

Kombinierte Optimierung, Simulation und Netzanalyse des elektrischen Energiesystems im europäischen Kontext (KOSiNeK)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

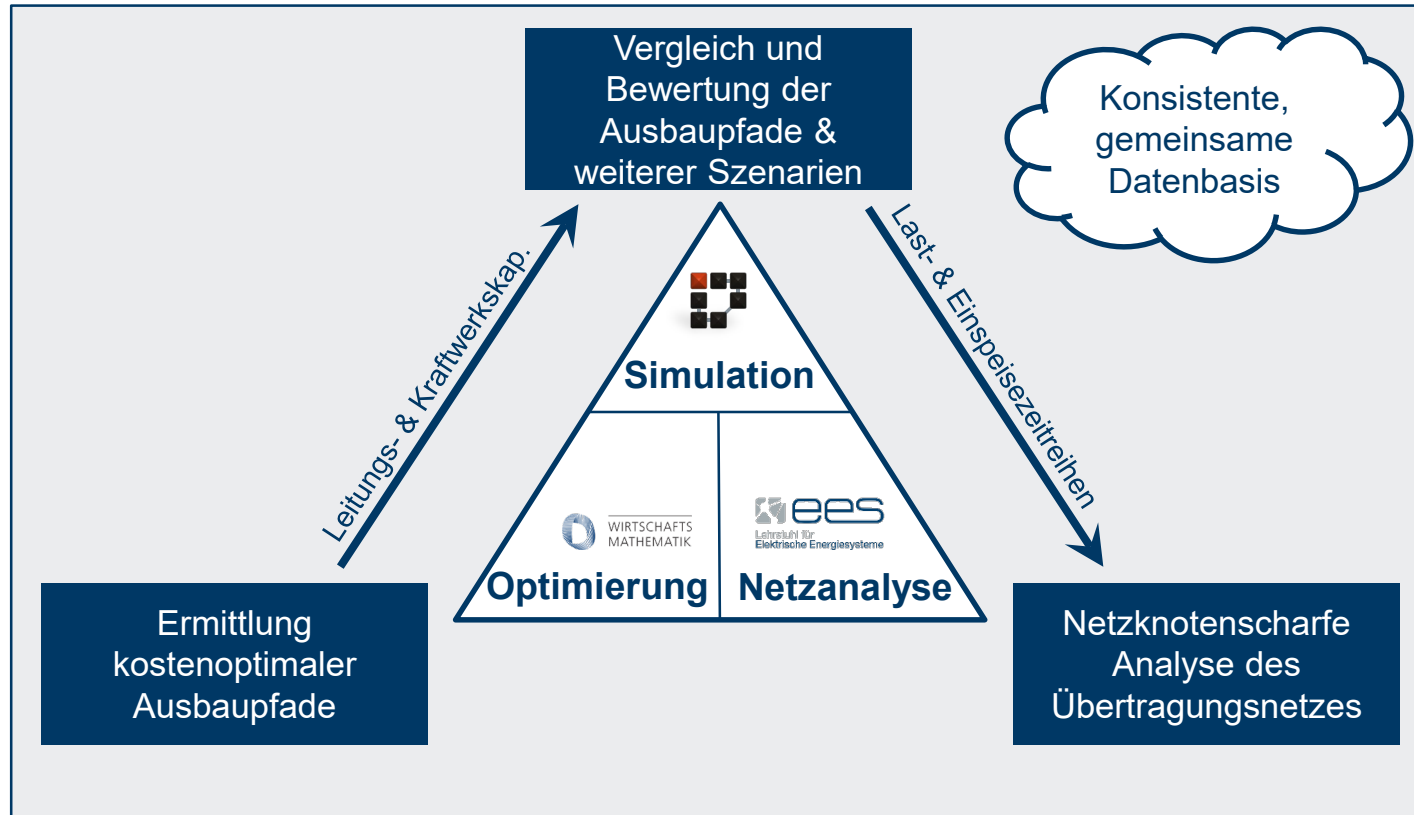
4. Beiratssitzung | Projektabschluss | 02.02.2021 | Nürnberg

