



# Risiko in der Energiebranche – Basics, Methoden und Chancen

Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Energiegespräche Ossiach 2008

18.-20. Juni 2008, Stift Ossiach



## IEA „Energy Technology Perspectives 2008“

### Key Messages

- A more sustainable energy future is within reach  
→ Technology is the key
- Continuation of policies in place to date will raise CO<sub>2</sub> emissions by 130% and oil demand by 70% in 2050
- ACT scenarios: Technologies that already exist, or are in an advanced state of development, can bring global CO<sub>2</sub> emission back to current levels by 2050  
→ Energy efficiency improvements and a virtual de-carbonisation of the power sector are the key components



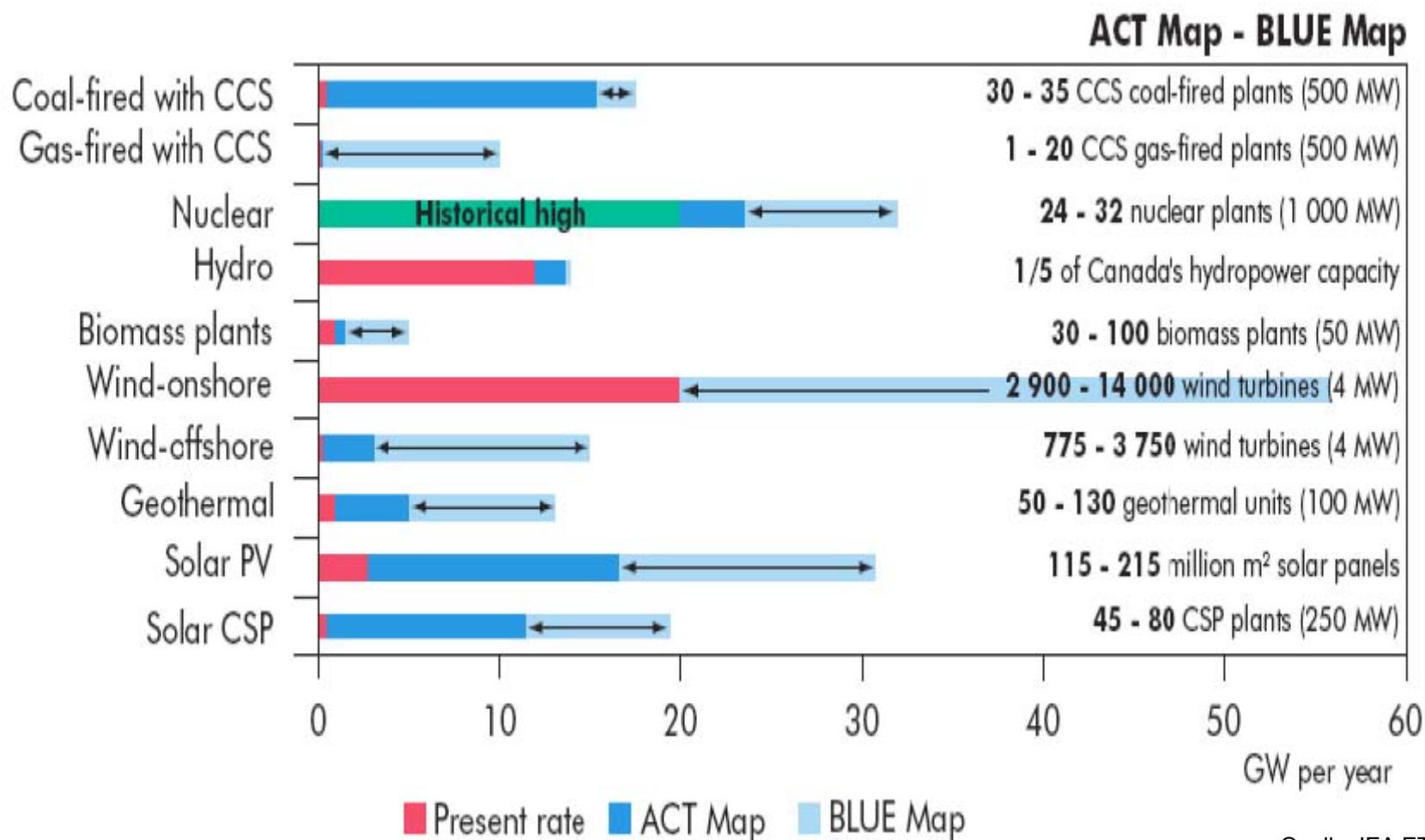
## IEA „Energy Technology Perspectives 2008“

