



Technische Hochschule  
Ingolstadt  
Institut für  
neue Energie-Systeme

# *Bioenergie-Kapazitäten im Engpassmanagement*

*Einfluss der Allokation von Biomethan-  
Stromerzeugungsanlagen nach dem  
EEG 2023 auf das Engpassmanagement*

Benedikt Hümmer

05.10.2023

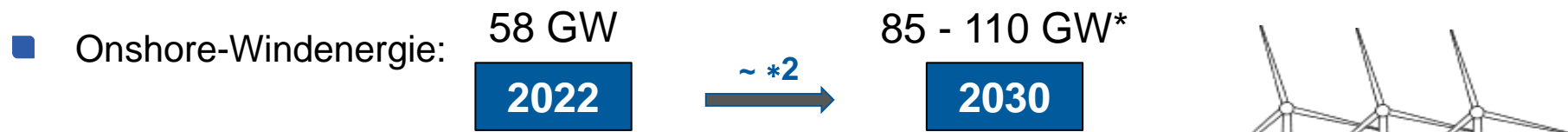
# Agenda

- Einführung
  - Transformation des Stromsektors
  - Grundlagen des Engpassmanagements
  
- Analyse des Einflusses der Allokation von Biomethan-Stromerzeugungsanlagen auf das Engpassmanagement
  - Methodik
    - Szenarien
    - Mehrstufige Strommarktmodellierung
  - Ergebnisdiskussion
  
- Fazit

# Transformation des Stromsektors

Hohe Änderungsdynamik durch EE-Zubau

- Klimaziele der Bundesregierung sehen Steigerung des EE-Anteils am Bruttostrombedarf von aktuell 46 % (2022) auf 80 % im Jahr 2030 vor
- Zubau von EE-Kapazitäten: Ausbauziele der Erneuerbaren Energien nach Koalitionsvertrag:



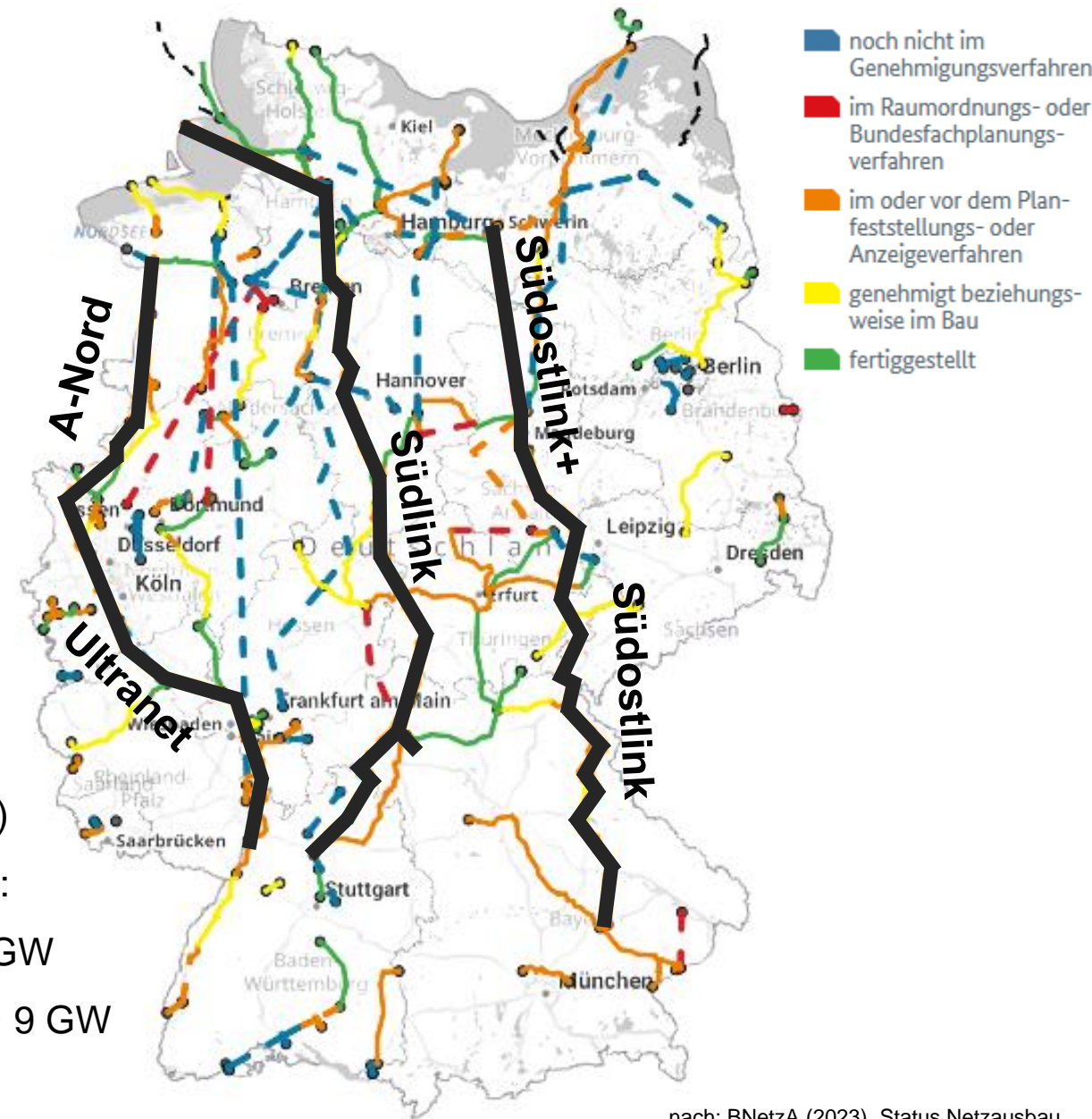
\* Schätzung Szenariorahmenentwurf des NEP 2037/2045 der ÜNB