Tätigkeitsbericht Lehrstuhl Informatik 7

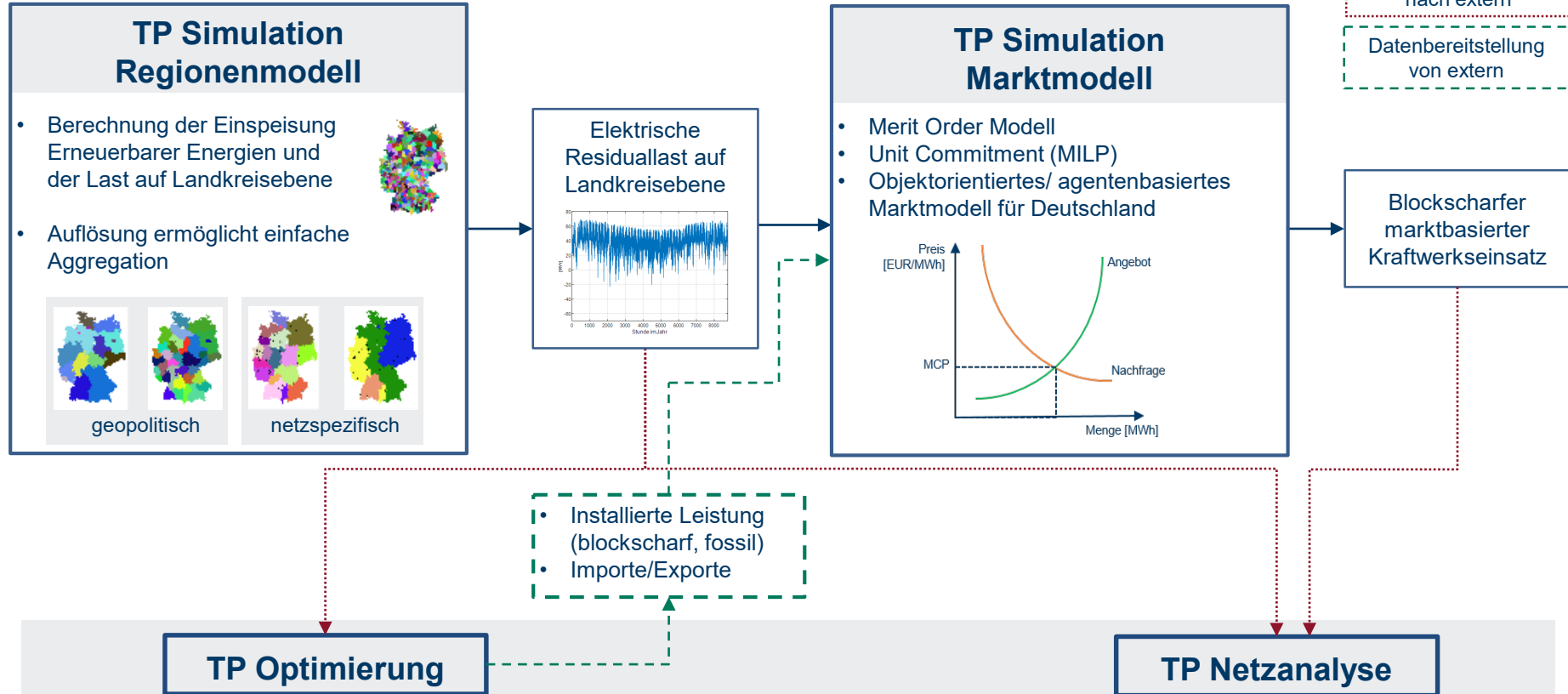
David Steber, Daniel Scharrer, Marco Pruckner, Reinhard German



Interdisziplinäres Forschungsprojekt KOSiNeK – Projektziele und -inhalte



Hauptkomponenten und Integration des TP Simulation in KOSiNeK



Das Regionenmodell – Auf dem Weg zur Abbildung zellularer Strukturen

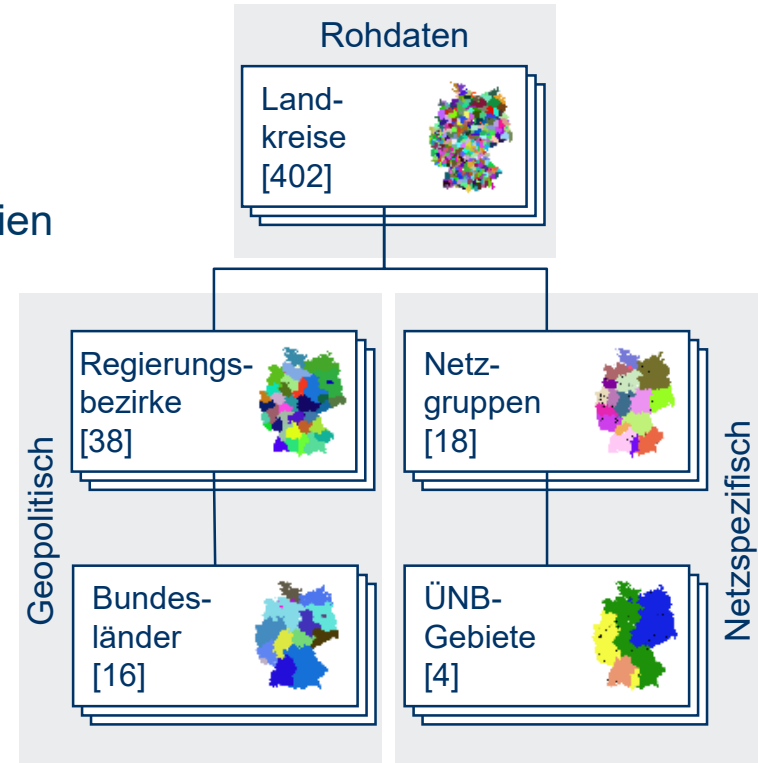
1. Datenanalyse auf Landkreisebene

- Standardlastprofile (BDEW und VDI 4655)
- Zensusdaten und Beschäftigtenzahlen der BA
- Wetterdaten (DWD)
- Installierte Leistungen der Erneuerbaren Energien