### Key Messages

- BLUE Scenario: Reducing CO<sub>2</sub> emissions by 50% (from current levels) by 2050 represents a tough challenge. All options up to a cost of USD 200/t CO<sub>2</sub> will be needed.
- Tremendous additional investment needs in technology
  - i. ACT: USD 17 trillion to 2050; ØUSD 400 billion per year
  - ii. BLUE: USD 47 trillion to 2050; 1,1% of global GDP
- A dramatic shift is needed in government policies, notably creating a higher level of long-term policy certainty over future demand for low carbon technologies, upon which industry's decision makers can rely.



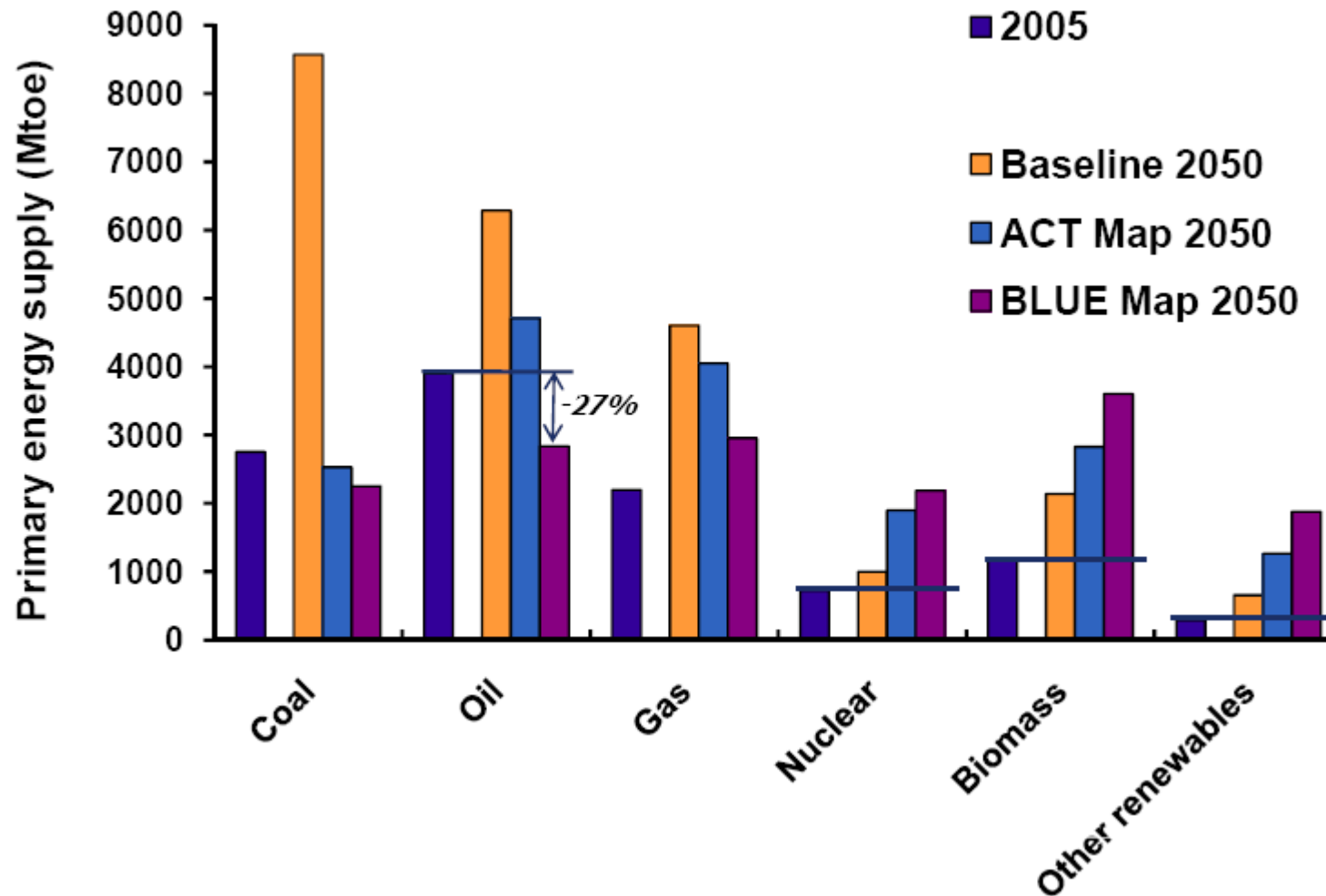
# Jährliche durchschnittliche Erweiterungen der Erzeugungskapazitäten (2010-2050)