# Transformation des Stromsektors

## Netzausbau, Ausstiegspfade Kohle und Kernkraft

- Schlepptender Netzausbau v.a. bei Nord-Süd-HGÜs:
  - Ultranet (2 GW, 2026) & A-Nord (2 GW, 2027)
  - Südlink (4 GW, 2028)
  - Südostlink (4 GW, 2027) & Südostlink+ (2 GW, 2030)
- Rückbau gesicherter Erzeugungskapazitäten:
  - Ausstieg aus Stromerzeugung basierend auf Kernenergie (April 2023: Abschaltung verbleibender AKWs mit ~ 4 GW)
  - Ausstiegspfad für Kohleverstromung bis 2038 nach KVBG:
    - Steinkohle (2022: 18 GW am Strommarkt): 2030 → 8 GW
    - Braunkohle (2022: 16,6 GW am Strommarkt): 2030 → 9 GW
    - Diskussion um schnelleren Ausstieg



nach: BNetzA (2023), Status Netzausbau

# Transformation des Stromsektors

## Neue Ansätze

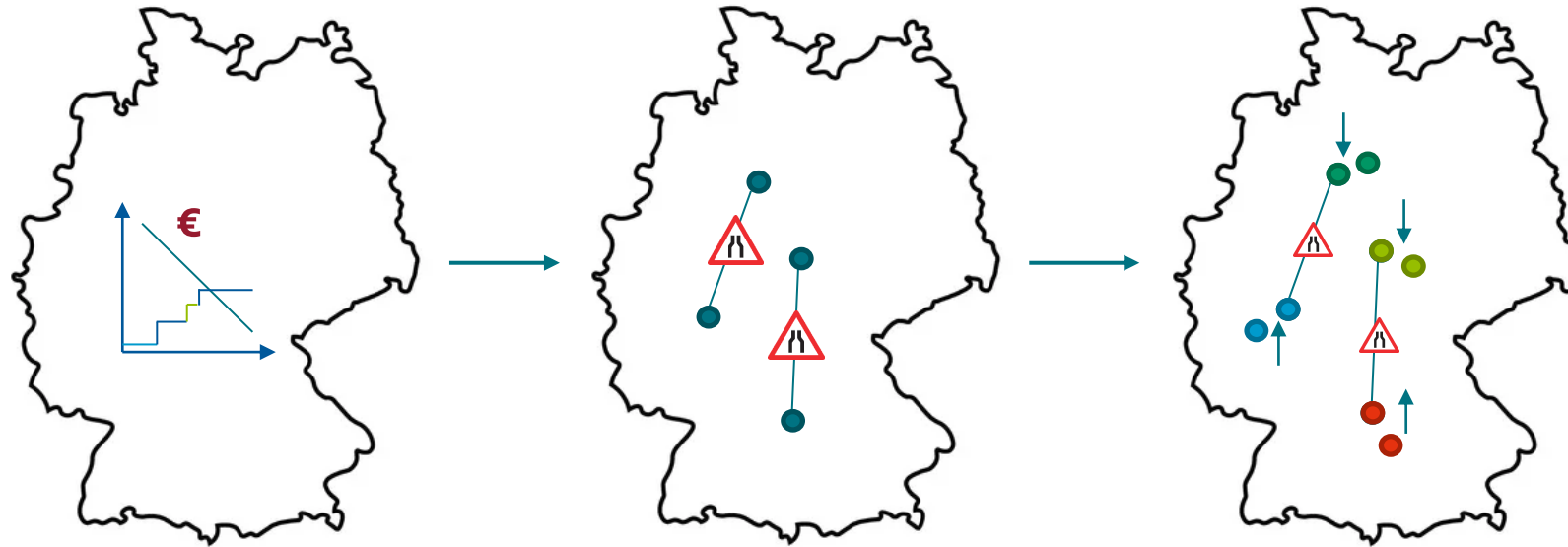
- Ziel: Versorgungssicherheit trotz vielseitiger Herausforderungen garantieren
- Zubau gesicherter Kapazitäten zur Residuallastversorgung und für das Engpassmanagement v.a. im Süden, wo diese besonders benötigt werden
- Ansätze aus Branche und Politik:
  - Vorschlag TransnetBW: Neubau-Vorschuss („anteiliger Werteverbrauch“ vorab garantieren)
  - Kraftwerksstrategie BMWK:  
Förderung Neubau von H<sub>2</sub> (8,8 GW) bzw. H<sub>2</sub>-ready (15 GW) Gaskraftwerken bis 2035
  - EEG: Einführung Südquote



nach: GeoBasis-DE / BKG 2020

# Grundlagen des Engpassmanagements

## Engpässe im Energy Only Market



Day-Ahead-Preisbildung in Einheitspreiszone

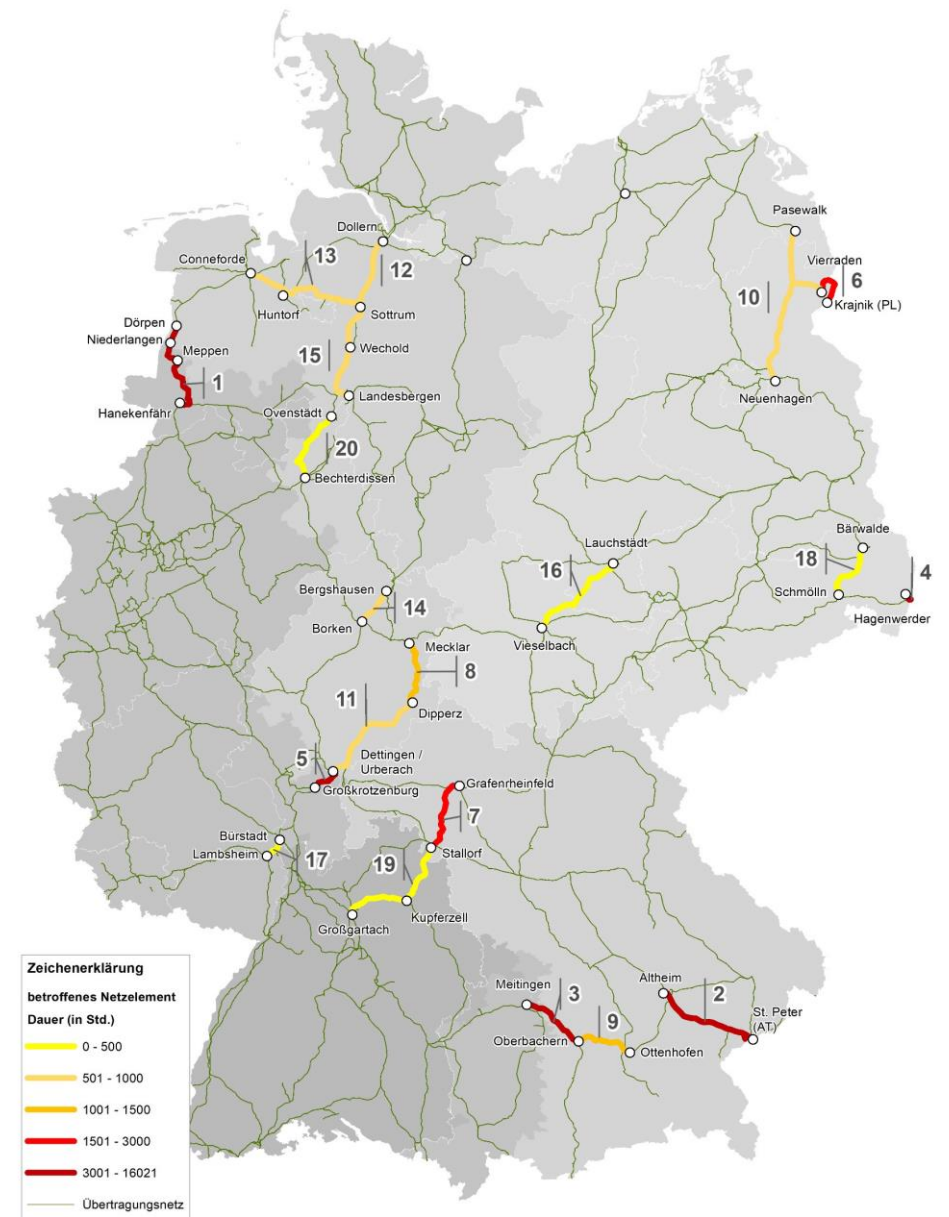
Prognose von Netzenpässen aus Day-Ahead-Ergebnis