2. Individuelle Auswertungen für verschiedene Stakeholder möglich (z.B. Landesregierungen, Netzbetreiber)

3. Validierung anhand öffentlicher Daten

- Energiebilanzen Bundesländer
- EE-Einspeisung Regelzonen

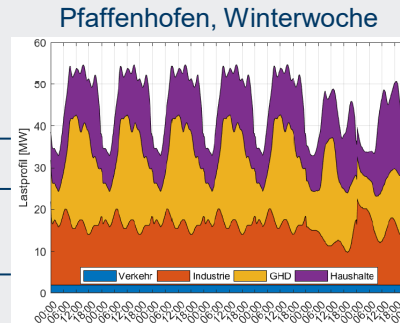


Quelle: Steber, Hümmel, Gürtner, German, Pruckner: *Ein Regionenmodell zur Herleitung der lokalen elektrischen Residuallast und thermischen Last in Deutschland*, 15. Symposium Energielnnovation, Graz 2017.

Vom Regionenmodell zur Residuallast

Σ Nachfrage im LK

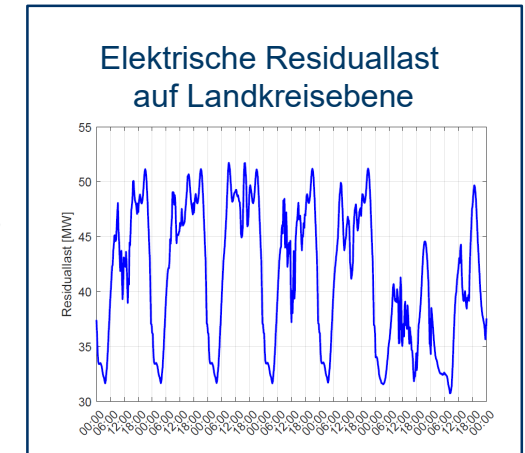
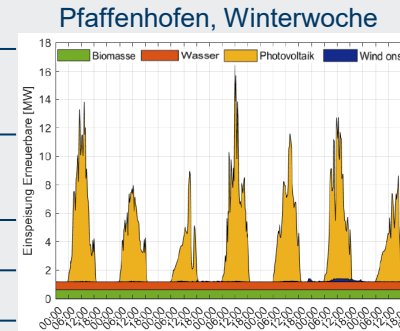
Haushalte	Skalierung SLP H0 mit Wetter- & Zensusdaten
Verkehr	Skalierung über Bevölkerung
GHD	Skalierung SLP G0-6, L0-2 mit Beschäftigtenzahlen
Industrie	Differenzbildung



Residuallast auf Landkreisebene

Σ EE Einspeisung im LK

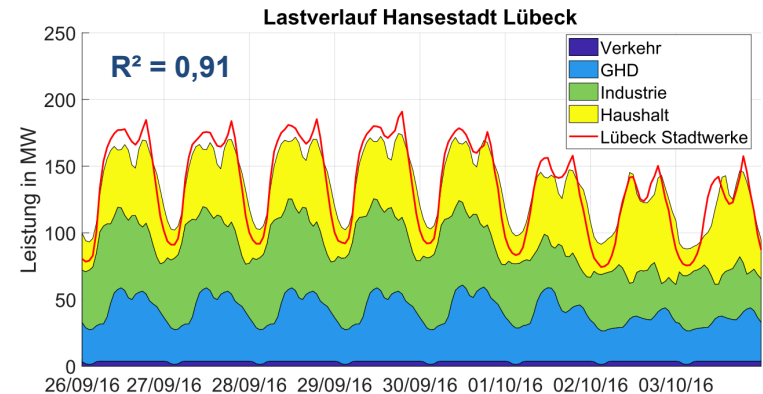
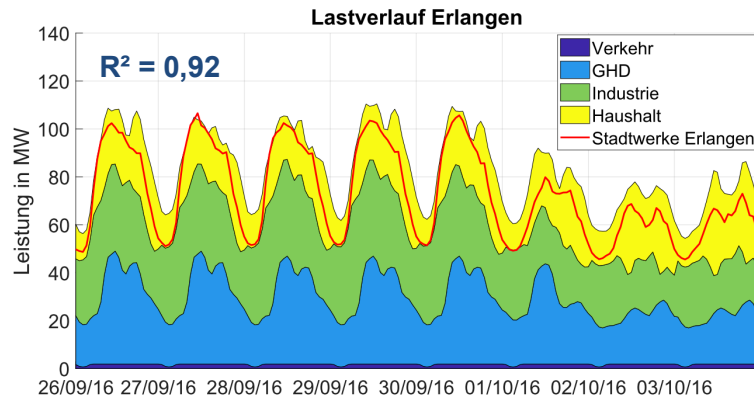
PV	Installierte Leistung; Wetterdaten
Wind Onshore	Leistungskurven; Installierte Leistung; Wetterdaten
Wind Offshore	Leistungskurven; Installierte Leistung; Windgeschw. (FINO)
Wasser	Installierte Leistung; Jahreskurve
Biomasse	Skalierung über Volllaststunden
Geothermie	Abh. von Tagesmitteltemperatur