Quelle: IEA ETP (2008)



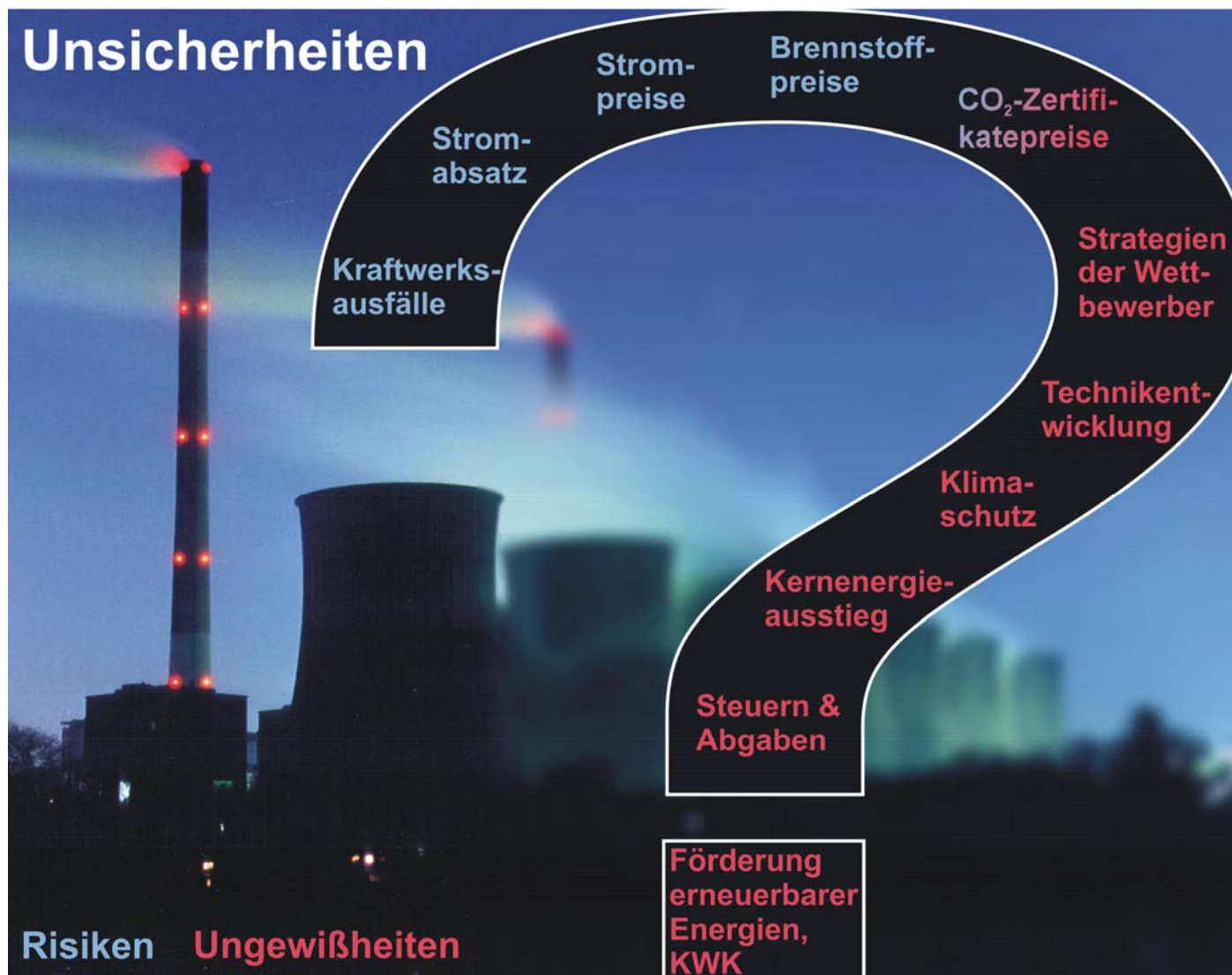
# Primärenergieverbrauch



Quelle: IEA ETP (2008)