Lösung von Netzenpässen über regulatorischen Redispatch 2.0 vor Eintritt der kritischen Netzsituation

# Grundlagen des Engpassmanagements

## Engpässe in der deutschen Einheitspreiszone

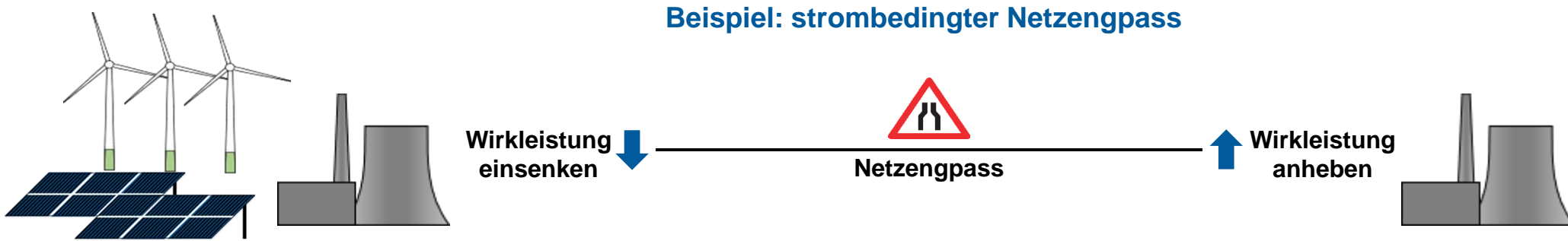
- Überschreitung der Grenzwerte für die Strombelastbarkeit bzw. für Netzspannung von Netzbetriebsmitteln  
→ Netzengpass
- aktuell überwiegend strombedingte Engpässe im Übertragungsnetz auf Nord-Süd-Achse
- zukünftig gewinnen auch Netzengpässe im Verteilnetz an Bedeutung
- langfristig: starke Reduktion/Auflösung durch Netzausbau



BNetzA (2023), Bericht Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022

# Grundlagen des Engpassmanagements

## Funktionsweise des Engpassmanagements

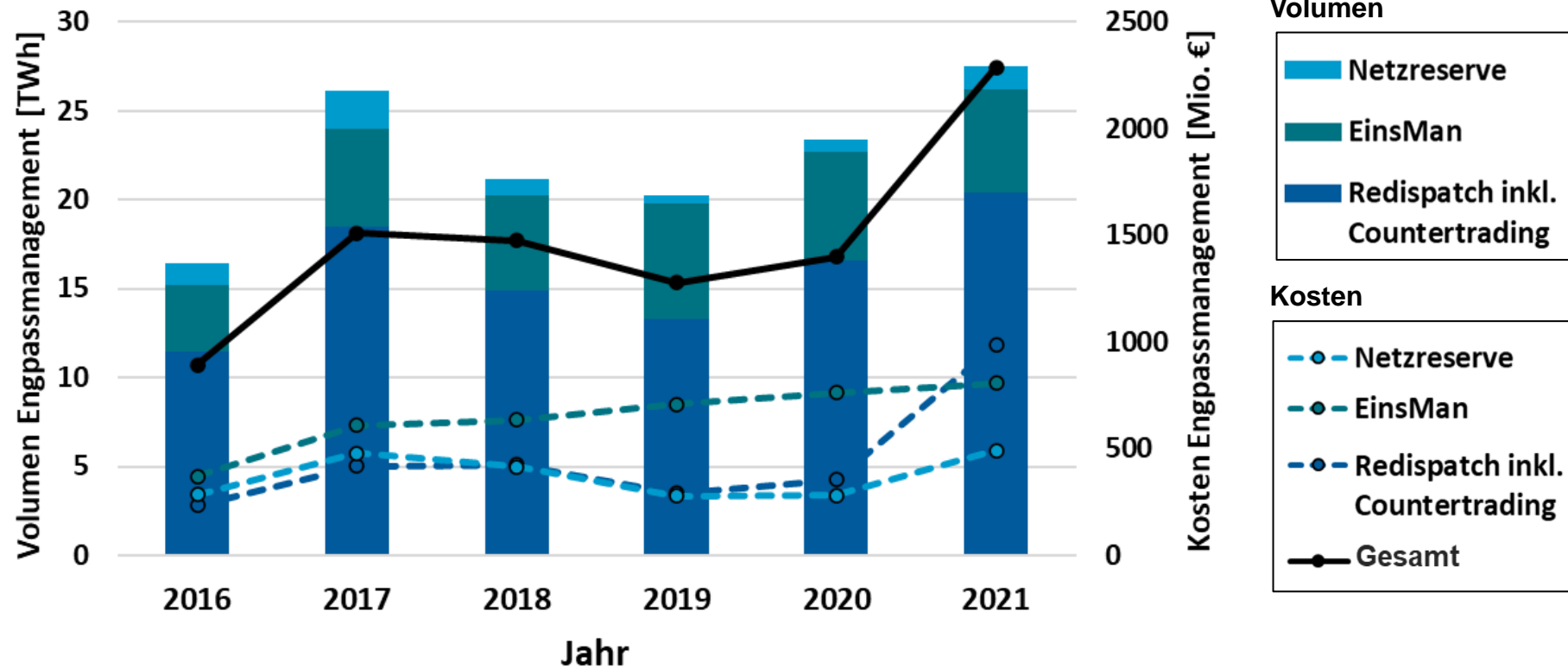


- Regulatorische Eingriffe zur Behebung / Vermeidung von Netzengpässen, die nach Kostendeckungsprinzip entschädigt werden
- Maßnahmen: Netzschaltungen, Countertrading, Anpassung marktgetriebener Einsatzentscheidungen von Kraftwerken (Redispatch), Einspeisemanagement bei EE/KWK-Anlagen, Einsatz von Reservekraftwerken, Anpassungsmaßnahmen (nicht entschädigt)
- Redispatch 2.0: Gesamtkostenoptimierender Planprozess, der Redispatch und EinsMan vereint und auf im Vorfeld ermittelte Kosten basiert („Aufweichung“ des klassischen, starren EE-Einspeisevorrang)
- Integration von Lasten im Rahmen des RD 3.0 oder des Smart Market Ansatzes in Diskussion



