

Simulation eines europäischen Nodal Pricings

- Hintergrund und Motivation
- Methodik
- Exemplarische Untersuchungen
- Zusammenfassung
- Ausblick

Dipl.-Wirt.-Ing. Sören Patzack
Dipl.-Wirt.-Ing. Christopher Breuer
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Graz, 13. Februar 2014

Hintergrund und Motivation

- Vermehrte Zunahme von Erneuerbaren Energien im europäischen Energiesystem
- Installation von EE findet häufig an lastfernen Standorten statt
- ➔ Erhöhte Anforderungen an den Stromtransport im Übertragungsnetz
- Aufgrund langsamen Netzausbaus treten verstärkt Engpässe auf
- ➔ Engpässe müssen durch Engpassmanagement bewirtschaftet werden
- Bandbreite möglicher Marktgebietszuschnitte

➔ Mögliche Anwen

- ◆ Knotenpreis s
- ◆ $\lambda_P = \text{Erzeugung}$
- ◆ Engpasskosten



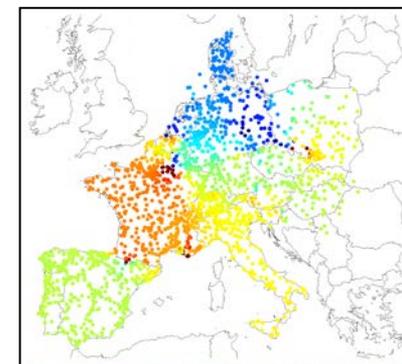
Uniform Pricing

ings

er Ene
assko



Zonal Pricing

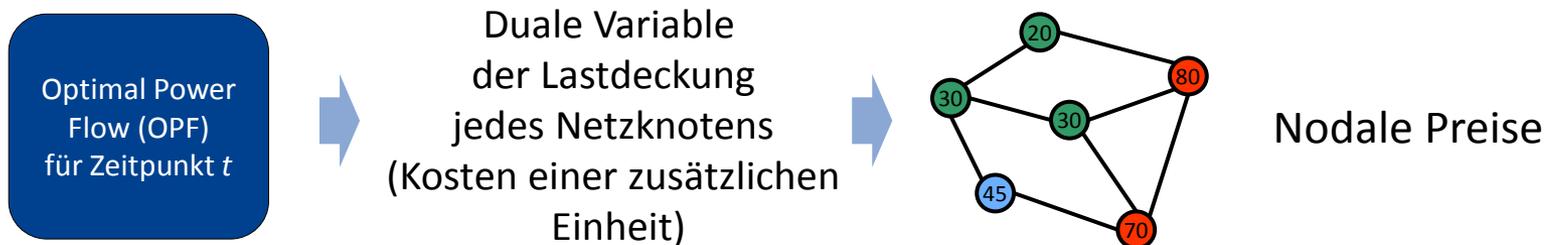


Nodal Pricing

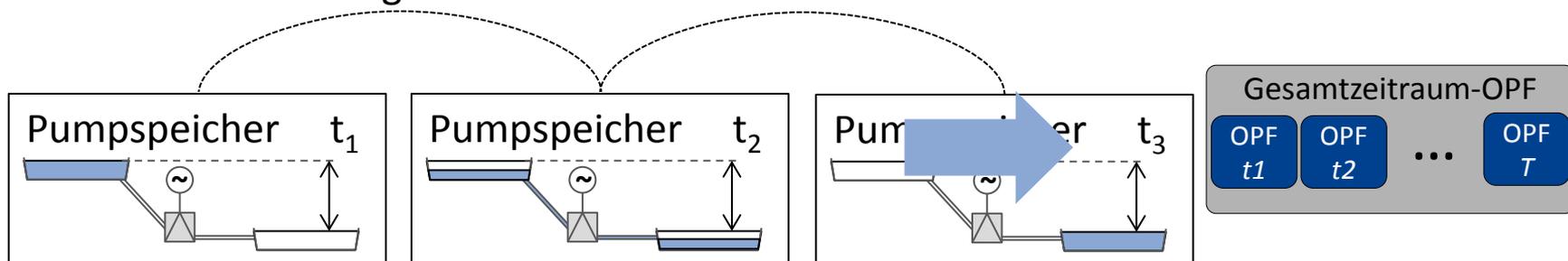
➔ Simulation von Knotenpreisen im europäischen Übertragungsnetz

