

Modellierung von Peak Load Pricing im deutschen Strommarkt

- Einführung
- Analyse des heutigen Marktdesigns
- Modellierung von Preisbildungsprozessen
- Exemplarische Untersuchungen
- Zusammenfassung und Ausblick

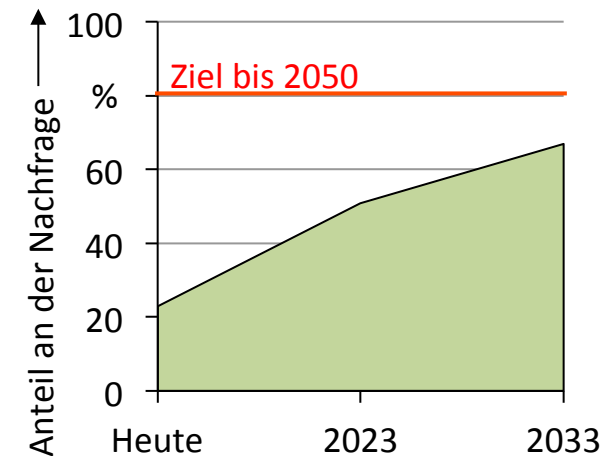
F. Grote; C. Baumann; A. Moser

Graz, 12. Februar 2014

Veränderungen in der deutschen Stromversorgung

- Politisch getriebener Anstieg der Stromerzeugung aus Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE)
 - ◆ dargebotsabhängig
 - ◆ grenzkostenfrei
- ➔ Rückwirkungen auf Verlauf der residualen Nachfrage und Preise für elektrische Energie
- Aufgaben thermischer Kraftwerke in der Stromversorgung
 - ◆ Deckung der residualen Nachfrage
 - ◆ Bereitstellung von Systemdienstleistungen
- Rückgang thermischer Kraftwerkskapazität
 - ◆ Altersstruktur des europäischen Kraftwerksparks
 - ◆ Kernenergieausstieg in einigen Ländern
- ➔ Mittelfristig Neubaubedarf thermischer Kraftwerke notwendig

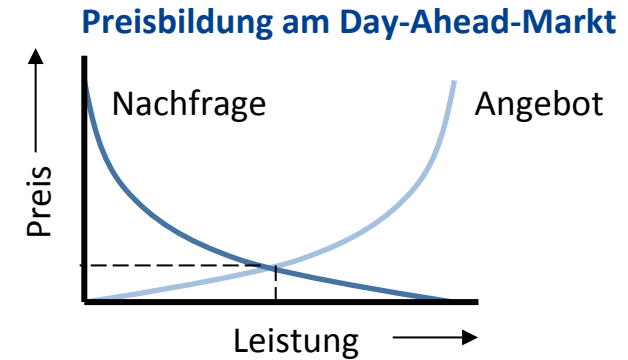
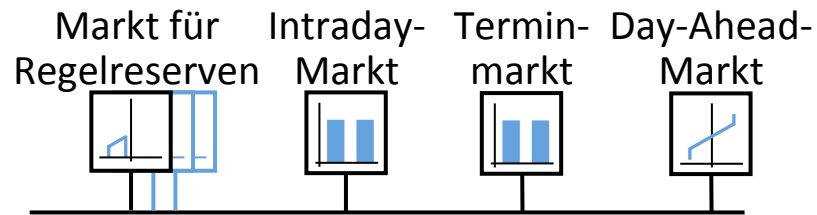
Erwarteter Anteil der EE-Erzeugung in Deutschland