# Grundlagen des Engpassmanagements

## Historische Entwicklung des Engpassmanagements in Deutschland



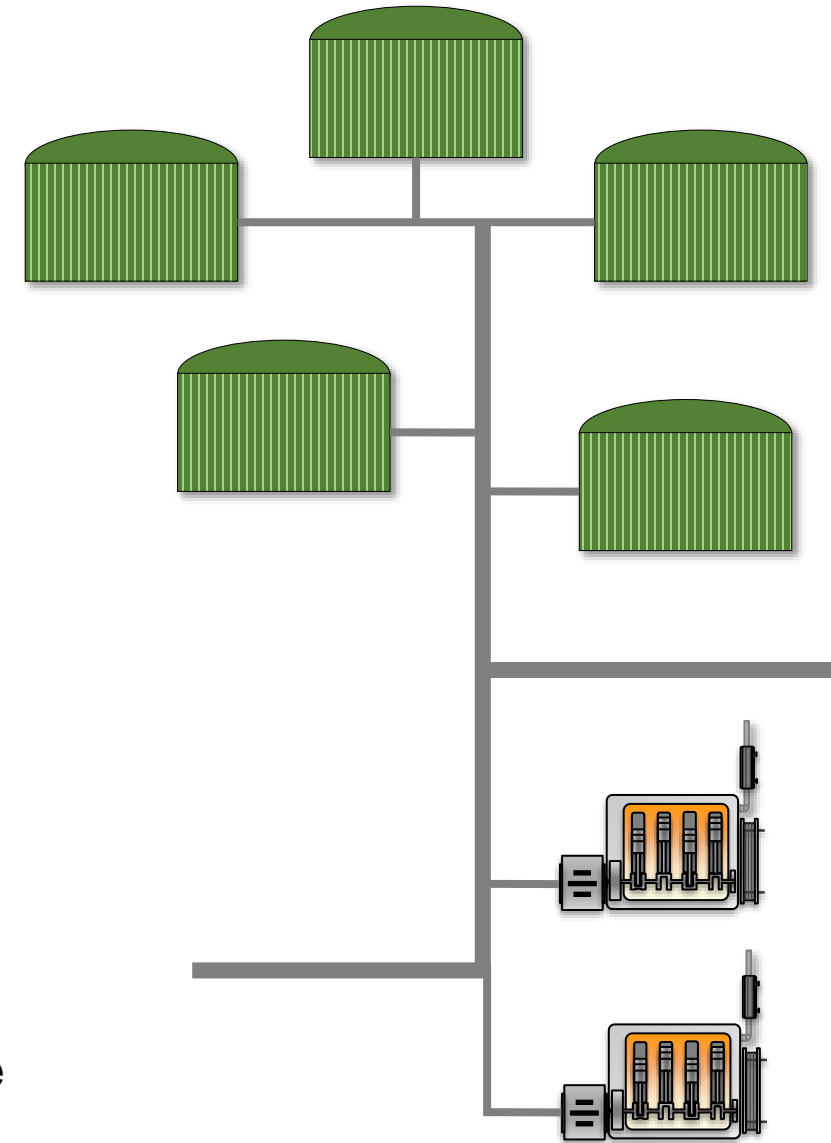
nach BNETZA (2022): Netzenpassmanagement – Gesamtes Jahr 2021

- Volumen und Kosten seit Jahren auf hohem Niveau
- Anstieg spezifischer Redispatchkosten für das Jahr 2022 durch starken Kostenanstieg fossiler Brennstoffe
- Q1 & Q2 im Jahr 2022 Kosten bei über 2,6 Mrd. €

# Biomethan im Stromsektor

## Überblick

- Bestand nach MaStR (Stand Januar 2023):
  - Anzahl an Anlagen: ca. 1.100
  - Installierte Kapazität: ~ 0,6 GW<sub>el</sub>
- Biomethan-Anlagen zur flexiblen Stromerzeugung:
  - Residuallastversorgung
  - Systemdienstleistungen
- EEG 2023 sieht verstärkten Ausbau vor (3,6 GW bis 2028)
- Geringer Zubau in letzten Jahren (2020-2021: 25 MW) und auch aktuelle Ausschreibungen sehr stark unterschrieben (→ Reduzierung Volumen)



## Motivation Forschungsfrage

- Aktuelle Entwicklungen:
  - Kostensteigerung Engpassmanagement
  - Starke Unterzeichnung Biomethanausschreibungen

Wie entwickelt sich das Netzengpassmanagement (Volumen/Kosten) für das Zieljahr 2030 ?

Welchen Einfluss hat die Südquote der Biomethanausschreibungen auf das Netzengpassmanagement ?

- Modellierungswerkzeuge:



Modellierung Biomasse-  
Stromerzeugungsanlagen



Modellierung  
Engpassmanagement

# Rahmenbedingungen des EEG 2023

## Biomasse- und Biomethanausschreibungen

### ■ Förderrahmen für Biomassekapazitäten nach EEG 2023

#### ■ Biomasse-Stromerzeugung:

- Ausschreibungsvolumen 600 MW (2023-2025) bzw. 300 MW p.a. (2026-2028)
- Flexibilitätsanforderungen: Begrenzung der Höchstbemessungsleistung
  - Feste Biomasse: 75 %  $P_{inst}$
  - Biogas: 45 %  $P_{inst}$
- min. 50 % des Ausschreibungsvolumen in Südregion verortet

