

# Einfluss der Übertragungsnetzerweiterung im Mittelmeerraum und von solaren Importen aus Nordafrika auf den kontinentaleuropäischen Kraftwerkseinsatz

Autor: Bettina Burgholzer

# Inhaltsverzeichnis

- 1 Motivation und Aufgabenstellung
- 2 Mathematische Modelle
  - Variante 1 - Kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung
  - Variante 2 - Die fiktive Kupferplatte
- 3 Modellergebnisse 2012, 2030
  - Erzeugungsprofil des Kraftwerkseinsatzes
  - Grenzkosten der Erzeugung
  - Auslastungen der Übertragungsnetze
  - Engpassrenditen der Übertragungsnetzbetreiber
  - Erzeugungs- und Emissionsdelta
- 4 Schlussfolgerungen

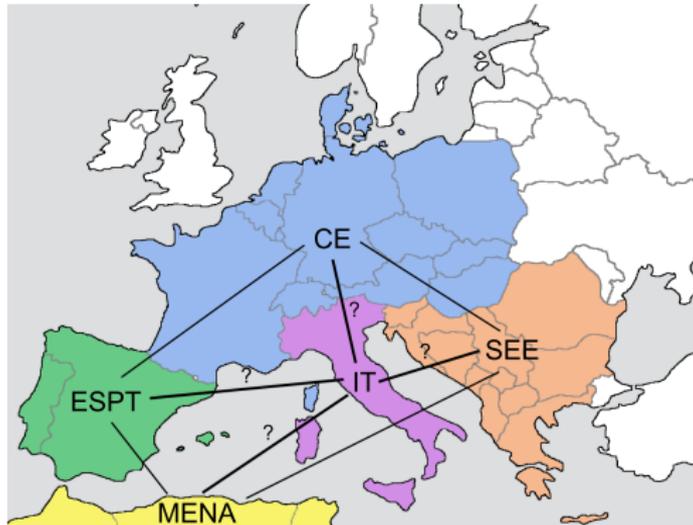
## Motivation und Aufgabenstellung (1)

- Klimakonferenz in Doha: Kyoto-Protokoll, Mitglieder beschließen 2. Verpflichtungsperiode von 2013-2020
- nachhaltige Elektrizitätsversorgung in Europa
- Kapazitätsausbau des Übertragungsnetzes im Mittelmeerraum
- Einfluss von solaren Stromimporten aus Nordafrika auf den kontinentaleuropäischen Kraftwerkseinsatz und die Großhandelsstrompreise
- *Betriebswirtschaftliches Optimum*: kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung Kontinentaleuropas mit aktuellen und geplanten Übertragungsnetzprojekten<sup>1</sup>
- *Volkswirtschaftliches Optimum*: (theoretisch) kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung ohne vorgegebene Übertragungsnetzkapazitäten = „fiktive Kupferplatte“

<sup>1</sup>PCI=Projects of Common Interest/TYNDP=Ten Year Network Development Plan 2012

## Motivation und Aufgabenstellung (2)

Ermittlung der optimalen Ausbaukapazitäten von Übertragungsnetzen?



**Abbildung:** Einteilung von Kontinentaleuropa und Nordafrika in Marktregionen  
(zw. Regionen treten Engpässe auf)

## Variante 1 - Kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung

- Kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung mit vorgegebenen Übertragungskapazitäten (exogen)
- Betriebswirtschaftliches Optimum: Maximierung der Engpassrenditen der Übertragungsnetzbetreiber
- MIP - Mixed Integer Programming

### Zielfunktion:

$$\begin{aligned} \min \text{ Gesamtkosten} &\stackrel{!}{=} \sum_{kw_u, h, r} P_{r, kw_u, h} \cdot SRMC_{r, kw_u} \\ &\quad + CStart_{r, kw_u, h} \cdot StartCost_{r, kw_u} \quad (1) \\ \text{s.t.} &\quad \text{technische Restriktionen} \end{aligned}$$

$r \in \{IT, ESPT, SEE, CE, MENA\}, h \in \{h1, \dots, h2928\},$

$kw_u \in \{Gas1, \dots, Gas3, Steinkohle1, \dots, Steinkohle3, Braunkohle1, \dots, Braunkohle3, AndereTH, AndereEE, Nuklear\}$