Berechnung nodaler Preise – Modellierung

- Bestimmung von stündlichen Knotenpreisen mittels Optimal Power Flow (OPF)
 - ◆ Optimierungsvariable ist die Wirk- und Blindleistung der Generatoren, Einsatz HGÜ
 - ◆ Nebenbedingungen für Topologie (inkl. n-1), Lasten sowie minimale und maximale Leistung der Generatoren



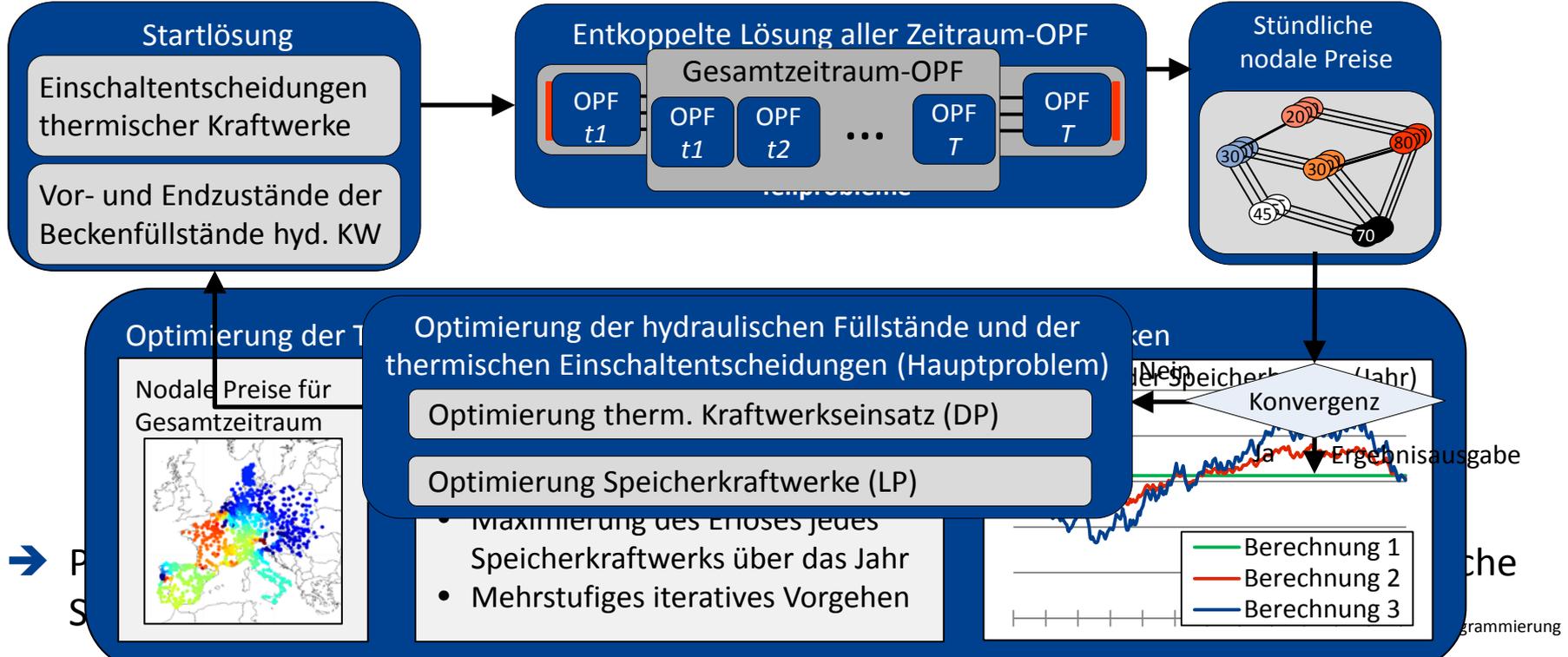
- Berücksichtigung zeitlichen Kopplung der hydraulischen Speicher und Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke erforderlich