#### ■ Biomethan-Stromerzeugung:

- Ausschreibungsvolumen 600 MW (2023-2028) p.a.
- Förderung hochflexibler Spitzenlastanlagen: 876 VLH p.a.
- 100 % des Ausschreibungsvolumen in Südregion verortet



nach: GeoBasis-DE / BKG 2020



# Modellierung Biomassekapazitäten im Zieljahr 2030

## Modelltechnische Abbildung Biomasse- & Biomethanbestand

- Abbildung des aktuellen Bestandes über MaStR und der EEG-Jahresabrechnungen (→ Überbauungsgrad)
- Annahmen zu Weiterentwicklung des Bestandes bis Zieljahr 2030:
  - Biogas:
    - zukünftige Ausschreibungsvolumen im EEG kleiner als Bestand → teilweise Stilllegung nach Förderperiode
    - Anschlussförderung wenn EEG-Flexibilitätsanforderungen bereits aktuell erfüllt, bzw. nahezu erfüllt sind
    - bei deutlicher Unterschreitung der Flexibilitätsanforderungen für EEG erfolgt Stilllegung
  - Feste Biomasse:
    - zukünftige Ausschreibungsvolumen im EEG kleiner als Bestand → teilweise Stilllegung nach Förderperiode
    - gleiches Vorgehen wie bei Biogasbestand
    - zusätzlich Stilllegung von kleinen Biomasseheizkraftwerke bzw. Umfunktionierung zu Heizwerken

# Modellierung Biomassekapazitäten im Zieljahr 2030

## Szenarien zur Allokation des Biomethan-Bestandes

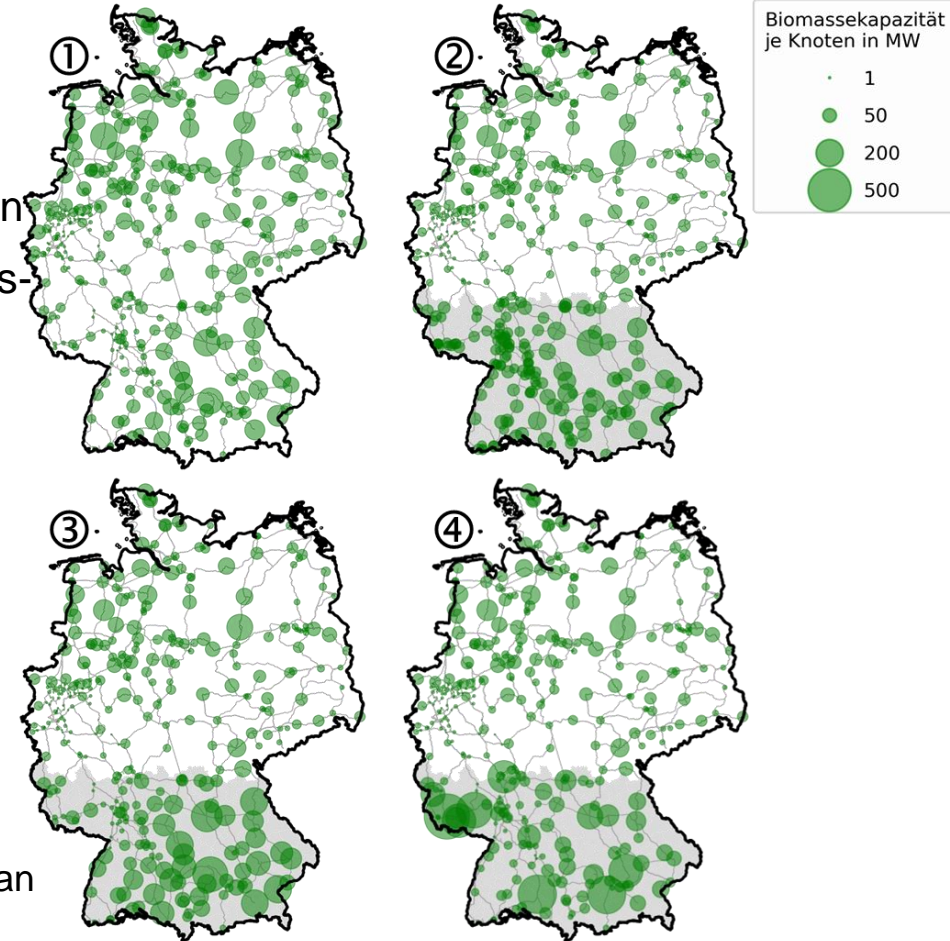
### ■ Annahmen zu Weiterentwicklung des Bestandes bis Zieljahr 2030:

#### ■ Biomethan-Stromerzeugungsanlagen:

- Zukünftige Regionalisierung unbekannt: Gewichtung Standortkriterien unsicher & relevante Datensätze nicht verfügbar (z.B. detaillierte Gasinfrastruktur)

#### ■ Szenariotechnik zur Allokation des Biomethanzubaus:

- ① (keine Südquote): Regionalisierung anhand Biogas-Rückbau
- ② (Südquote generisch): Gleichmäßige Verteilung auf alle Knoten des Übertragungsnetzes in der Südregion
- ③ (Südquote Rückbau): Methodik aus Szenario ① für Südregion
- ④ (Südquote netzdienlich): Verteilung auf Netzknoten mit hohem Bedarf an positiven Redispatch



# Rahmenbedingungen Strommarktmodellierung

## Entwicklung des Energiesystems bis 2030

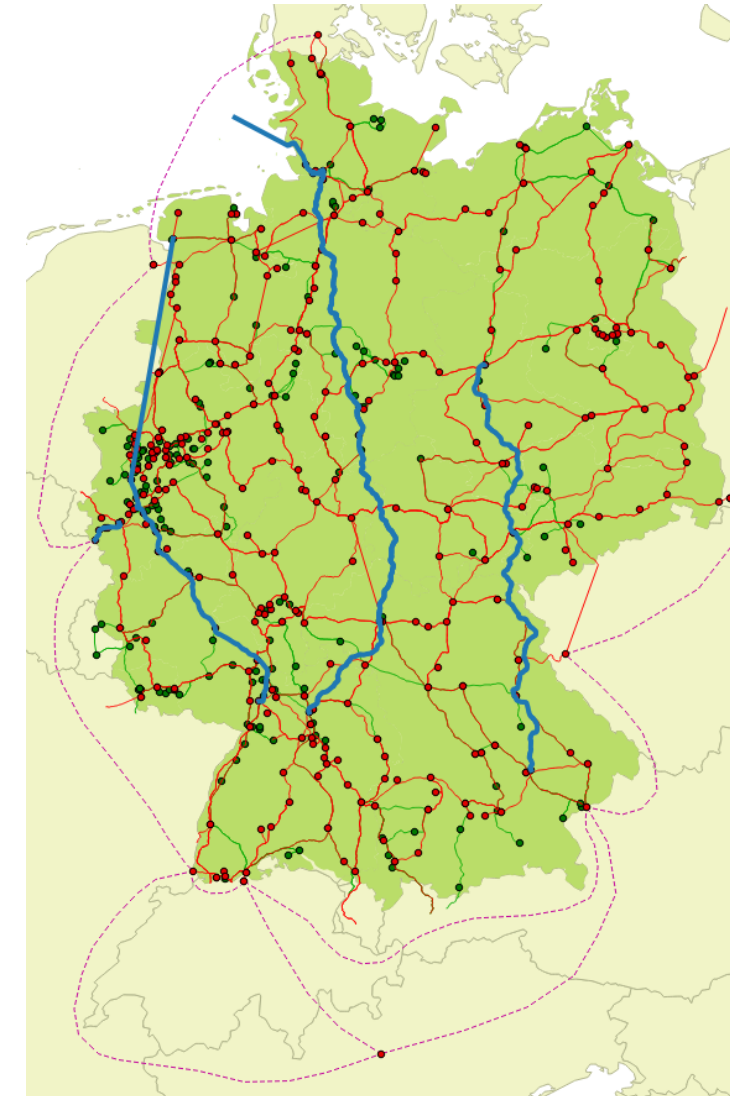
### ■ Vereinfachte Abbildung Biomassekapazitäten