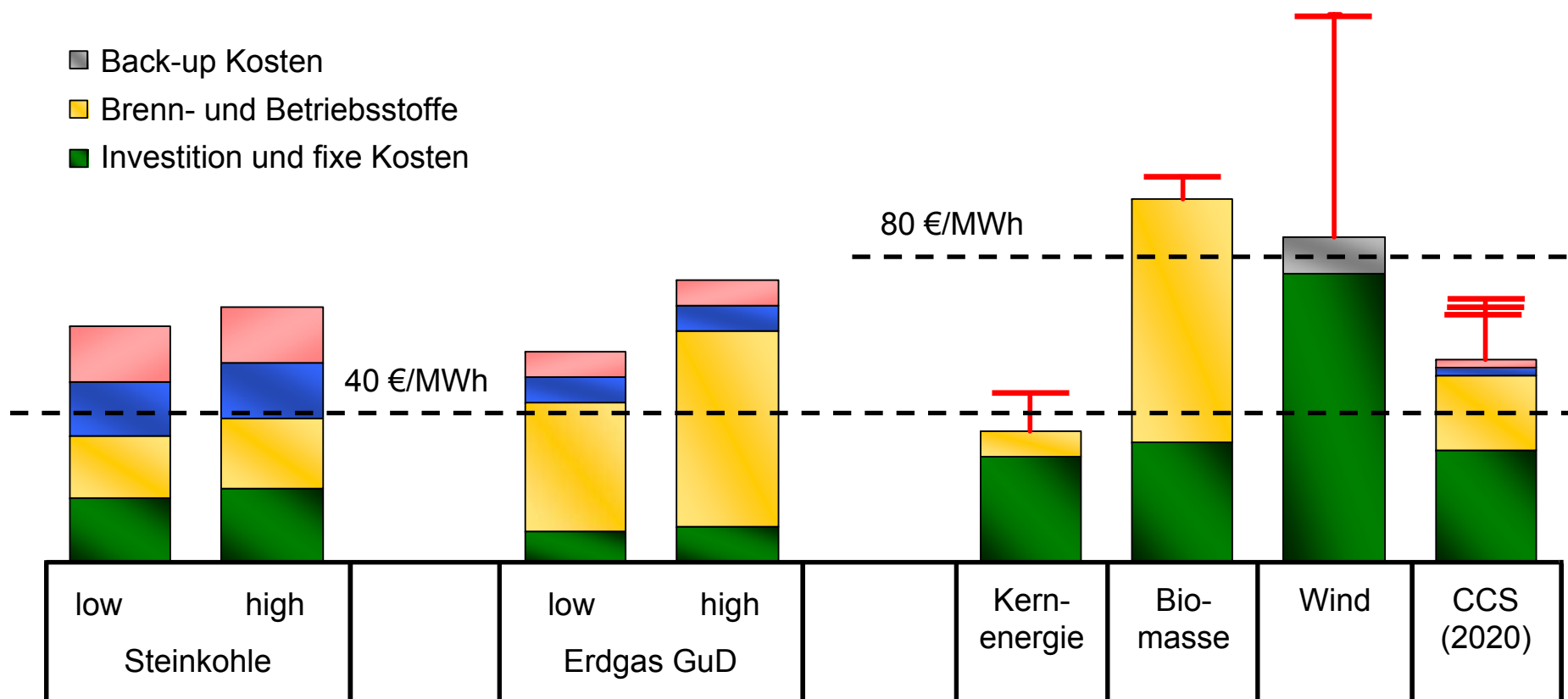


# Unsicherheiten der Elektrizitätswirtschaft





# Unsicherheiten und ihr Einfluss auf die Stromerzeugungskosten





# Net Present Value (NPV)

$$NPV = \sum_{t=1}^T \left[ \frac{c_t}{(1+r)^t} - \frac{I}{(1+r)^t} \right] [\text{€}]$$

$I_t$ : Kapitalaufwendungen [€], Jahr  $t$   
 $c_t$ : Zahlungsüberschüsse [€], Jahr  $t$   
 $r$ : Diskontsatz (risikofrei)

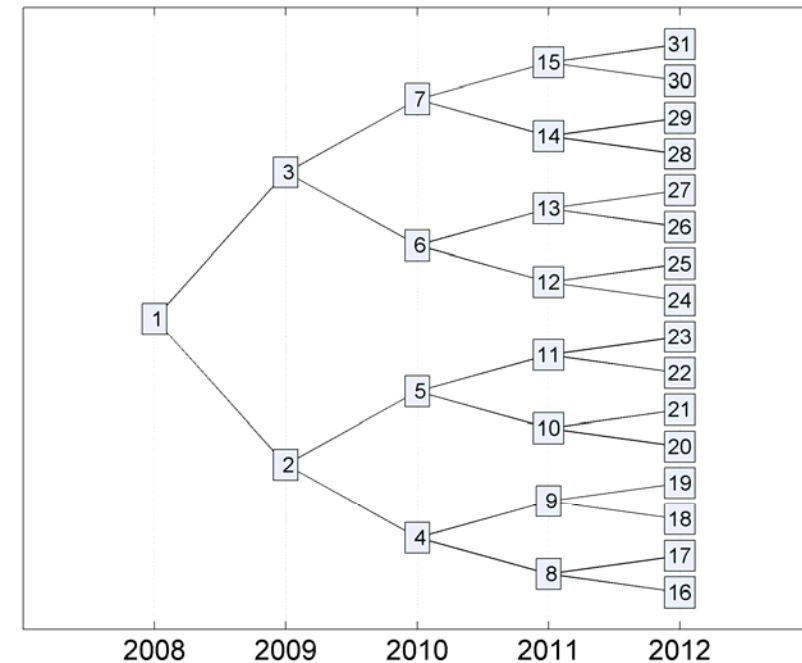
- Investment ist profitabel bei positivem  $NPV$
- Unsicherheiten können nur
  - i. im Rahmen von Sensitivitätsanalysen (z. B. über die Brennstoffpreise) oder
  - ii. durch einen risiko-angepaßten Diskontsatzberücksichtigt werden





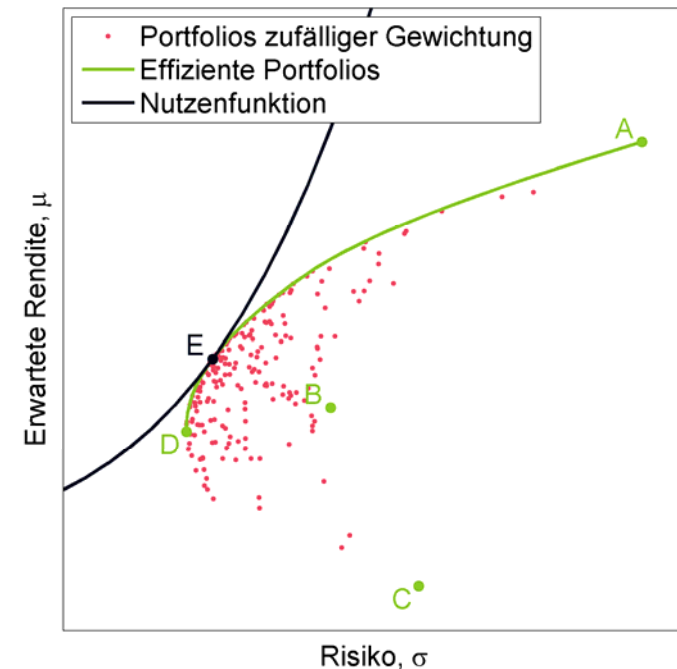
## Realloptionsansatz

- Zukünftige Erträge einer Investition sind unsicher
  - Der Investor kann ein Kraftwerk heute bauen, oder die Entscheidung in die Zukunft verschieben, um bessere Informationen über die Zukunft zu erhalten
  - Diese Handlungsflexibilität stellt einen Optionswert dar, der vom Projekt ebenfalls erwirtschaftet werden muß
- Wann ist der günstige Zeitpunkt zur Investition in welches Kraftwerk unter Berücksichtigung zeitlicher Handlungsflexibilitäten des Investors?



# Portfolioauswahl

- Unterschiedliche erwartete Rendite und Risiko (Streuung) der Rendite einzelner Kraftwerksprojekte
- Kraftwerksportfolio kann aus Kombination unterschiedlicher Kraftwerkstypen und/oder Beteiligungen bestehen



- Wie ist ein Kraftwerksportfolio günstig zusammengesetzt, damit das insgesamt resultierende Risiko möglichst gering und die insgesamt zu erwartende Rendite möglichst groß wird?



# **Politische Rahmenbedingungen und ihre Auswirkungen auf die Entwicklung der Elektrizitätserzeugung in Europa**



# Charakterisierung der Szenarien

## Baseline (BL): Business as usual Entwicklung in EU-25

EE Fortsetzung der Förderung der Erneuerbaren Energien

KE Fortbestehen der derzeitigen nationalen Politiken

## Post-Kyoto (PK800): CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion auf 800 Mio t in 2030

EE Forderung wie in Baseline (BL)

KE Fortbestehen der derzeitigen nationalen Politiken

## Post-Kyoto, Alle Technologien (PKAT800): CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion auf 800 Mio t in 2030

EE Forderung wie in Baseline (BL)

KE Kein Auslaufen der Kernenergie in Deutschland, Belgien und Schweden

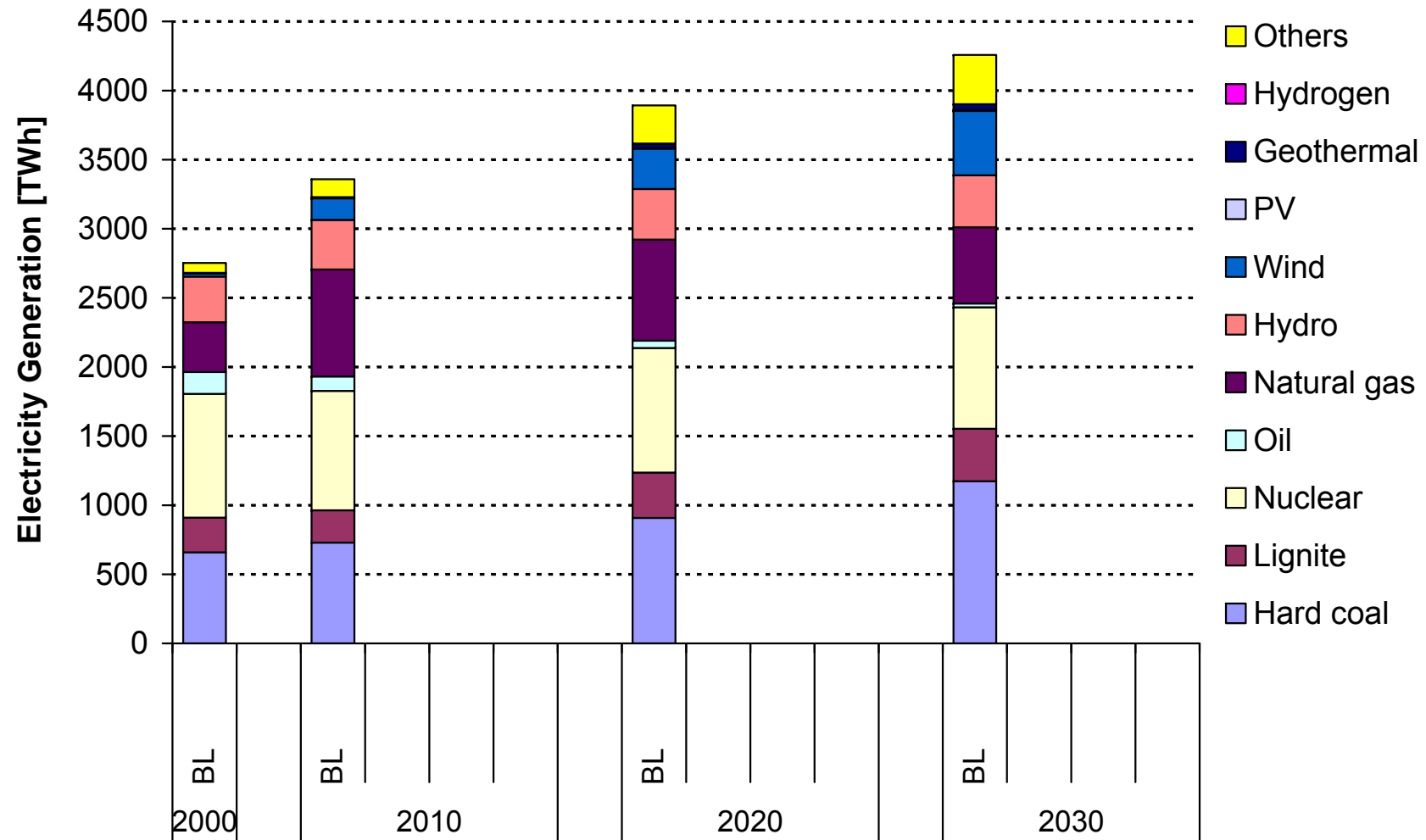
## Least Cost (LC): CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion auf 800 Mio t in 2030

EE Stärkere wettbewerbsorientierte Nutzung

KE Keine politischen Beschränkungen

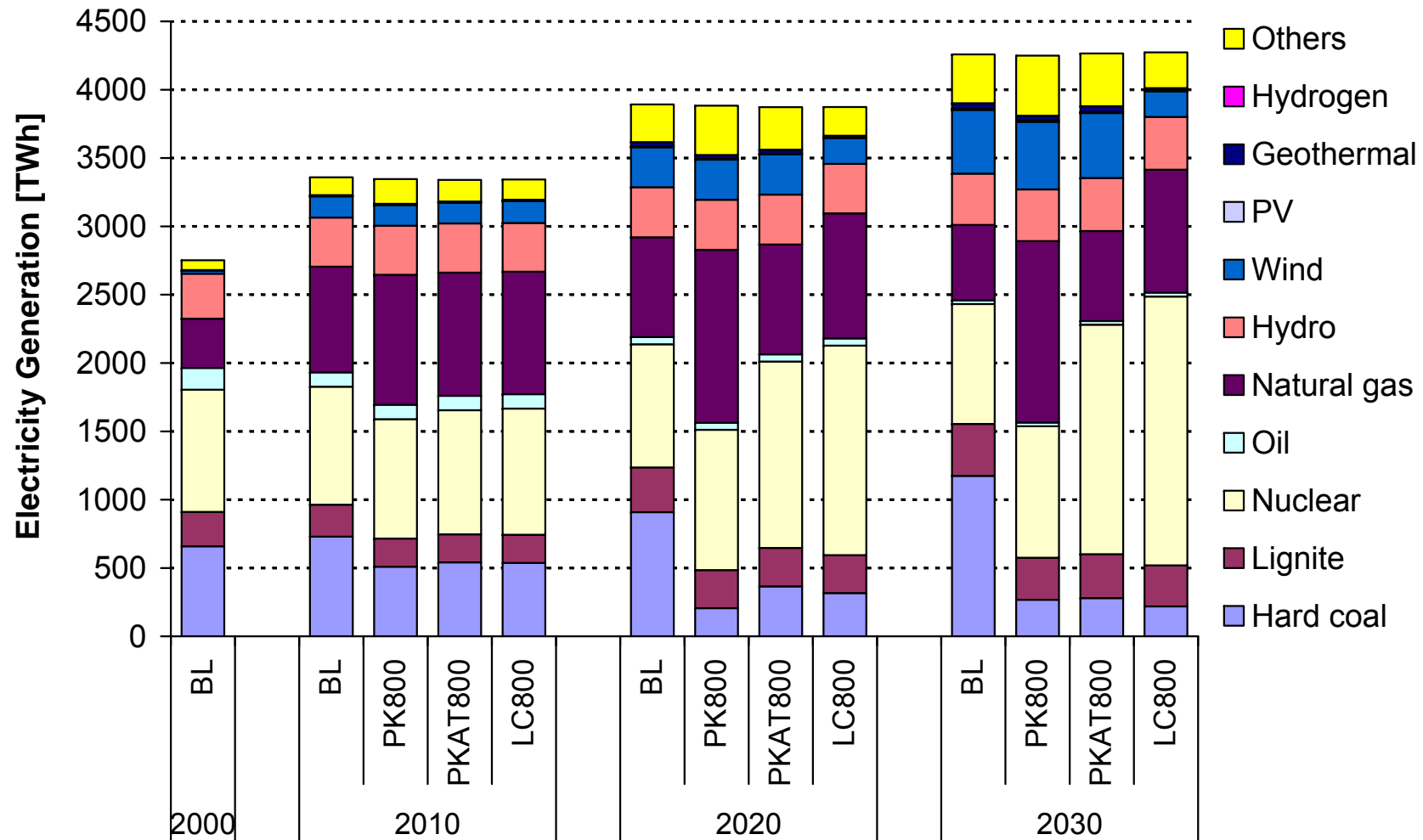


# Net electricity generation [TWh] by energy carrier in EU-25



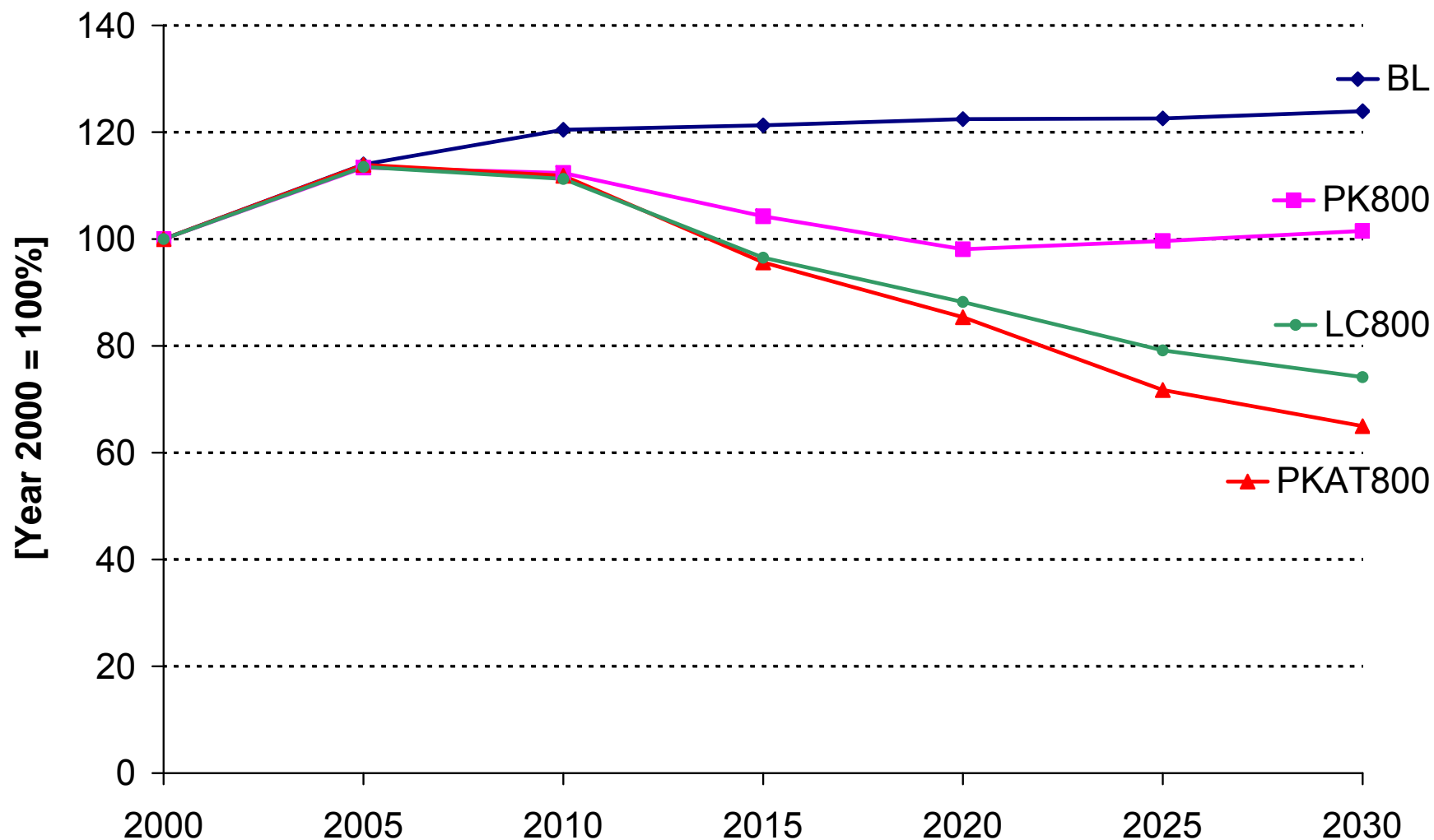


# Net electricity generation [TWh] by energy carrier in EU-25





## Use of gas, oil and hard coal for electricity generation in EU-25





## Development of average electricity generation costs

### Cost of Electricity Generation [ $\text{€}_{2000}/\text{MWh}$ ]

	2020	2025	2030
<b>BL</b>	<b>40.7</b>	<b>43.0</b>	<b>44.6</b>
<b>PK800</b>	<b>45.8</b>	<b>51.4</b>	<b>53.4</b>
<b>PKAT800</b>	<b>41.4</b>	<b>42.9</b>	<b>38.6</b>
<b>LC800</b>	<b>38.9</b>	<b>41.4</b>	<b>38.2</b>





## Cost implications of various scenarios

	compared against baseline (BL)	
	Total Cost Difference [bn Euro <sub>00</sub> ]	Average CO <sub>2</sub> reduction costs in 2030 [Euro/t CO <sub>2</sub> ]
<b>PK 800</b>	<b>351.0</b>	<b>20.9</b>
<b>PKAT 800</b>	<b>-86.5</b>	<b>-3.4</b>
<b>LC 800</b>	<b>-232.4</b>	<b>-9.7</b>



**Danke für Ihre  
Aufmerksamkeit!**