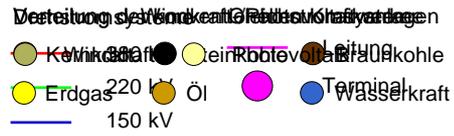
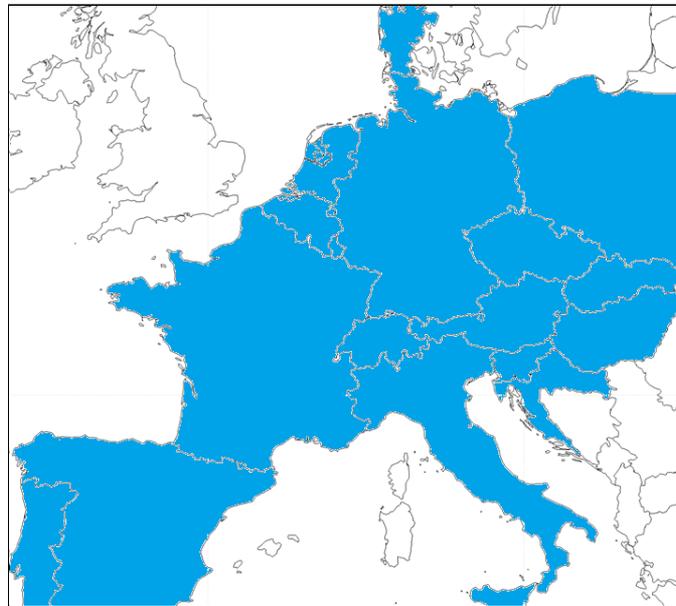
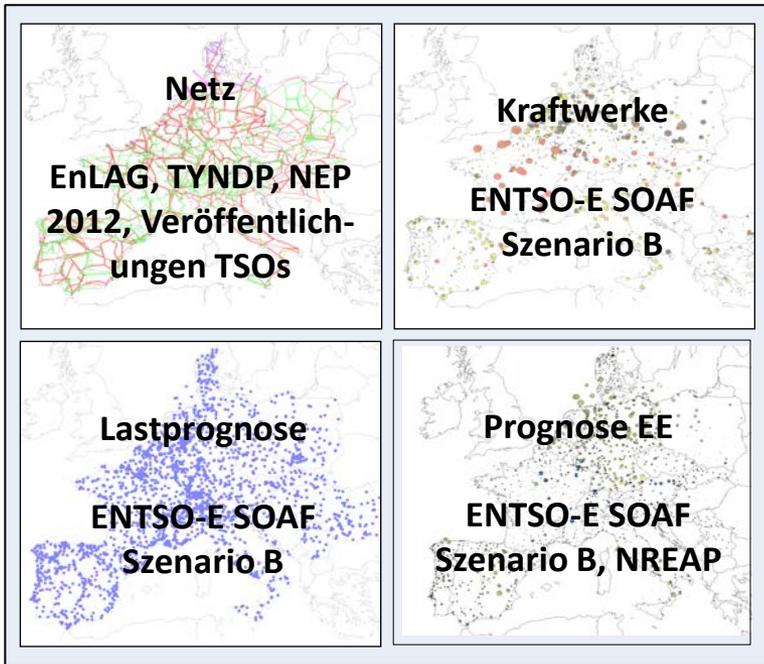
- ➔ Exponentieller Anstieg der Rechenzeit und Ganzzahligkeitsentscheidungen erfordern für Betrachtung längerer Zeiträume (bspw. Jahr) eine Problemzerlegung

Berechnung nodaler Preise – Problemzerlegung

- Komplexe Optimierungsaufgabe erfordert Zerlegung des Problems
 - ◆ Zerlegung im Zeitbereich (Teilprobleme) durch Beckenvor- und Endzustände für neue Stützstellen (—) der Speicher sowie vorgegebene Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke
 - ◆ Hauptproblem optimiert Einschaltentscheidungen und Beckenfüllstände für Stützstellen

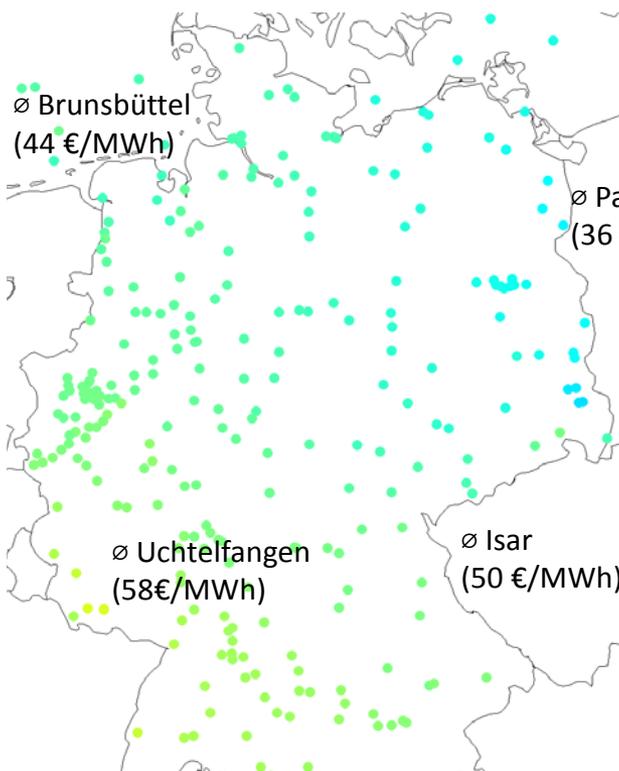


Szenario und Untersuchungsrahmen

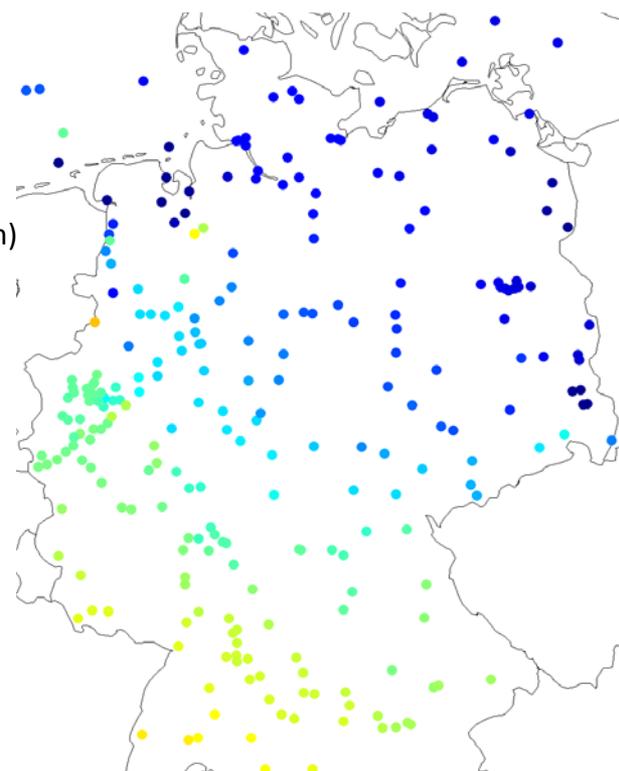


- Simulation der stündlichen nodalen Preise für alle Szenarien
- Vorstellung exemplarischer Untersuchungen für
 - ◆ Auswirkungen verschiedener Netznutzungsfälle, Deutschland
 - ◆ Basisszenario (2016), Europa

Knotenpreise – Deutschland, 2016



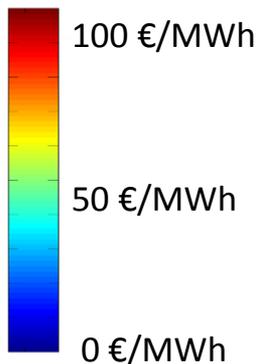
2016 – Durchschnitt



2016 – Starkwind / Starklast

Legende

Knotenpreise



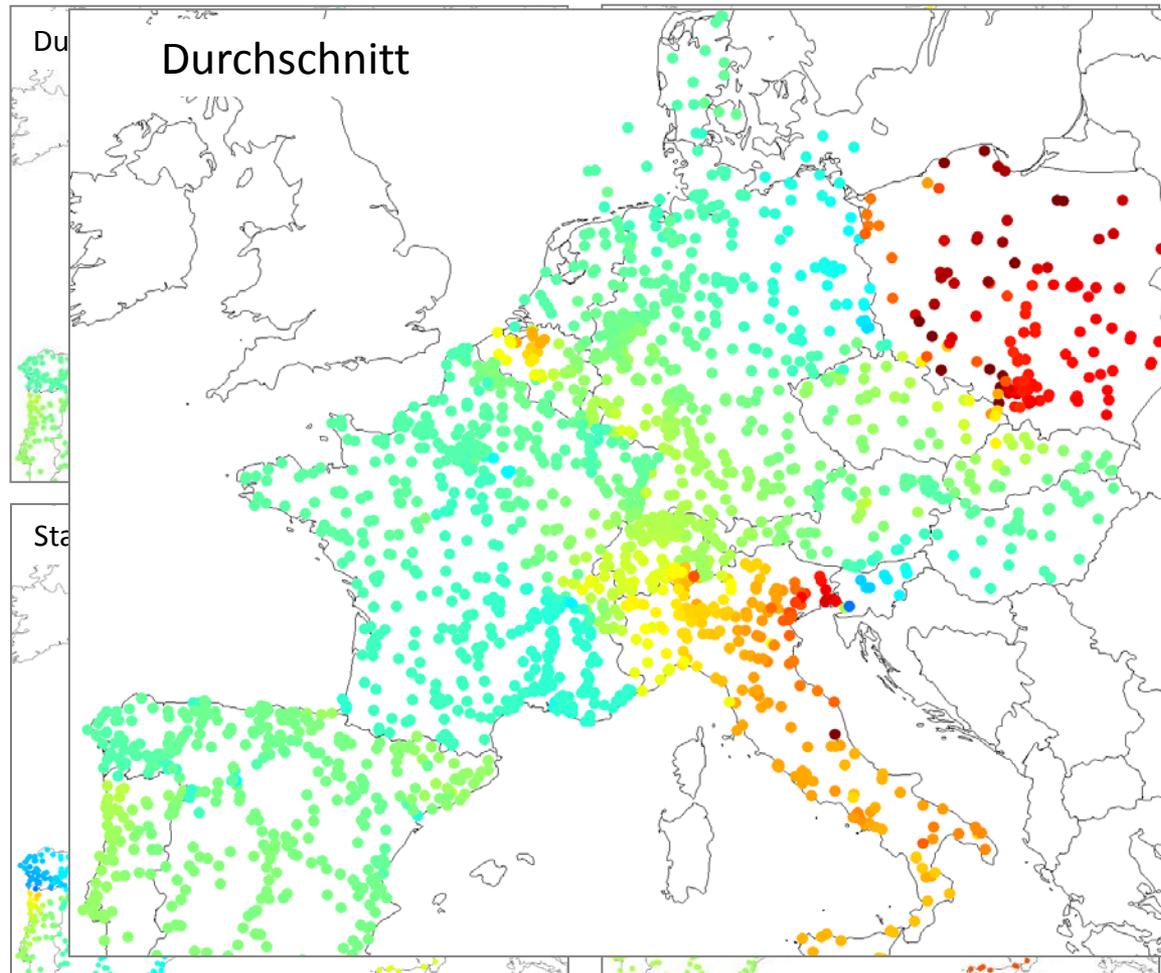
Bemerkungen

- Simulation berücksichtigt optimierten Einsatz von PST / HGÜ
- Einbezug des (n-1)-Kriteriums
- Berücksichtigung der Restriktionen von Kraftwerken (bspw. zeitlich, min. Output)

PST: Phasenschiebertransformator
 HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

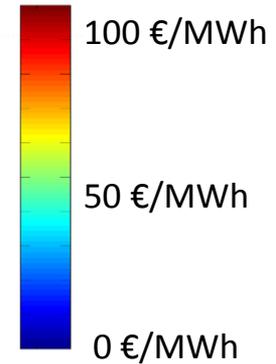
➔ Signifikantes Nord-/Süd-Preisgefälle (aufgrund von Netzengpässen)

Knotenpreise – Basisszenario (2016)



Legende

Knotenpreise



Bemerkungen

- Simulation berücksichtigt optimierten Einsatz von PST / HGÜ
- Einbezug des (n-1)-Kriteriums
- Berücksichtigung der Restriktionen von Kraftwerken (bspw. zeitlich, min. Output)

PST: Phasenschiebertransformator
HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