	Biogas flexibel	Biogas sehr flexibel	feste Biomasse	Biomethan-Stromerzeugung Neubau
installierte Kapazität	3,73 GW	1,54 GW	1,31 GW	3,6 GW

### ■ Annahmen für Energiesystem 2030:

- EE-Ausbau nach Koalitionsvertrag
- Netzausbau nach Netzentwicklungsplan
- Verstärkte Sektorkopplung (P2G, P2H, E-Mobilität) berücksichtigt
- Entwicklung Nachbarländer nach TYNDP („Distributed Energy“) von ENTSO-E
- Angehobenes Preisniveau fossiler Energieträger im Vergleich zu Vorkrisenniveau von 2021 (z.B. durch verstärkte Versorgung mit LNG)

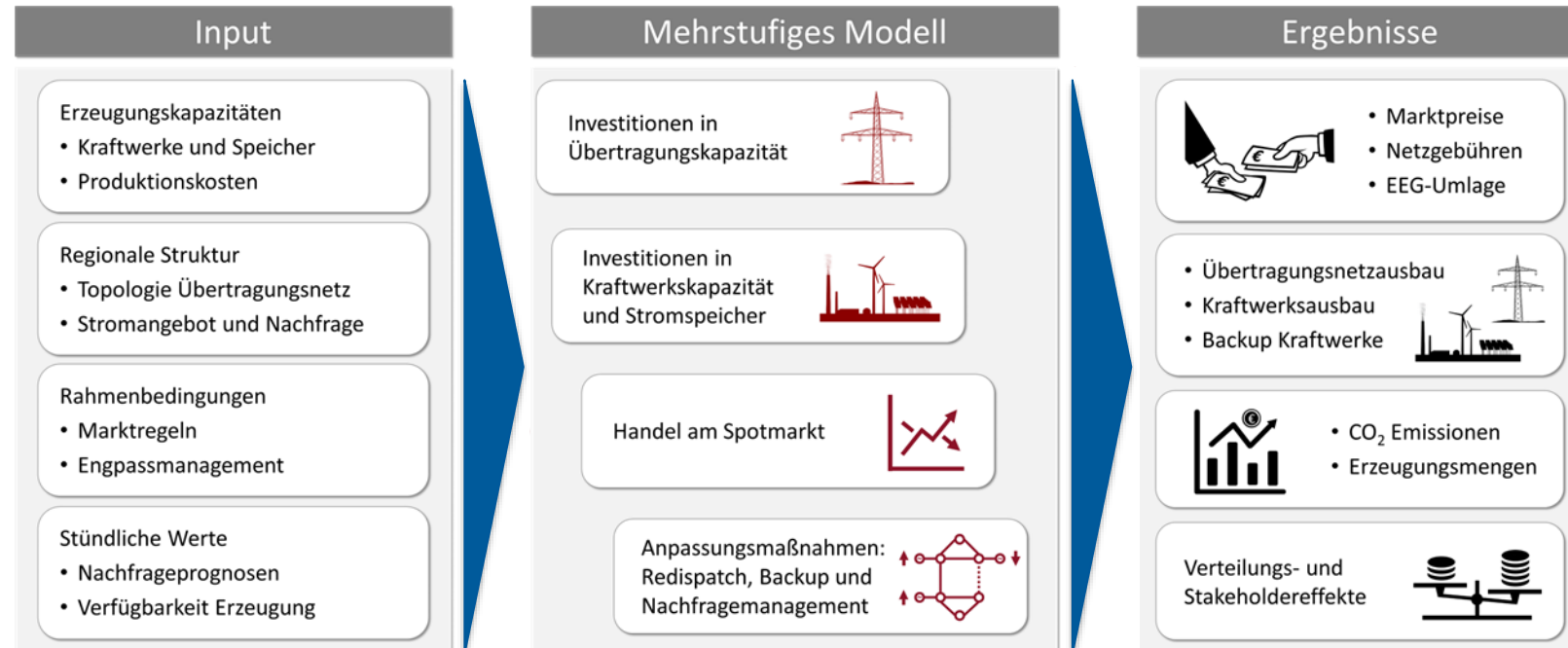
### Übertragungsnetz im Zieljahr 2030



# Strommarktmodell

## Überblick

- Mehrstufige Strommarktmodellierung
- Aufbau ermöglicht detaillierte Analyse des Engpassmanagements
- Szenarien variieren Allokation von Biomethankapazitäten
  - ➔ keine Auswirkung auf Marktergebnis in Einheitspreiszone



nach: Lang et al. (2022)