Quellen: ENTSO-E, NEP 2013

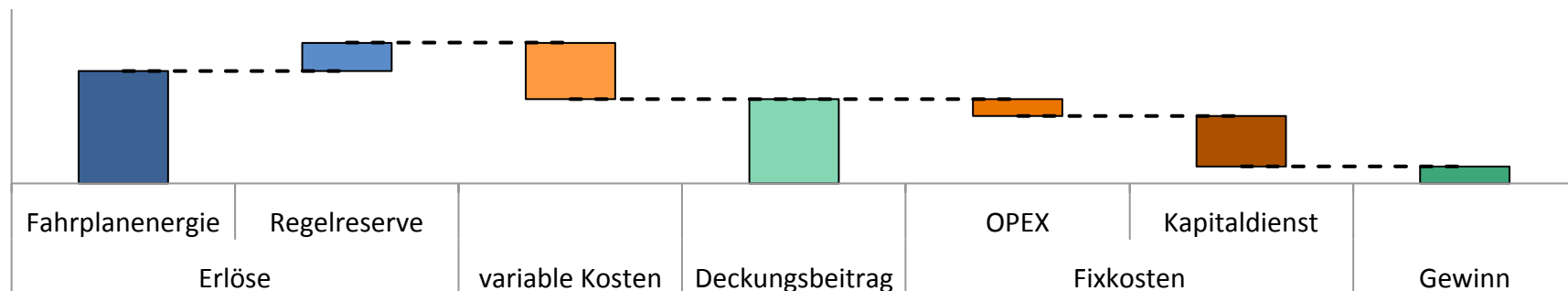
Heutiges Marktdesign

- Heutiges Strommarktdesign bestehend aus



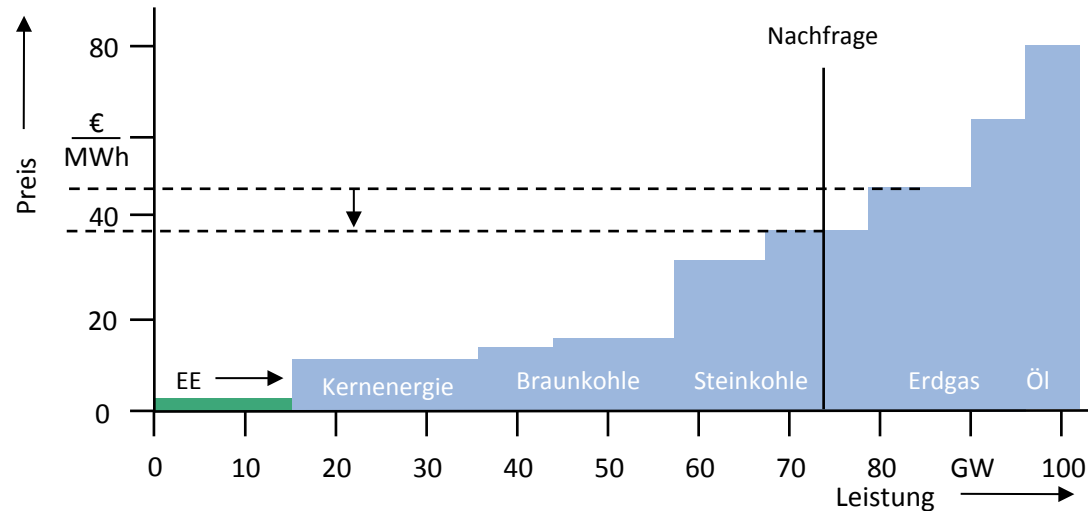
- ➔ Day-Ahead- und Regelreservemarkt hauptsächlich relevant für Kraftwerksfinanzierung
- Kosten thermischer Kraftwerke
 - ◆ variable Kosten → determinieren Einsatz
 - ◆ fixe Betriebskosten (OPEX) → Weiterbetrieb eines Kraftwerks
 - ◆ Kapitaldienst → Bau einer neuen Anlage