→ Europäische Knotenpreise stark von Netzengpässen abhängig

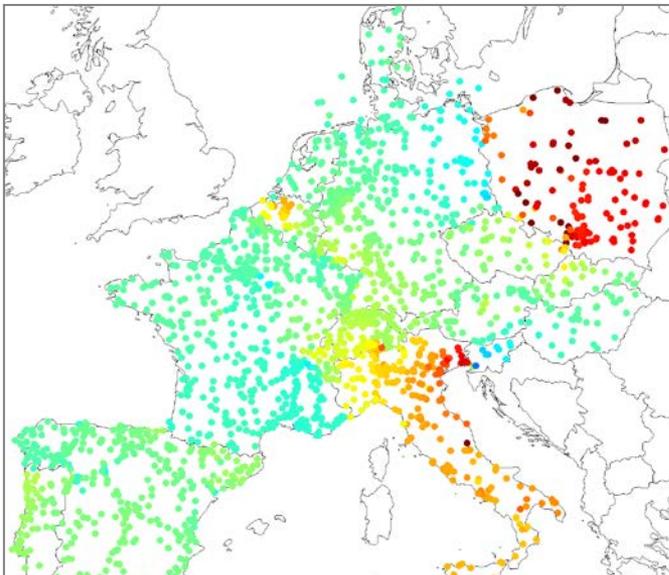
Zusammenfassung

- Aufgrund verlangsamtem Netzausbau und starkem Wandel des Erzeugungssystems treten verstärkt Engpässe im europäischen Übertragungsnetz auf
 - ➔ Knotenpreise (nodale Preise) können diese Engpässe vollständig präventiv bewirtschaften (im Gegensatz zum aktuellen Marktgebiets-Redispatch-Vorgehen)
- Entwickeltes Verfahren zur Berechnung nodaler Preise
 - ◆ Berechnung der Knotenpreise auf Basis eines stündlichen *Optimal Power Flow*
 - ◆ Ausweitung von Zeitpunkts- zu Zeitraumbetrachtung ermöglicht Modellierung von inter-temporalen Randbedingungen des Kraftwerkseinsatz (Speicherbecken, Kraftwerkseinsatz)
- ➔ Lösung des Optimierungsproblems mittels eines mehrstufigen Zerlegungsansatzes
- Ergebnisse
 - ◆ Teilweise deutliche Preisunterschiede zwischen einzelnen Regionen
 - ◆ Historisch gewachsene Engpässe an Ländergrenzen
- Ausblick
 - ◆ Mögliche Ableitung optimierter Marktgebietszuschnitte (Forschungsarbeit am IAEW)

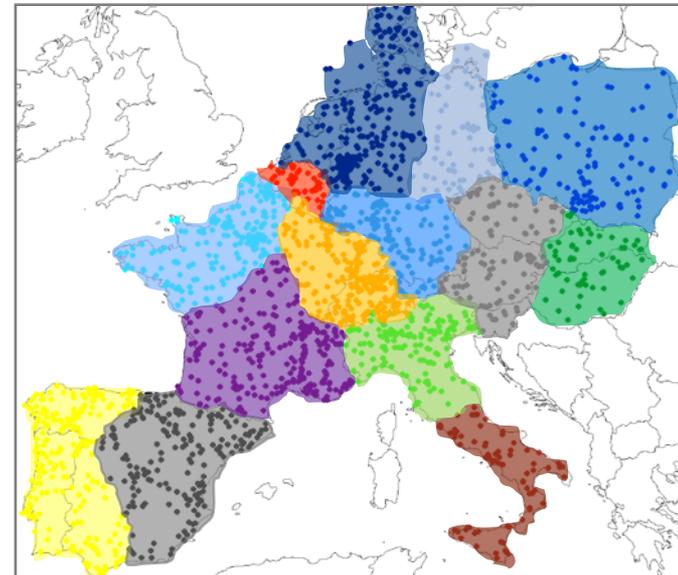
Ausblick – Ableitung von optimalen Marktgebietszuschnitten

- Knotenpreise zeigen Engpässe im Übertragungsnetz auf und stellen (theoretisch) erzeugungskostenoptimalen Zustand dar
- ➔ Nutzung zur Ableitung von optimalen Marktgebietszuschnitten
- Clustering von nodalen Preisen zu Marktgebieten (MG) mittels genetischem Algorithmus

Mittlere nodale Preise



Optimaler Zuschnitt (14 MG)



- ➔ Bewertung der Zuschnitte und Vergleich mit dem aktuellen Marktgebietszuschnitt mittels mehrstufigem, praxiserprobten Ansatz

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!

Dipl.-Wirt.-Ing. Christopher Breuer
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
(IAEW), RWTH Aachen
Tel: +49 (0)241 80-94279
E-Mail: cb@iaew.rwth-aachen.de
<http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Dipl.-Wirt.-Ing. Sören Patzack
Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und
Stromwirtschaft e.V. (FGH)
Tel: +49 (0)241 997857-15
E-Mail: soeren.patzack@fgh-ma.de
<http://www.fgh-ma.de>

Institutsleiter des IAEW

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