# Ergebnisse

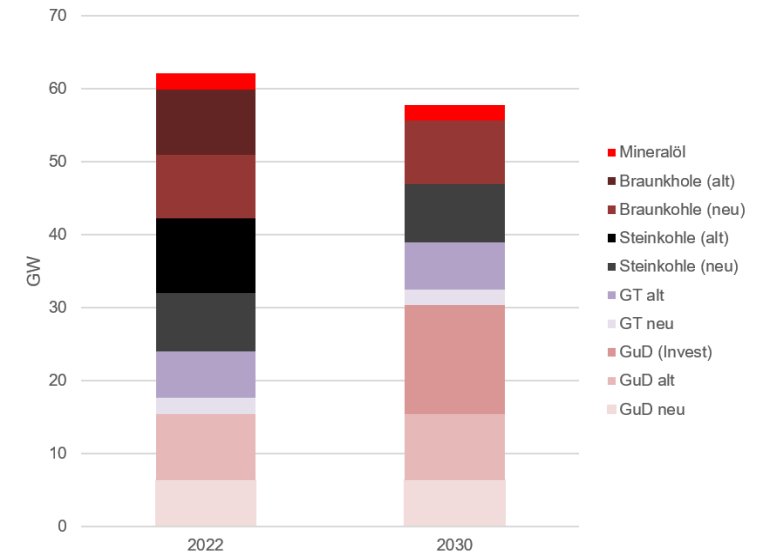
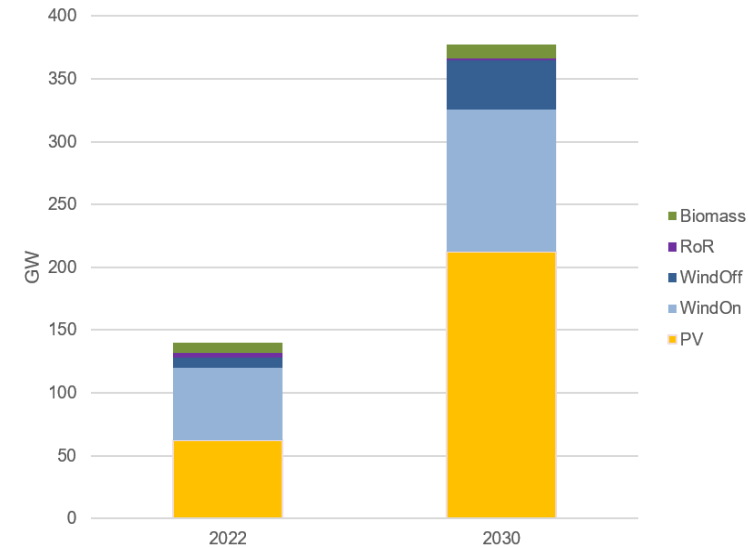
## Entwicklung Energieversorgung für das Szenariojahr 2030

### ■ Starker EE-Zubau:

- 212 GW PV
- 114 GW Wind onshore
- 39 GW Wind offshore

### ■ Nettorückbau konventioneller Kraftwerkspark:

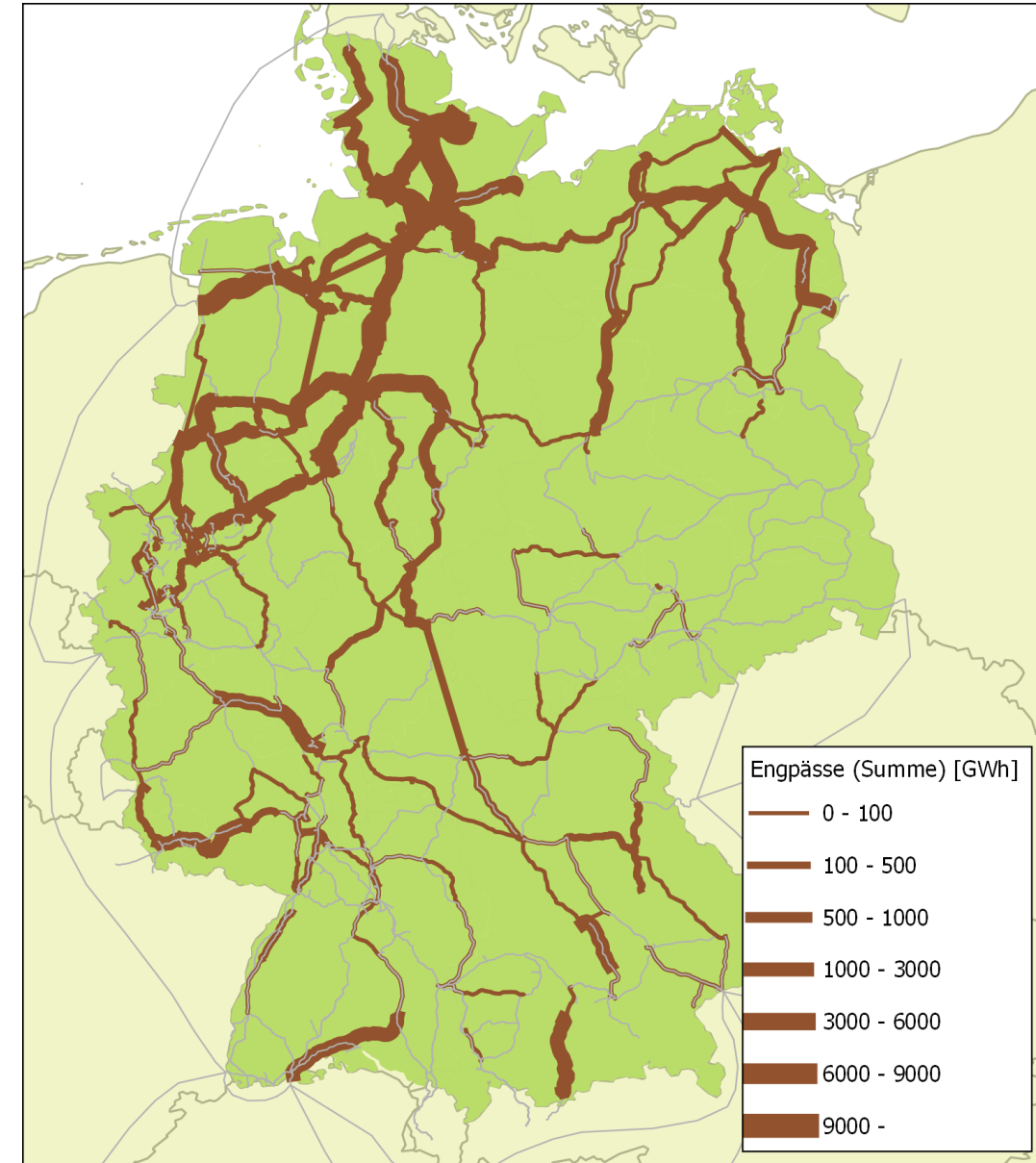
- Rückgang der Kohleverstromungskapazitäten auf ca. 17 GW
- Zubau von erdgas- und wasserstofffähigen Gaskraftwerken zur Abdeckung der Residuallast und Gewährleistung eines hohen Niveaus an Versorgungssicherheit (u.a. Engpassmanagement)