Bottom-Up Herleitung der lokalen elektrischen Last

▪ Berechnung der zeitlich aufgelösten elektrischen Last jedes Endenergiesektors

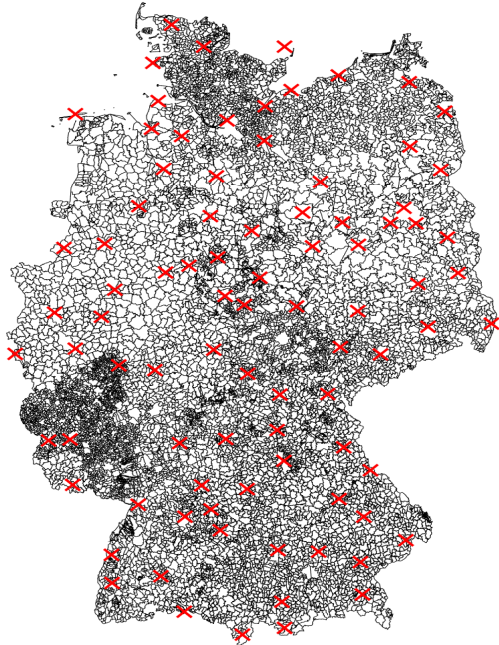
- Haushalte: SLP nach VDI 4655, Zensusdaten, DWD TRY + Wetterdaten
- GHD: SLP nach BDEW, Beschäftigtenzahlen der BA
- Verkehr: Gesamtverbrauch konstant über Bevölkerungszahl skaliert
- Industrie: Differenzbildung mit ENTSO-E Lastgang, Skalierung über spezifische Verbräuche (DESTATIS) und Beschäftigtenzahlen der BA



Bottom-Up Modellierung der Stromerzeugung aus PV und Wind je Landkreis

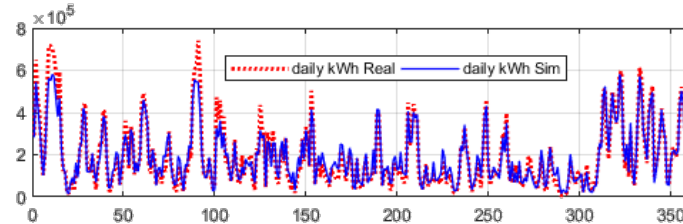
Wetterdaten

87 DWD Stationen
 Auflösung: 10 min



PV

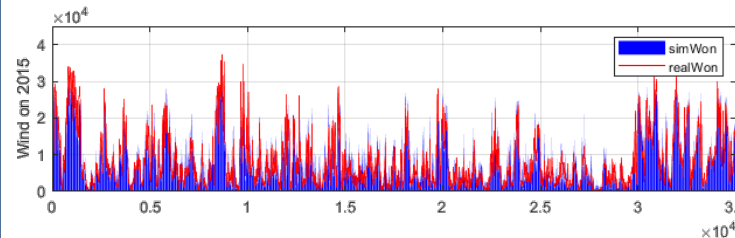
Input: Strahlungsdaten 10min, Daten zu PV Anlagentypen + Ausrichtung (FfE), Installierte Leistung



[TWh]	Soll	Ist	R_{adj}^2
2013	28,79	29,91	0,75
2014	33,00	32,33	0,81
2015	35,21	35,21	0,77