## Variante 2 - Die fiktive Kupferplatte

- Kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung ohne vorgegebene Übertragungskapazitäten (endogen)
- Volkswirtschaftliches Optimum: Maximierung der Konsumenten- und Produzentenrente
- MIP - Mixed Integer Programming

statt

$\forall r, r1 \in \{IT, ESPT, SEE, CE, MENA\} :$

$$\text{Export}_{r,r1,h} \in [0, NTC_{r,r1}] \quad (2)$$

wird nachfolgende Nebenbedingung verwendet

$$vNTC_{r,r1} \geq \text{Export}_{r,r1,h} \quad \forall (r, r1) \quad (3)$$

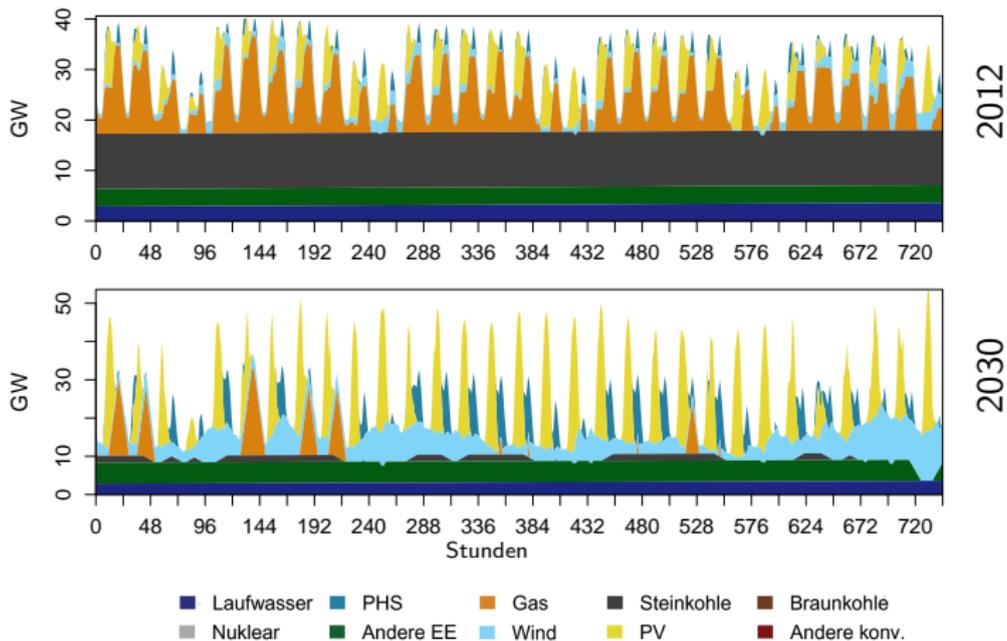
## Durchgeführte Analysen

- 2012 Variante 1 und 2
- 2030 Variante 1 (exogene Übertragungsnetzkapazitäten):
  - ohne Leitungsausbau
  - mit Leitungsausbau in Europa
  - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (PV)
  - mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP<sup>2</sup>)
- 2030 Variante 2 (fiktive Kupferplatte - endogen):
  - ohne Leitung nach Nordafrika
  - mit Leitung nach Nordafrika