# Ergebnisse

## Bedarf Engpassmanagement 2030

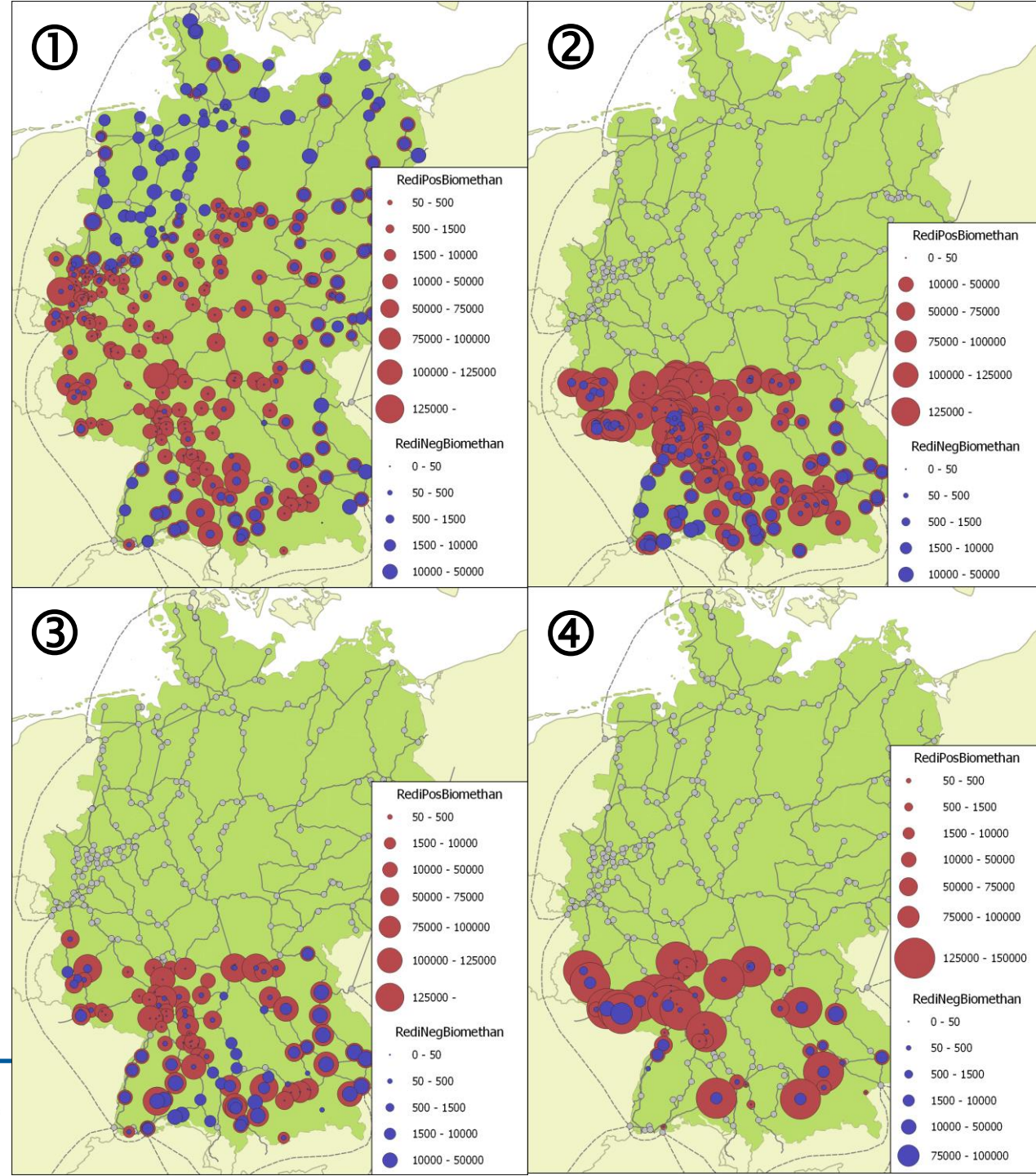
- trotz voranschreitenden Netzausbau treten vor allem auf Nord-Süd-Achse verstärkt Netzengpässe auf
- Engpassmanagement weiterhin von hoher Relevanz
- Kosten werden über Netzentgelte an Endverbraucher weitergegeben
- aktuell diskutierte Änderungen im Strommarktdesign könnten Problematik (teilweise) entschärfen



# Ergebnisse

## Biomethan-Kapazitäten als Teil des Engpassmanagements

- Karten zeigen Aktivität von Biomethan-Stromerzeugungsanlagen im Engpassmanagement (pos./neg. RD in MWh)
- Besonders in den Szenarien ② und ④ tragen Biomethan-Stromerzeugungsanlagen mit positiven Redispatch zum Engpassmanagement
- Verstärkter positiver Redispatch führt auch zu einem höheren Bedarf an Biomethan
- Biomethan-Stromerzeugungsanlagen auch von neg. Redispatch betroffen (Szenarien ② und ④ weniger)



# Ergebnisse

## Auswirkung der Allokation von Biomethan-Stromerzeugungsanlagen

- Extreme Steigerung der Kosten des Engpassmanagements in allen untersuchten Szenarien
- Szenario ② (Südquote generisch):
  - Biomethankapazitäten tragen mit 15,5 TWh zum Engpassmanagement bei (ca. 10 % des positiven Redispatchvolumens in DE)
  - Kosteneinsparung im Vergleich zu Szenario ①: 2,6 %
- Szenario ③ (Südquote Rückbau):
  - Kosteneinsparung im Vergleich zu Szenario ①: 1,4 %
  - Allokation von Biomethankapazitäten in Gebieten mit geringerer Wirkung auf Engpässe
- Szenario ④ (Südquote netzdienlich):
  - größte Kosteneinsparung im Vergleich zu Szenario ①: 4,7 %
  - Spezifischere Anreize zur netzdienlichen Allokation von Biomethan-Kapazitäten könnten Kosten weiter senken

Kennwert	Szenario ①	Szenario ②	Szenario ③	Szenario ④
Engpassmanagement (positiv) Biomethan [TWh]	7,63	15,49	11,60	17,77
Engpassmanagement (negativ) Biomethan [TWh]	0,15	0,07	0,11	0,05
Kosten Engpassmanagement (total) [Mrd. €]	17,27	16,82	17,02	16,45



# Zusammenfassung

## Analyse des Einflusses der Allokation von Biomethan-Stromerzeugungsanlagen

### ■ Fazit:

- Engpassmanagement unter aktuellen Strommarktdesign auch 2030 relevant und kostenintensiv
- Allokation von Biomethan-Kapazitäten in Süddeutschland mit positivem Einfluss auf die Kosten des Engpassmanagements
- netzdienliche Allokationen mit großer Wirkung, hierfür müsste jedoch ein Anreiz geschaffen werden
- Mehrbedarf an Biomethan bei starker Einbindung in Engpassmanagement, könnte z.B. über H<sub>2</sub> substituiert werden  
→ Biomethan kann als Wegbereiter für die Integration fluktuierender EE dienen

Analysen in Kooperation von:



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages