

# Sektorübergreifende Bewertung von Dekarbonisierungsmaßnahmen und deren Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz

**Referent:**

Felix Böing

**Betreuer:**

Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

**Mentor:**

Dr.-Ing. Hans Roth (SWM)

**Promotionsführende Einrichtung:**

Elektro- und Informationstechnik der TU München

10.04.2019

## Forschungsfragen

- Wie wirken die Elemente des zukünftigen Energiesystems zusammen und welche Systemrückwirkungen sind durch einzelne dekarbonisierende Maßnahmen zu erwarten?
- Wie wirken sich verschiedene Dekarbonisierungsstrategien auf die Auslastung des Übertragungsnetzes aus?
- Inwieweit sind der Netzausbaubedarf und die regionale Verteilung der Winderzeugung gekoppelt?
- Welche Modellierungsansätze und Datengrundlagen sind zur Beurteilung dieser Fragestellungen geeignet?



# ISAaR: „Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz und –ausbauplanung mit Regionalisierung“



## Methodik

## Konfiguration

## Analyse

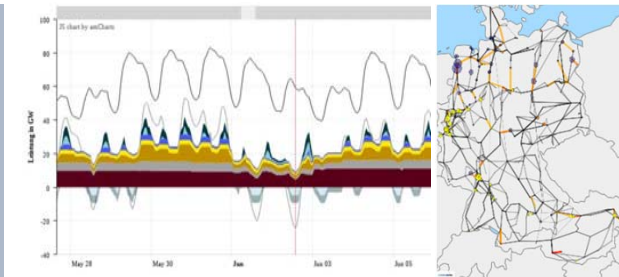
- Kraftwerksdaten  
*blockscharf in Europa*
- EE-Bestand und Potenziale  
*NUTS3-/landkreisscharfe Auflösung*
- Übertragungsnetzdaten  
*380kV-/220kV-Netzmodelle der deutschen ÜNB und OpenStreetMap-Daten für die europäischen Nachbarländer*
- Speicher  
*z.B. PSW oder Großbatteriespeicher*
- Fernwärmenetze  
*36 Fernwärmenetze der öffentlichen Versorgung und deren Zusammensetzung*
- Flexibilitätsoptionen  
*z.B. gesteuertes Laden von Elektroautos*
- Verbrauchsdaten  
*Bottom-Up Modellierung der Endenergieverbrauchssektoren*
- und viele weitere...

### Modellierungsansätze:

- Marktsimulation  
*NTC-Verfahren*
- Netzsimulation/Nodal pricing  
*linearisierter Lastfluss (PTDF-Ansatz)*
- Engpassmanagement  
*Bestimmung von Redispatch & Abregelung EE*

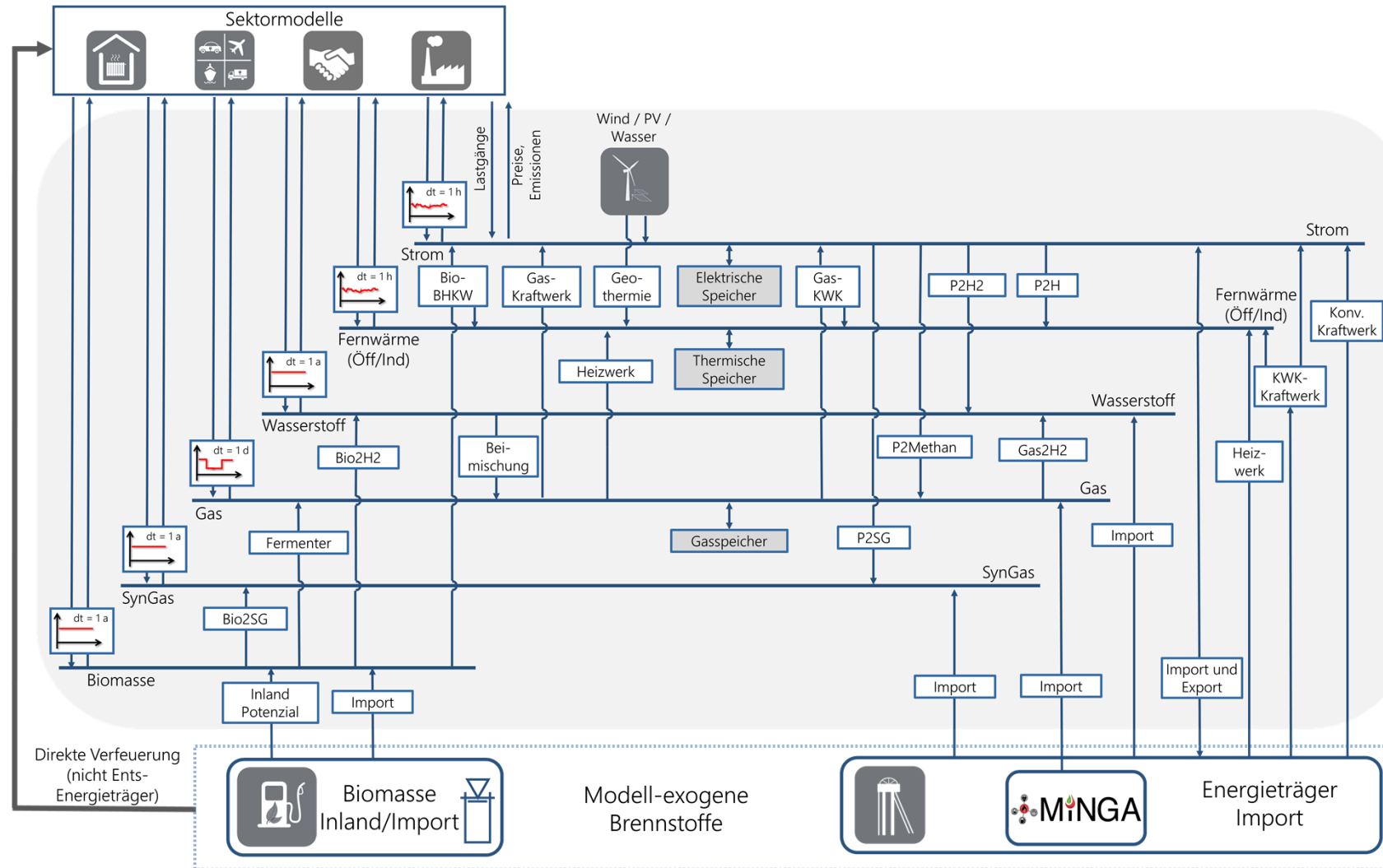
### Systemgrenzen:

- Europa bis Deutschland
- Reine Netzsimulation bis umfassende, Multi-Energieträger Modellierung  
*Modellierte Energieträger: Elektrizität, Fernwärme, (Erd-)gas, Wasserstoff, Synthetische Brennstoffe, Biomasse*



- Anlageneinsatz und -ausbau  
*Volllaststunden konventioneller und erneuerbarer Anlagen, Wirtschaftlichkeit von Bestands- und Zubauanlagen...*
- Netzauslastung und Leistungsbilanz  
*Im- und Exporte, Engpassmanagement, Netzausbau...*
- Emissionen
- Strompreise
- und viele weitere...

# Kopplung zwischen Energieträgern und Endenergiesektoren



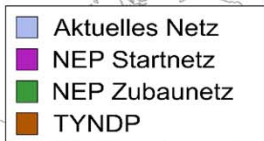
# Übertragungsnetzdaten

Methodik

Sektorenkopplung

Übertragungsnetz

Ergebnisse



## Quellen

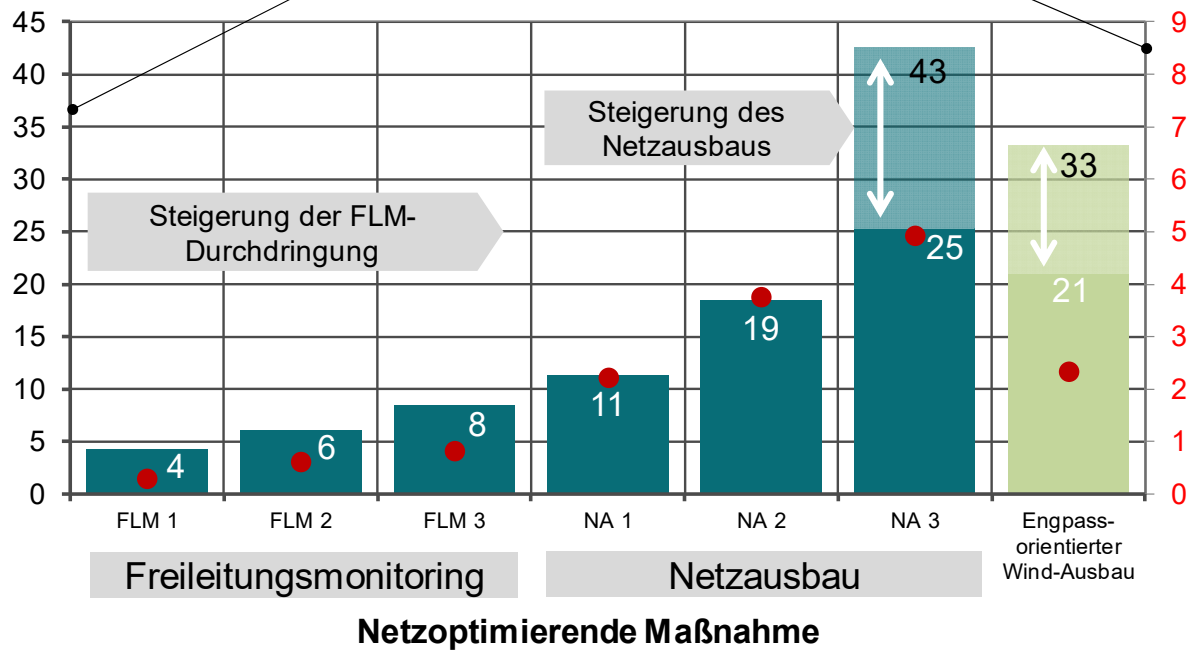
- Statische Netzmodelle der deutschen ÜNBs
- OpenData: OSM-basierende Tools zur Aufbereitung von Netzdaten: osmTGmod, Scigrid, Gridkit
- NEP & TYNDP