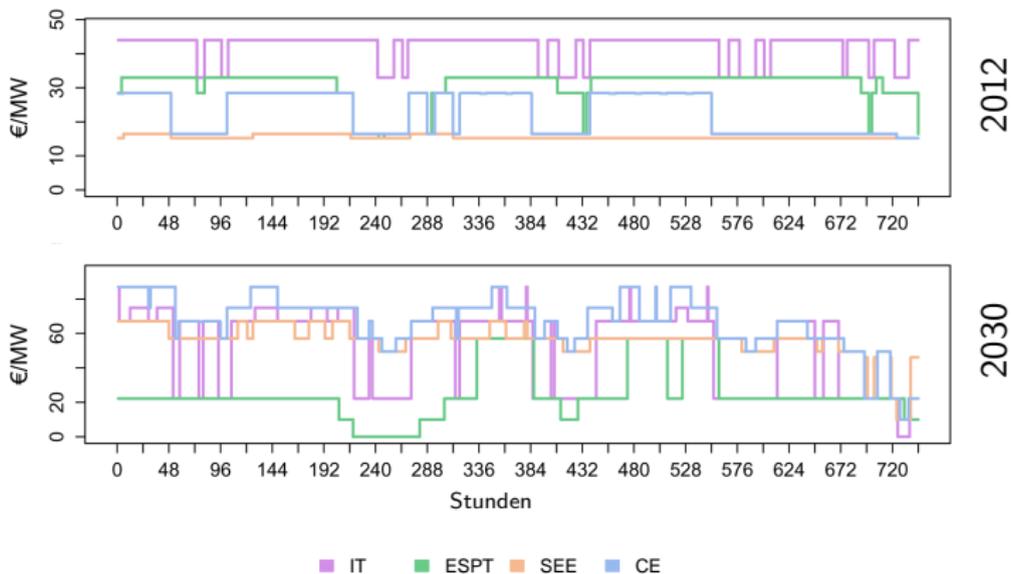
---

<sup>2</sup>Concentrated Solar Power

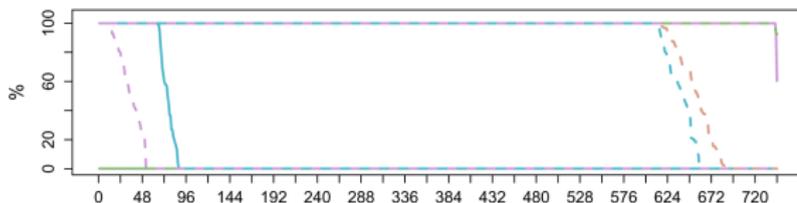
# Erzeugungprofil IT für März - V1



# Stündliche Grenzkosten je Knoten für März - V1

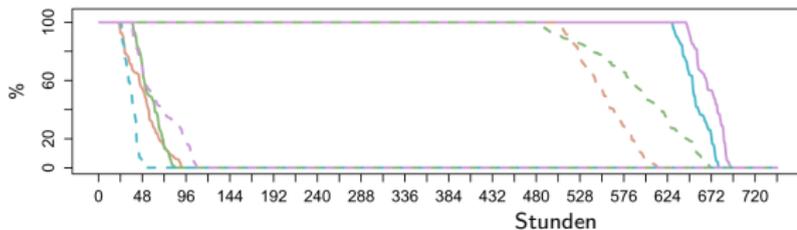


# Auslastungen der Übertragungsnetze für März - V1



2012

von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		0	0.66	3.09
ESPT	0		0	0.50
SEE	1.08	0		2.40
CE	6.96	1.30	2.80	



2030

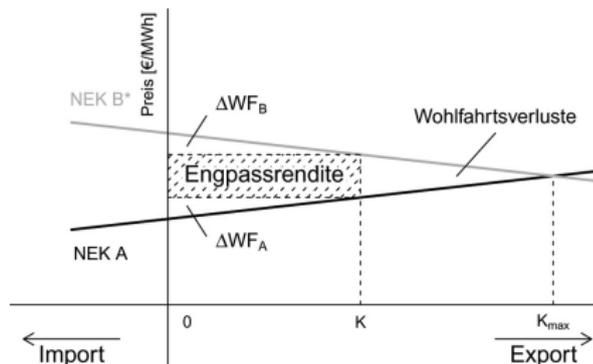
von / nach	IT	ESPT	SEE	CE
IT		0	3.46	4.84
ESPT	0		0	3.8
SEE	3.88	0		4.2
CE	10.51	3.8	4.6	
MENA	10	6	4	0

— IT-SEE — IT-CE — ESPT-CE — SEE-IT — SEE-CE — CE-IT — CE-ESPT — CE-SEE

# Engpassrenditen der Übertragungsbetreiber

Von-Nach	03-2012	03-2030
IT-SEE	0,0	4,4
IT-CE	0,0	6,4
ESPT-CE	0,0	109,0
SEE-IT	21,5	-8,7
SEE-CE	12,3	28,1
CE-IT	102,3	-91,3
CE-ESPT	7,7	-3,7
CE-SEE	0,0	-0,7
MENA-IT		382,5
MENA-ESPT		112,0
MENA-SEE		167,9

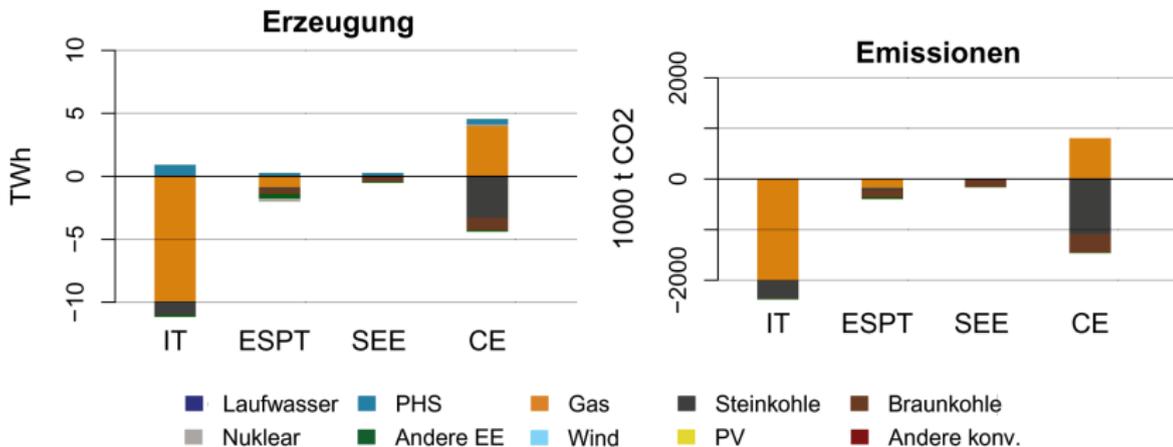
[in Mio. €<sub>2012</sub> ]