Erlös- und Kostenstruktur von Kraftwerken



Entwicklungen auf dem deutschen Strommarkt

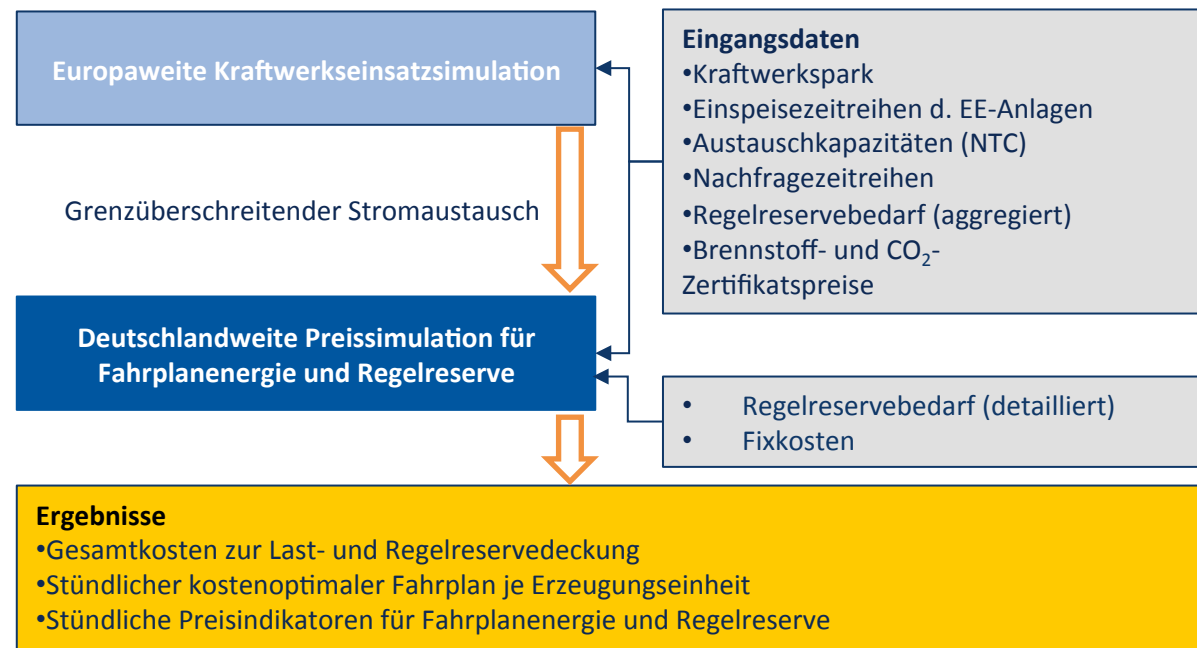
- Merit Order Effekt lässt Preise und Einsatzstunden für thermische Kraftwerke sinken



- ➔ Sinkende Wirtschaftlichkeit insb. von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken
- Derzeitige Diskussion über Notwendigkeit der Anpassung des Strommarktdesigns
 - ◆ Einführung eines Kapazitätsmechanismus (KM)
 - ◆ Beibehaltung des heutigen Marktdesigns
- ➔ Ohne KM Notwendigkeit der Fixkostendeckung durch Peak Load Pricing (PLP)
- ➔ Untersuchung des möglichen Einflusses von PLP auf Preise

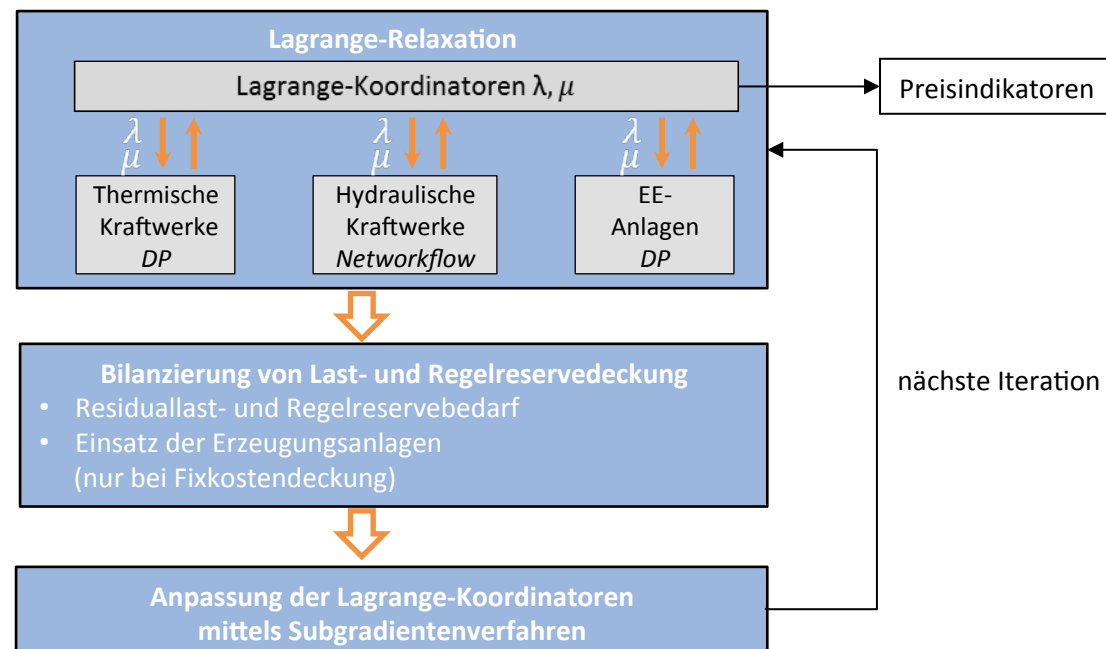
Überblick über Modellansatz

- Insbesondere fundamentalbasierte Ansätze geeignet für langfristige Preisprognosen
- Verschiedene Modellierungsansätze möglich
 - ◆ Heuristische Methoden
 - ◆ Multi-Agenten-Systeme
 - ◆ **Kostenoptimale Kraftwerkseinsatzoptimierung**



Verfahren zur Preissimulation

- Deutschlandweite Preissimulation mit Hilfe einer Lagrange-Relaxation
 - ◆ Zerlegung im Systembereich mit Koordinatoren zur Last- und Regelreservedeckung
 - ◆ Iterative Anpassung der Koordinatoren entsprechend Fehldeckung



➔ Koordinatoren stellen Schattenpreise für Fahrplanenergie und Regelreserve dar

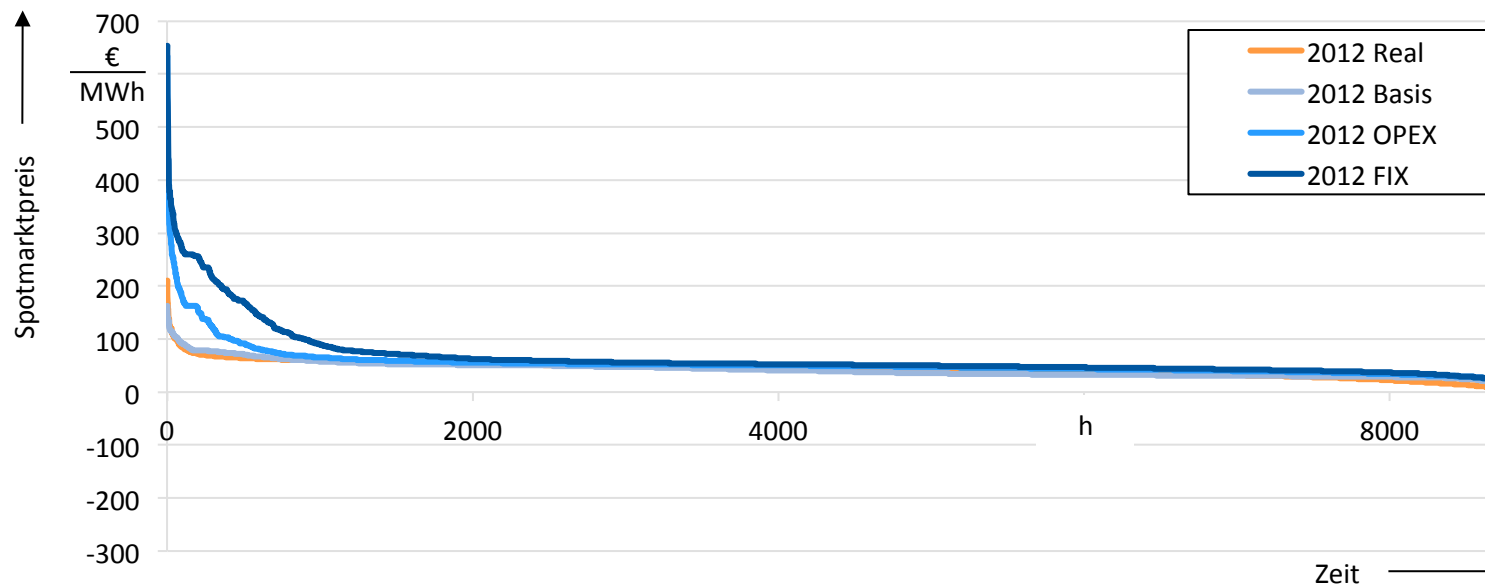
Untersuchungsszenarien

- Untersuchungsszenarien für exemplarische Simulationen
 - ◆ Backtesting 2012
 - ◆ Szenarien des Netzentwicklungsplan Strom 2013 für das Jahr 2023
 - A: konservative Abschätzung des Ausbaues von EE-Anlagen
 - B: Referenzszenario
 - C: Progressiver Ausbau auf Basis der Bundesländerziele zum Ausbau von EE-Anlagen
- Eingangsdaten basierend auf öffentlich verfügbaren Informationen
- Annahmen Fixkosten
 - ◆ Einheitliche Abschreibungsdauer von 20 Jahren und Zinssatz von 8 %

| | Betriebskosten [€/kWh] | Finanzierungskosten [€/kWh] |
|-------------------------|---------------------------|--------------------------------|
| Braunkohlekraftwerk | 40 | 125 |
| Steinkohlekraftwerk | 35 | 110 |
| Gas- und Dampfkraftwerk | 20 | 55 |
| Gasturbine | 7 | 37 |

Backtesting 2012

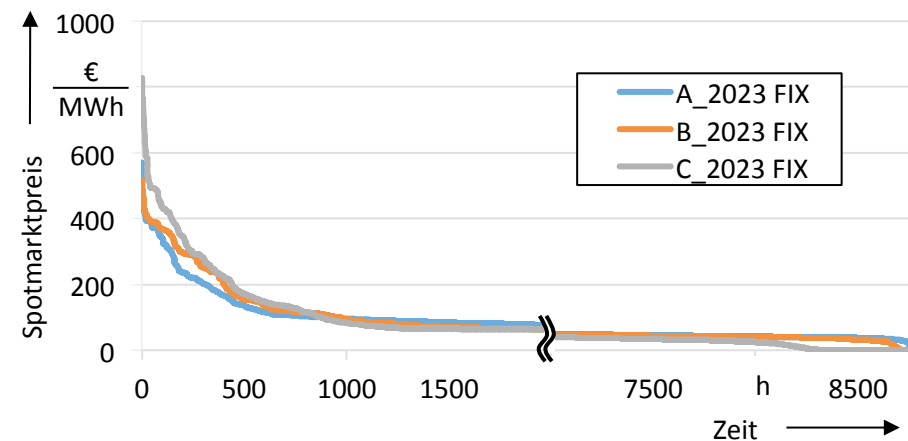
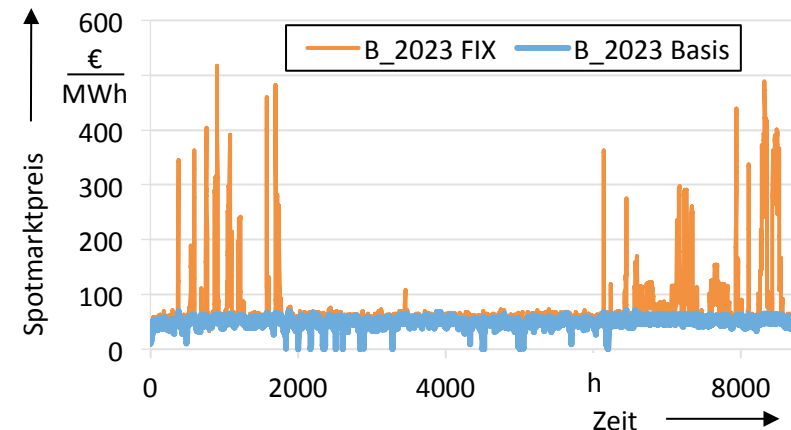
- Betrachtung der Dauerlinien des historischen Jahres 2012 gegenüber den Optimierungsergebnissen mit Preisbildung unter Berücksichtigung von
 - ◆ Grenzkosten (*Basis*)
 - ◆ + operative Fixkosten (*OPEX*)
 - ◆ + operative Fixkosten und Kapitaldienst (*FIX*)



- ➔ Rechnung Basis zeigt beste Übereinstimmung mit historischen Preisen
- ➔ Derzeit aufgrund von Überkapazität kaum Einpreisung von Fixkosten erkennbar

Zukunftsszenarien 2023

- Vergleich der Spotpreisanglinie zwischen *Basis* und *Fix*
 - ◆ Anstieg Basepreis von 47,8 auf 70,5 €/MWh
 - ◆ Preisanstieg auch bei positiver Reserve durch Opportunität zum Spotmarkt
- ➔ Einpreisung insbesondere zu Spitzenlastzeiten (Wintermonate)
- Vergleich der Szenarien A-C
 - ◆ Vermehrtes PLP in 1.000 teuersten Stunden mit steigendem EE-Anteil
 - ◆ Hohe EE-Durchdringung führt zu Sockel von Stunden mit Preisen von 0 €/MWh
 - ◆ Gemittelter Preisanstieg durch PLP von 23,6 €/MWh über alle Szenarien



- ➔ Hohe Preisspitzen durch PLP zukünftig bei der Beibehaltung des heutigen Marktdesigns notwendig für Wirtschaftlichkeit des thermischen Kraftwerksparks

Zusammenfassung

- Sinkende Wirtschaftlichkeit thermischer Kraftwerke durch Merit Order Effekt
- Diskussion über Anpassungen des Marktdesigns
 - ◆ Vorschläge zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus
 - ◆ Beibehaltung des heutigen Marktdesigns führt zu Notwendigkeit, Fixkosten durch Knappheitspreise zu verdienen
- Fundamentalbasierter Ansatz zur Abbildung von PLP in deutschlandweiter Optimierung
- Exemplarische Ergebnisse zeigen Einfluss von PLP auf Fahrplanenergiepreise
 - ◆ Backtesting 2012 zeigt, dass kaum Einpreisung von Fixkosten stattfindet
 - ◆ Deutlicher Effekt durch PLP in zukünftigen Szenarien, insbesondere in Szenarien mit hohem EE-Anteil und in den Wintermonaten
- ➔ Beibehaltung des aktuellen Marktdesigns erfordert hohe Preisspitzen an den Börsen für Wirtschaftlichkeit thermischer Kraftwerke

Ausblick

- Variation von Eingangsparametern zur Generierung robuster Aussagen zum Marktdesign
- ➔ Auswertung von trotz PLP nicht wirtschaftlichen Kraftwerken

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



**Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft**
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser



Fabian Grote

Forschungsgruppe: Stromerzeugung & Energiehandel

Forschungsthema: Bewertung von zukünftigen Strommarktdesigns

Tel: +49 241 80-96715

E-Mail: fg@iaew.rwth-aachen.de