakietu 3x20**

- **roczna produkcja energii elektrycznej w 2020 roku – około 0,9 TWh (moc w wyprodukowanych ogniwach osiągnie narastająco wartość 900 MW), a to będzie stanowić około 0,5% rynku końcowego energii elektrycznej, inaczej – około 0,9% polskiego celu dotyczącego energii odnawialnej**
- **roczna redukcja CO<sub>2</sub> – około 0,8 mln ton, czyli realizacja około 1,3% polskiego celu**
- **roczna redukcja paliw kopalnych – około 2,5 TWh, lub inaczej około 0,4 mln ton węgla (efekt wypierania źródeł energii elektrycznej o niskiej sprawności), czyli realizacja ponad 1,4 % polskiego celu**

# **SPÓŁKA POENERGIA (GRUPA KULCZYK) INWESTYCJE W ENERGETYKĘ WĘGLOWĄ**

---

**Elektrownia Pelplin 2000 MW (około 3,6 mld €)  
+ trzy kopalnie po 300 mln € każda), razem 4,5 mld €**

## **Efekty w kontekście Pakietu 3x20**

- **roczna produkcja energii elektrycznej – około 11 TWh; konieczność wyprodukowania „stowarzyszonej” rocznej energii OZE – 1,6 TWh**
- **roczna emisja CO<sub>2</sub> – około 10 mln ton; konieczność „stowarzyszonej” rocznej redukcja emisji CO<sub>2</sub> – około 2 mln ton**
- **roczne zużycie paliw kopalnych – około 28 TWh, lub inaczej – ponad 5 mln ton; konieczność „stowarzyszonej” rocznej redukcji paliw kopalnych o około 5,6 TWh**

# MIX ENERGETYCZNY 2050 – zużycie energii elektrycznej 180 TWh

(opracowanie własne)

| Lp. | Rodzaj zasobu   | Wielkość zasobu/ryнку [TWh/rok]    |
|-----|---|------------------------------------|
| 1   | Redukcja rynku końcowego ciepła o 50% (za pomocą termomodernizacji i innych technologii, zwiększających efektywność systemów grzewczych i wentylacyjnych) | $20_{ch} + 60_{coZE} + 15_{elOZE}$ |
| 2   | Zapotrzebowanie transportu na energię elektryczną (wzrost liczby samochodów na 1 tys. mieszkańców o 50%, przejście na transport elektryczny)              | $160_{ch} + 45_{elOZE}$            |
| 3   | Zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny – energia chemiczna (zmniejszenie o 70%)  | $240_{ch}^*$                       |
| 4   | Zapotrzebowanie na gaz ziemny – energia chemiczna (zwiększenie wykorzystania energetycznego o 20%)  | $120_{ch}^{**}$                    |
| 5   | Zapotrzebowanie na paliwa transportowe (zmniejszenie o 25%)   | $160_{ch}$                         |
| 6   | Hydroenergetyka   | $5_{el}$                           |
| 7   | Farmy wiatrowe  | $20_{el}$                          |
| 8   | Rolnictwo energetyczne (3000 biogazowni, około 200 tys. mikrobiogazowni, paliwa drugiej generacji, biomasa stała, w tym odpadowa)                         | $50_{el} + 50_c$                   |
| 9   | Biomasa z gospodarki leśnej   | $10_{el} + 10_c$                   |
| 10  | Pompy ciepła  | $45_c$                             |
| 11  | Kolektory słoneczne   | $10_c$                             |
| 12  | Mikrowiatraki   | $10_{el}$                          |
| 13  | Ogniwa fotowoltaiczne   | $10_{el}$                          |

**KALIBRACJA SYSTEMÓW WSPARCIA  
NAJBARDZIEJ WRAŻLIWY OBSZAR W USTAWIE OZE  
PRZED ANTYPYPOWANYM (NA 2016 ROK) DEFICYTEM MOCY W KSE**

---

**BRAK MYŚLI STRATEGICZNEJ W PROJEKCIE Z 27 LIPCA 2012  
W ZAKRESIE KALIBRACJI: NAJWYŻSZE WSPARCIE DLA „LETNIEJ”  
ENERGTYKI PV W SYTUACJI, KIEDY POTRZEBNE SĄ MOCE W ZIMIE**