# Ergebnisse: Netzoptimierende Maßnahmen



Spezifische annuitätische Kosten zur Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen in Mio. € pro TWh

Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen in TWh



- Je höher der Grad der Engpassfreiheit des Übertragungsnetzes, desto höher sind die spezifischen Kosten zur Reduktion von Netzengpässen
- Aus Kostensicht ist der engpass-orientierte Ausbau von Windenergie teurer als ein ertragsorientierter mit entsprechendem Netzausbau



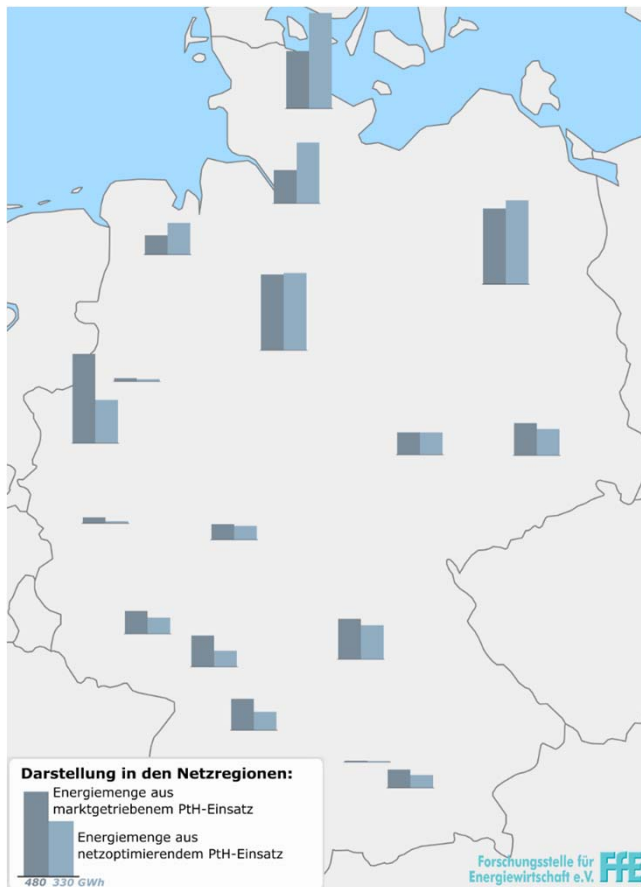
# Ergebnisse: Sektorkopplung und Übertragungsnetz am Beispiel „Power2Heat“

Methodik

Sektorenkopplung

Übertragungsnetz

Ergebnisse



## Markt

- Das bestehende Marktdesign (Kupferplatten-Preise) fördert eine Integration Erneuerbarer Energien durch Power2Heat Technologien
- Zwischen 8 bis 16 GW Power2Heat in Fernwärmenetzen sind langfristig kostenoptimal

## Netz

- An einigen Zeitpunkten im Jahr weicht ein netzdienliches Verhalten vom Einsatz nach Kupferplatten-Preisen ab
- Szenarioanalysen zeigen, dass die Anzahl dieser Zeitpunkte ansteigt mit ...
  1. einem verzögerten Netzausbau
  2. einem hohen, ertragsorientierten Wind-Ausbau (hingegen wirken hohe PV-Anteile weniger netzbelastend)
  3. hohen installierten PtH-Leistungen (>15 GW)