Quelle: (de Jong et al., 2006)

# Erzeugungs- und Emissionsdelta für März 2030 - V1

Simulation 2030 Variante 1 mit Leitungsausbau in Europa und nach Nordafrika (CSP)



(Basis: Simulation 2030 Variante 1 ohne Leitungsausbau)

## Schlussfolgerungen

- Variante 1 liefert realistische Werte
- Variante 2 dient dazu, mögliche Bandbreiten aufzuzeigen
- Solare Stromimporte
  - ⇒ Betriebszeiten thermischer Kraftwerke sinken
  - ⇒ Positiver CO<sub>2</sub>-Effekt
  - ⇒ Großhandelspreise sinken generell, am stärksten in IT (Merit-Order-Effekt)
- Veränderung der Übertragungsleitungsauslastungen und Engpassrenditen
- Aus der Sicht des Übertragungsnetzbetreibers: Bewertung des Übertragungsleitungsausbaus durch eine vollständige Kosten-Nutzen Analyse
- PV- oder CSP-Anlagen in Nordafrika?? Risiken der solaren Stromimporte nicht berücksichtigt!!

# Nebenbedingungen

$\forall r \in \{IT, ESPT, SEE, CE\} \wedge h \in \{h1, \dots, h2928\}$  muss gelten:

$$\begin{aligned}
 \text{LAST}_{r,h} \leq & \sum_{kw_u} P_{r,kw_u,h} + \text{RoR}_{r,h} + \text{WIND}_{r,h} + \text{PV}_{r,h} \\
 & + \sum_{r1} (-\text{Export}_{r,r1,h} + \text{Export}_{r1,r,h}) \\
 & + \text{PHSTurb}_{r,h} - \text{PHSPump}_{r,h}
 \end{aligned} \tag{4}$$

und

$$\text{ExPreis}_{r,h} \geq \text{SRMC}_{r,kw_u} \cdot \text{KWOn}_{r,kw_u,h} \tag{5}$$

## Restriktionen thermischer Kraftwerke

Maximale bzw. minimale Kapazität und Startkapazitäten:

$$P_{r,kw_u,h} \leq PCap_{r,kw_u} \cdot KWOn_{r,kw_u,h} \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (6)$$

$$P_{r,kw_u,h} \geq MinStable_{r,kw_u} \cdot KWOn_{r,kw_u,h} \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (7)$$

$$CStart_{r,kw_u,h} \geq (P_{r,kw_u,h} - P_{r,kw_u,h-1}) \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (8)$$

Maximale Ramp-Up/-Down Raten:

$$P_{r,kw_u,h} \leq P_{r,kw_u,h-1} + RampRate_{r,kw_u} + (1 - KWOn_{r,kw_u,h-1}) \\ \cdot \max(0, MinStable_{r,kw_u} - RampRate_{r,kw_u}) \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (9)$$

$$P_{r,kw_u,h} \geq P_{r,kw_u,h-1} - RampRate_{r,kw_u} - (1 - KWOn_{r,kw_u,h}) \\ \cdot \max(0, MinStable_{r,kw_u} - RampRate_{r,kw_u}) \quad \forall(r, kw_u, h) \quad (10)$$

# Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten therm. KWs

$\{h1 : h1 \geq h \wedge h1 < h + MinLfz_{r,kw_u}\} \wedge \forall(r, kw_u, h) :$

$$\sum_{h1} KWOn_{r,kw_u,h1} \geq MinLfz_{r,kw_u} \cdot (KWOn_{r,kw_u,h} - KWOn_{r,kw_u,h-1}) \quad (11)$$

und  $\{h1 : h1 \geq h \wedge h1 < h + MinStz_{r,kw_u}\} \wedge \forall(r, kw_u, h) :$

$$\sum_{h1} KWOn_{r,kw_u,h1} \leq MinStz_{r,kw_u} \cdot (1 + KWOn_{r,kw_u,h} - KWOn_{r,kw_u,h-1}) \quad (12)$$

## Restriktionen der Pumpspeicherkraftwerke

$$\text{PHSTurb}_{r,h} \leq \text{EInhalt}_{r,h-1} \quad \forall(r, h) \quad (13)$$

Speicherbilanzgleichung:

$$\text{EInhalt}_{r,h} = \text{EInhalt}_{r,h-1} + \text{PHSPump}_{r,h} \cdot \text{PumpEff} - \frac{\text{PHSTurb}_{r,h}}{\text{TurbEff}} \quad \forall(r, h) \quad (14)$$