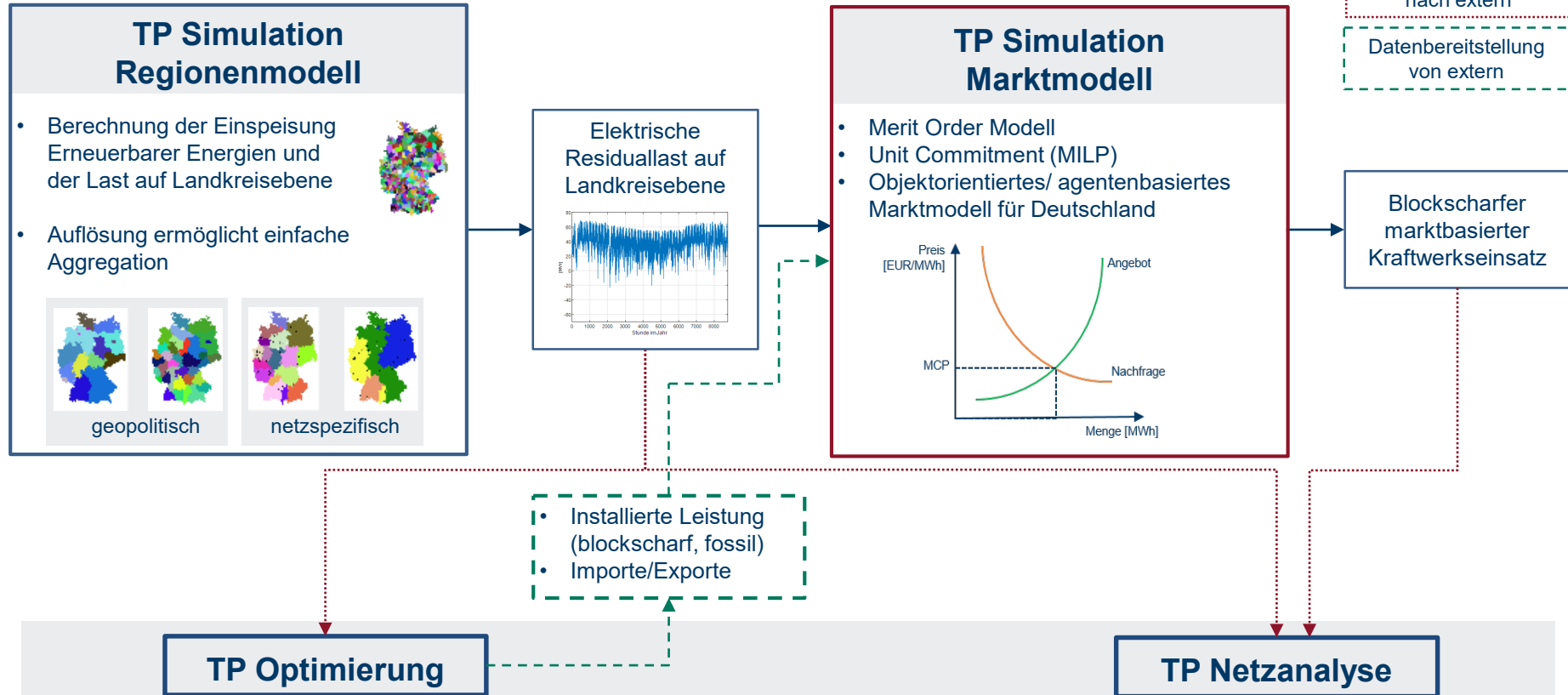
Wind onshore

Input: Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe 10min, mittlerer Nabenhöhe je Bundesland, Leistungskurve, Rauigkeit, Installierte Leistung



[TWh]	Soll	Ist	R_{adj}^2
2013	50,80	58,38	0,78
2014	55,91	59,78	0,80
2015	70,92	70,91	0,82

Hauptkomponenten und Integration des TP Simulation in KOSiNeK



Objektorientiertes Marktmodell – Kopplung von Simulation und Optimierung

▪ Unit Commitment Problem

- Ziel: Minimierung der Produktionskosten, Anfahrtskosten und Abschaltkosten
- Nebenbedingungen
 - Lastdeckungsgleichung
 - Leistungsgrenzen
 - Laständerungsgeschwindigkeiten
 - Mindeststillstandszeiten
 - Mindestbetriebsdauern
 - ...

Zielfunktion (vereinf.):

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{gu=1}^{GU} c_{gu,t} \cdot P_{gu,t}$$

Lastdeckungsgleichung:

$$\sum_{gu=1}^{GU} P_{gu,t} = P_t^{load} \quad \forall t \in T$$

Leistungsgrenzen:

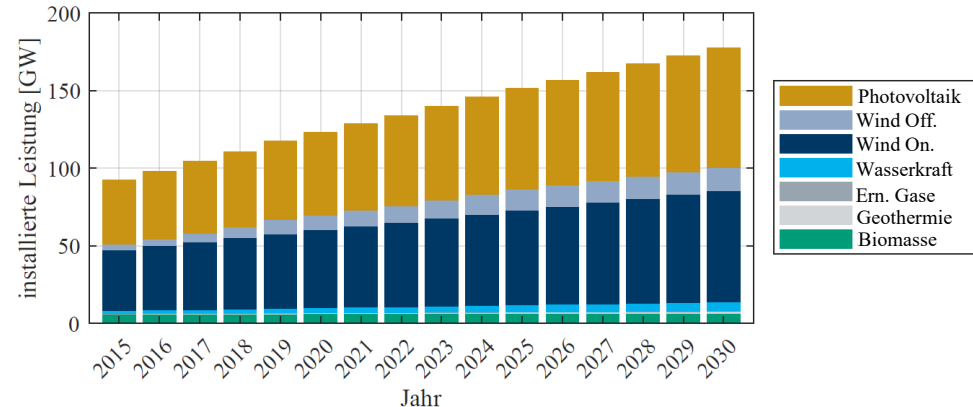
$$\underline{P}_{gu} \cdot v_{gu,t} \leq P_{gu,t} \leq \overline{P}_{gu} \cdot v_{gu,t} \quad \forall t \in T, gu \in GU$$

$c_{gu,t}$:	Kosten
P_t^{load} :	Last
$\underline{P}_{gu}, \overline{P}_{gu}$:	Min./Max. Leistung
$P_{gu,t}$:	Leistung
$v_{gu,t}$:	Schaltvariable