# **PROPOZYCJA PRZYKŁADOWEGO ROZWIĄZANIA DO USTAWY O WSPARCIU OZE, DOTYCZĄCA SPOSOBU POKRYWANIA STRAT SIECIOWYCH**

---

- 1. Wprowadzić w horyzoncie 2020 zasadę pełnego pokrycia strat sieciowych (około 12 TWh/rok) operatorów OSD na rynku energii elektrycznej za pomocą energii elektrycznej z mikroinstalacji przyłączonych do sieci operatorów**
- 2. Ustalić liniowy wzrost pokrycia, od 9% w 2013 do 100% w 2020**
- 3. Wprowadzić zasadę wyposażania mikroinstalacji w (*mikro*) *smart grid* potrzebny do przyłączenia mikroinstalacji do sieci operatora OSD, finansowany ze środków operatora OSD kreowanych w oparciu o formułę kosztu uzasadnionego**
- 4. Wprowadzić zasadę wynagradzania operatorów OSD na rynku energii elektrycznej za wzrost energii elektrycznej produkowanej w mikroinstalacjach energetycznych prosumentów**



Politechnika  
Śląska

CEP



Wydział  
Elektryczny



Instytut Elektroenergetyki  
i Sterowania Układów

**iLab EPRO**

## OBIEKTY DEMONSTRACYJNE

(mikroinstalacje energetyczne i smart grid obiektowy u prosumentów)

Zakres działalności:

- **ekwiwalentowanie rynku WEK**
- **modelowanie** (obiektów i łańcuchów wartości)
- **optymalizacja** (w obszarze doboru urządzeń)
- **weryfikacja** (założeń projektowych)
- **certyfikacja** (łańcuchów wartości)

## INTERFEJSY SIECIOWE

Trzy poziomy inteligencji:

- **przełącznikowa** (kompatybilność elektromagnetyczna)
- **obiektowa** (mikroinstalacja, integracja z SEE)
- **systemowa** (smart grid – internetowa energetyka, synergetyczne łańcuchy wartości)

Integracja z systemem KNX/EIB

# iLab EPRO

## INFRASTRUKTURA KOMUNIKACYJNA

- **wydzielona sieć komputerowa** (Politechnika Śląska, Euro-Centrum)
- **sieć teleinformatyczna** (protokoły komunikacyjne; dedykowane kanały transmisyjne, w tym PLC, GSM)
- **Internet**

## SCADA

- **monitoring** (bezpieczeństwo obiektów)
- **integracja architektoniczna** (OZE/URE z budynkiem)
- **schematy technologiczne** (obiektove łańcuchy termodynamiczne i ekonomiczne)
- **automatyka i sterowanie** (w tym elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa)
- **diagnostyka eksploatacyjna** (bazy danych)
- **pomiary do celów badań i edukacji** (próbkiowanie, wizualizacja/wykresy; bazy danych)



**WYKORZYSTANIE iLab EPRO (1)**  
**DO KALIBRACJI RYNKU USŁUG W SEGMENTCIE ENERGETYKI**  
**PRZEMYSŁOWEJ (W PROCESIE IMPLEMENTACJI DSM, WYPRZEDZAJĄCEJ**  
**DEFICYT MOCY PO 2016)**

**WYKORZYSTANIE iLab EPRO (2)**  
**DO WYKREOWANIA RYNKU ESCO W SEGMENTIE ENERGETYKI**  
**PRZEMYSŁOWEJ**

**WYKORZYSTANIE iLab EPRO (3)**  
**DO WYKREOWANIA ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ JAKO LIDERA**  
**REALIZACJI CELÓW PAKIETU 3x20**

## SMART GRID

w przemyśle już często jest – trzeba go tylko wykorzystać !!!  
u prosumentów – trzeba go rozwijać jako kontynuację KNX/EIB !

---

- 1. Technologie:** między systemem AMI (przypadek włoski) a smart gridem „obiektowym” (prosumenckie mikroinstalacje energetyczne, energetyka przemysłowa)
- 2. Ekonomia:** od produkcji energii w energetyce WEK do zintegrowanego zarządzania popytem i podażą w ramach nowych łańcuchów wartości u prosumenta i w przemyśle
- 3. Prawo/regulacje:** między dyrektywą 2009/72/WE (III Pakiet liberalizacyjny, który nie wymaga wprowadzenia – do 2020 roku – systemu AMI; decyzję pozostawia krajom członkowskim, które powinny ją podjąć na podstawie przesłanek ekonomicznych) a polską ścieżką przeszkód w jej harmonizacji (ustawa Prawo energetyczne, ustawa OZE, odrębna ustawa)
- 4. Społeczeństwo:** między syndromem Wielkiego Brata (przypadek holenderski) a człowiekiem progresywnym (Erich Fromm) i efektywnym przemysłem