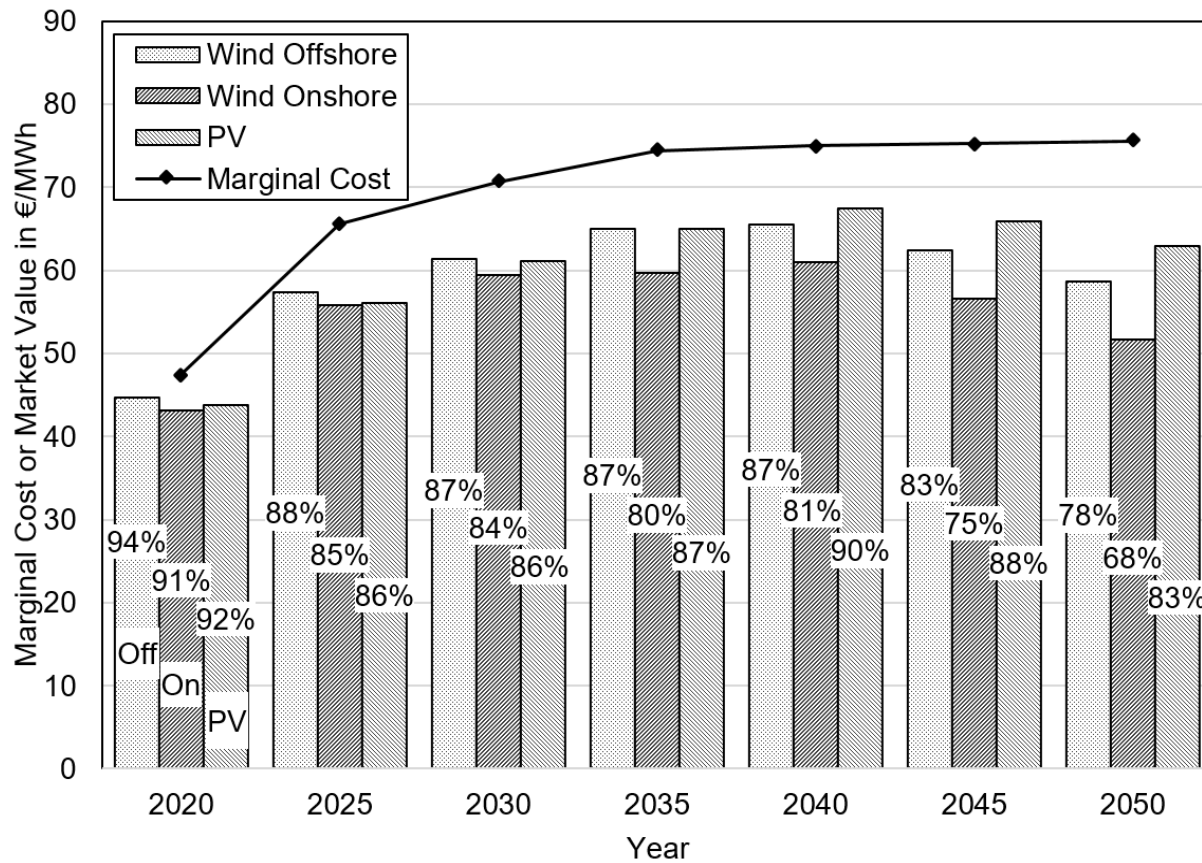
# Ergebnisse: Kohleausstieg in Kombination mit Elektrifizierung



- Elektrifizierung nur bei Dekarbonisierung des Erzeugungsparks (→ Kohleausstieg)
- Zunehmender Flexibilitätsbedarf bei Lasterhöhung durch Elektrifizierung (in 2030 bis zu 27 GW an gesicherter Leistung/flexibler Erzeugung)
- Netzauslegung in Zukunft: Weg von der Spitzenlast, hin zum EE-Erzeugungsmaximum
- Standort von Spitzenlastkraftwerken aufgrund ihrer Betriebscharakteristik unerheblich für die Übertragungsnetzbelastung, außer sie werden für den Redispatch benötigt
- Geeignete Anreizmechanismen für den (regional koordinierten) Bau von Spitzenlastkraftwerken



# Marginale Kosten und Marktwerte



Vielen Dank für Ihre  
Aufmerksamkeit!

Felix Böing  
fboeing@ffe.de



# Publikationen



- [1] F. Böing and A. Regett, „Hourly CO<sub>2</sub> emission factors and marginal costs of energy carriers in future multi-energy systems,” *Energies - special issue: Model Coupling and Energy Systems*, 2019 (submitted)
- [2] F. Böing, A. Murmann, C. Pellingner, A. Bruckmeier, T. Kern, and T. Mongin, “Assessment of grid optimisation measures for the German transmission grid using open source grid data,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 977, p. 12002, Feb. 2018. doi:
- [3] F. Böing, A. Bruckmeier, T. Kern, A. Murmann, and C. Pellingner, “Relieving the German Transmission Grid with Regulated Wind Power Development,” in *15th IAAE European Conference*, Vienna, Austria, 2017.
- [4] F. Böing, A. Guminski, A. Murmann, C. Pellingner, M.Kubatz, “Electrification and coal phase-out in Germany: A scenario analysis,” in *15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lodz, 2018, pp. 1-6.