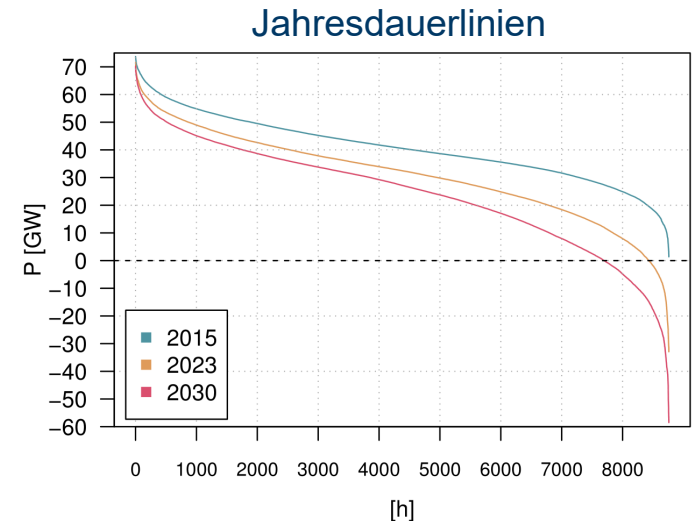
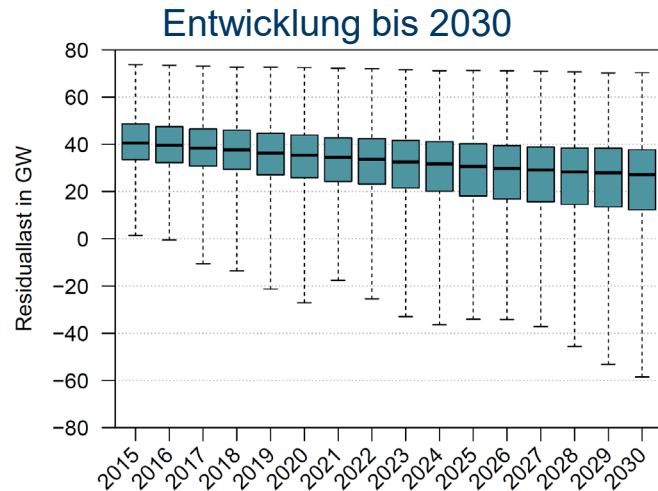
Szenarien

- **Gleiche Szenarien für alle Teilmodelle**
- **Szenarien basieren auf unterschiedlichen Datenquellen**
 - Ten Year Network Development Plan
 - Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans
 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global

[GW]	Referenz 2014	BASIS 2030	Szenario A/B 2030	Szenario C/D 2030
Photovoltaik	37.90	76.39	72.10	85.72
Wind offshore	0.99	16,61	15.71	17.87
Wind onshore	37.62	71.79	68.77	78.33
Geothermie	0.03	0.04	1.15	1.19
Wasserkraft	5.58	6.84	7.05	6.91
Biomasse	6.80	5.96	5.89	5.96
Gesamt	99.04	177.62	170.66	195.98



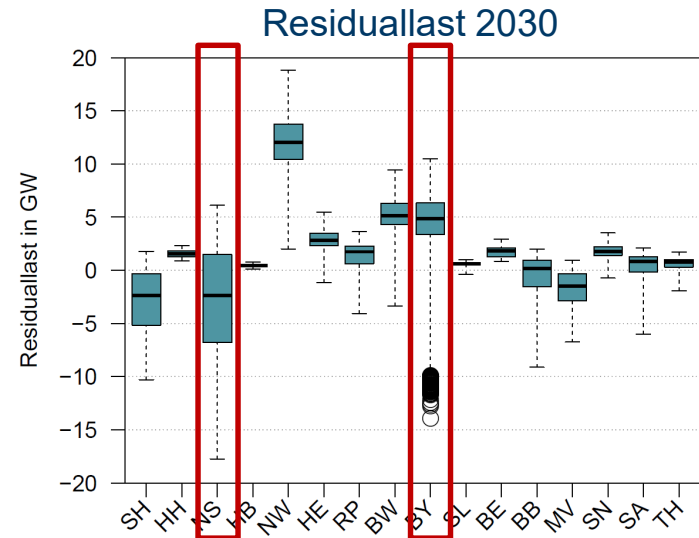
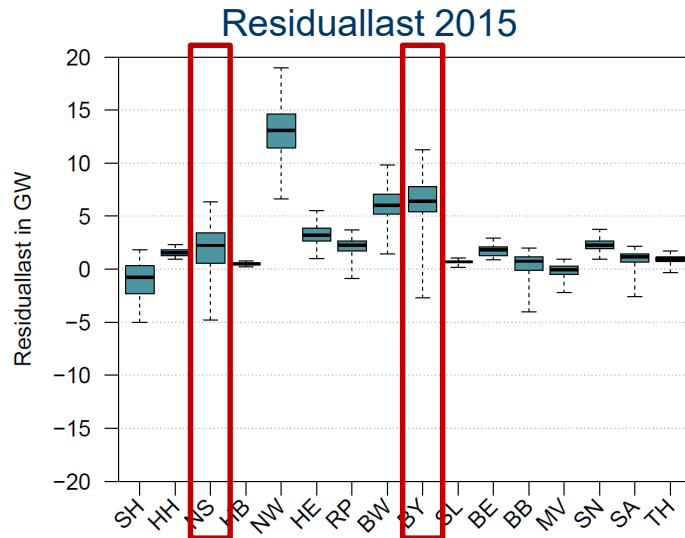
Ergebnisse Regionenmodell – Residuallast Deutschland



- Median der Residuallast nimmt von 40 GW im Jahr 2015 auf 24 GW im Jahr 2030 ab
- Jährliche Spitzenlast fällt nur marginal von 73 GW auf 70 GW
- Minimale Residuallast fällt deutlich auf bis zu -58,5 GW im Jahr 2030

- Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast steigt auf über 1000 h im Jahr 2030 an
- Zusätzliche Speicherkapazitäten oder Demand Side Management sinnvoll

Ergebnisse Regionenmodell – Residuallast Bundesländer

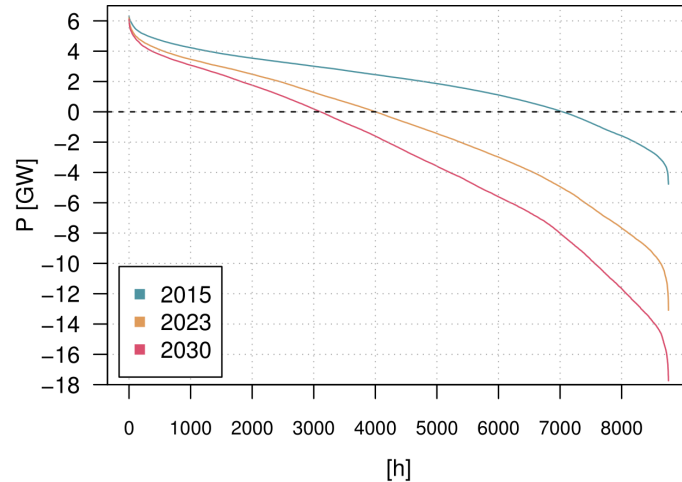


- Im Jahr 2015 traten nur vereinzelt negative Residuallastwerte auf
- Daten liegen grundsätzlich nahe beieinander

- Im Jahr 2030 ist der Median der Residuallast in norddeutschen Bundesländern negativ
- Hohe Fluktuationen in Bayern beobachtbar

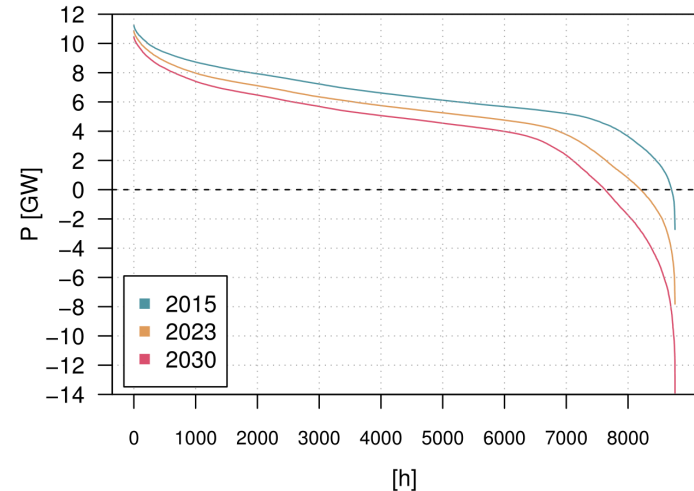
Ergebnisse Regionenmodell – Residuallast Bundesländer

Jahresdauerlinien Niedersachsen



- Stunden mit negativen Residuallastwerten nehmen deutlich zu
- 65 % der Zeit negative Residuallastwerte im Jahr 2030

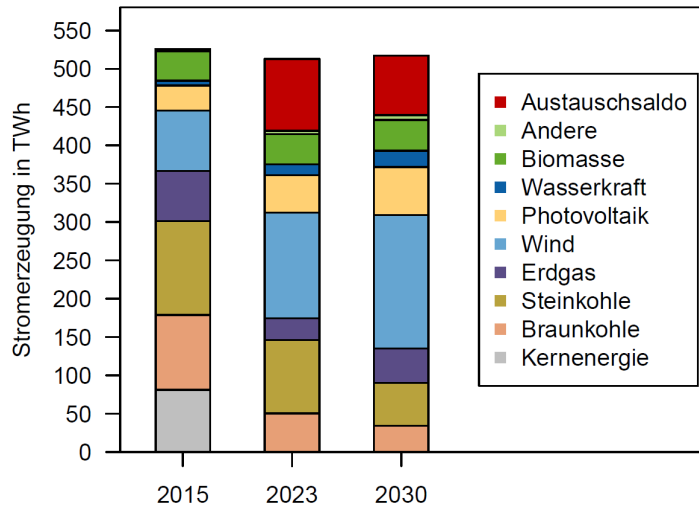
Jahresdauerlinien Bayern



- Spitzennachfrage bleibt in den Jahren 2015 bis 2030 nahezu identisch
- Negative Werte nehmen drastisch zu
- Ca. 1000 h mit negativen Residuallastwerten im Jahr 2030

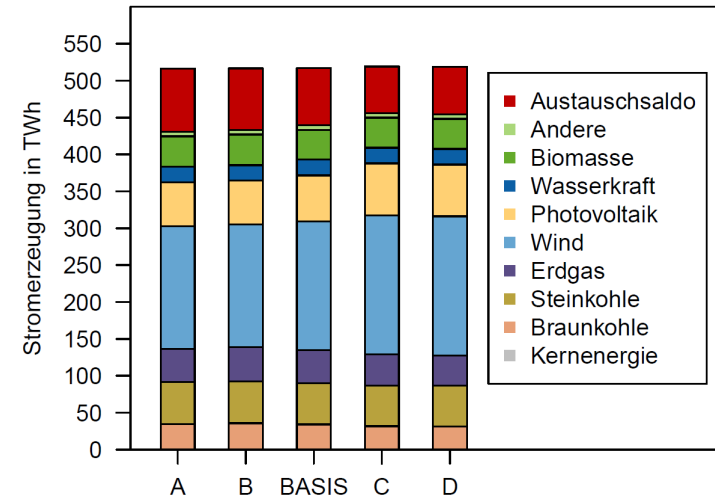
Ergebnisse Marktmodell - Stromerzeugungsbilanz

Stromerzeugung Deutschland



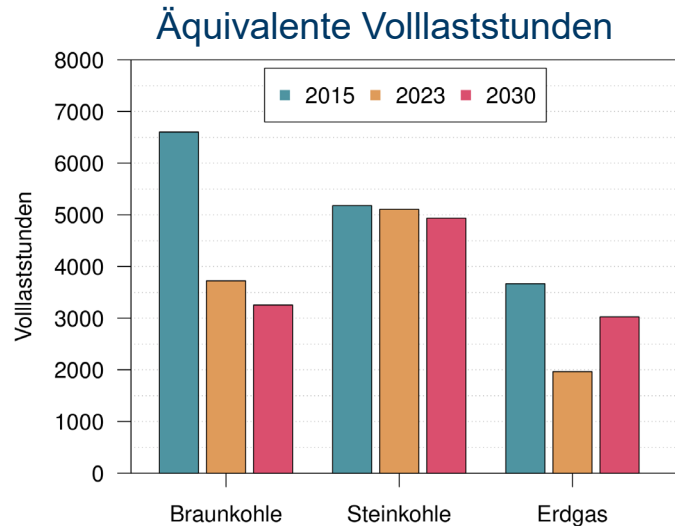
- Mehr Stromimporte als Exporte
- Erneuerbare Stromerzeugung nimmt deutlich zu

Stromerzeugung 2030

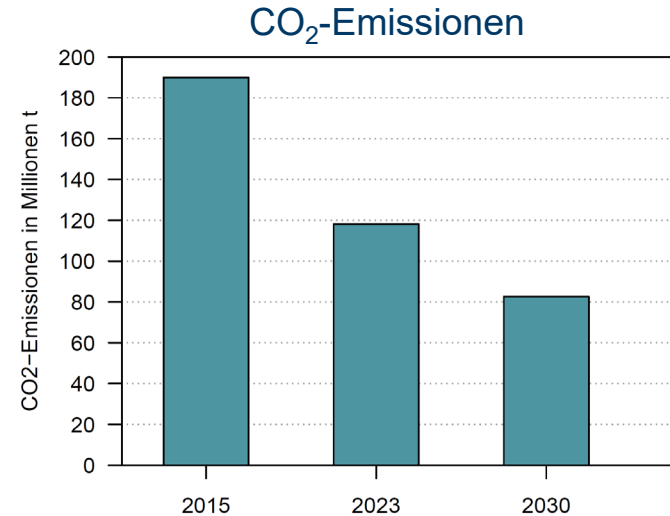


- Unterschiedliche Szenarien haben keine signifikanten Auswirkungen
- Höhere Stromerzeugung aus EE führt zu Abnahme der Stromimporte

Ergebnisse Marktmodell – Volllaststunden nach Kraftwerkstyp und CO₂-Emissionen für Deutschland



- Äquivalente Volllaststunden nehmen bei Braunkohlekraftwerken deutlich ab
- Äquivalente Volllaststunden erdgas-befuerter Anlagen variieren über die Jahre



- Deutliche Reduzierung strombedingter CO₂-Emissionen
- Ursache: Erneuerbare Energien und höhere Importe

Fazit

- **Entwicklung komplexer Simulationswerkzeuge für die regionale Abbildung der Residuallast sowie des Strommarkts im TP Simulation**
- **Starke Zunahme der Fluktuationen in der gesamtdeutschen Residuallast**
 - Bis zu 1000 h mit negativer Residuallast im Jahr 2030
 - Minimale Werte von ca. -60 GW
 - Regionale Auswertungen möglich
- **CO₂ Emissionen können um mehr als 50 % gesenkt werden**
- **Äquivalente Volllaststunden konventioneller Kraftwerke nehmen ab**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!