

Untersuchung des Einflusses steigender Flexibilitätsdurchdringung auf ein marktbasierendes Netzengpassmanagement im Verteilnetz

Vortrag zum 17. Symposium Energieinnovation an der TU Graz, 18.02.2022

Inhalt

- Hintergrund und Motivation
- Methodisches Vorgehen
- Exemplarische Untersuchungsergebnisse
- Zusammenfassung und Ausblick

Felix Gaumnitz, Markus Heim, Andreas Ulbig

Hintergrund und Motivation

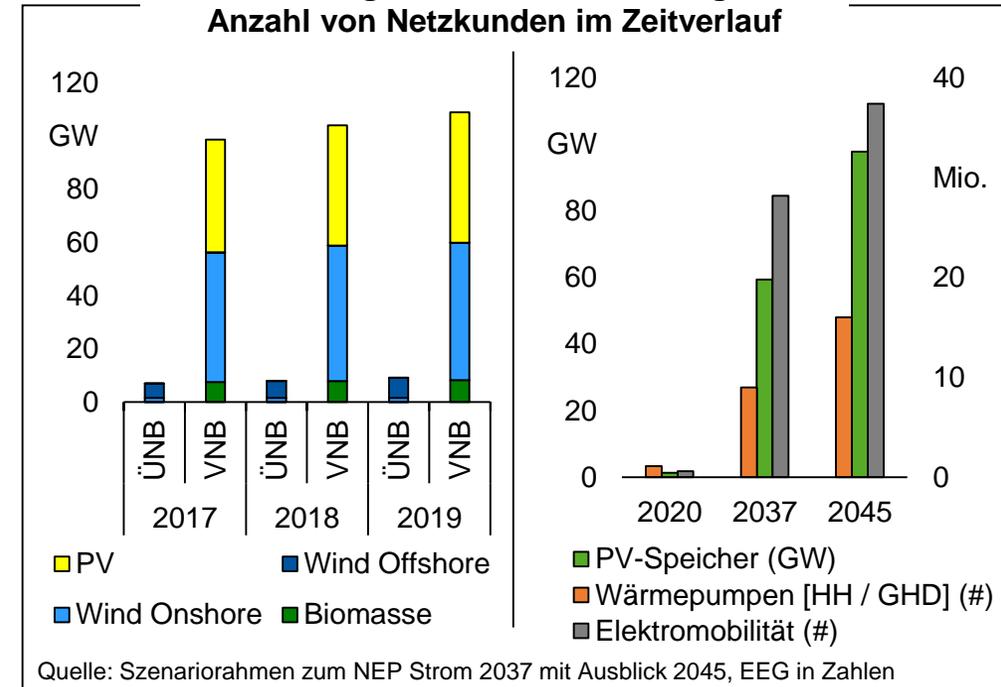
Veränderungen im Verteilnetzbetrieb

- Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) vorrangig im Verteilnetz
 - Signifikante Anzahl neuartiger Verbraucher durch steigende Verbreitung von Elektromobilität, Batteriespeichern sowie Power-to-Heat erwartet
- ➔ Zunehmende Anzahl betrieblicher Netzengpässen, welche durch das Netzengpassmanagement gelöst werden müssen

Veränderungen im Engpassmanagement durch das NABEG 2.0

- Erschließung zusätzlicher Flexibilitätspotentiale im Verteilnetz
 - Festhalten am Prinzip des kostenbasierten Engpassmanagements
 - Auswahl eingesetzter Anlagen unter anderem auf Basis von Kosten
 - Keine Berücksichtigung von Lastflexibilität
- ➔ NABEG 2.0 erhöht nutzbares Flexibilitätspotential
- ➔ Vernachlässigung lastseitiger Flexibilität durch kostenbasierten Ansatz

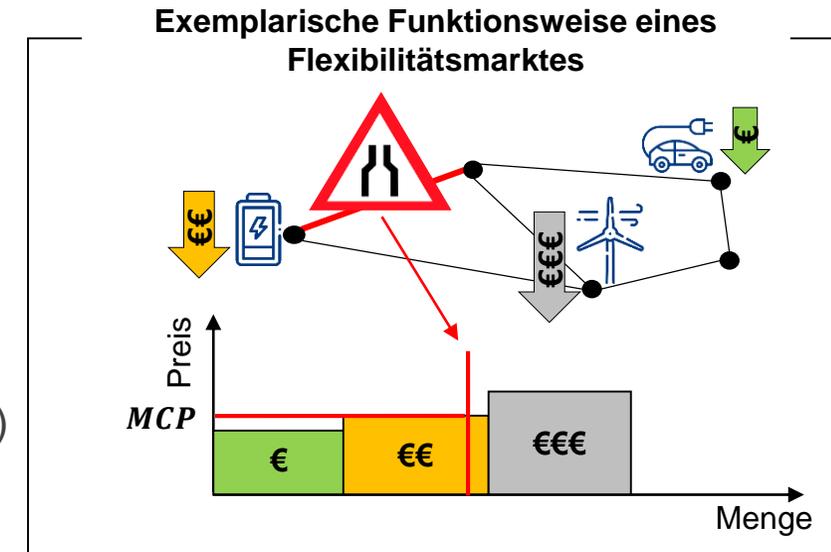
Entwicklung der Anschlussleistung und Anzahl von Netzkunden im Zeitverlauf



Hintergrund und Motivation

Marktbasierte Flexibilitätsbeschaffung über einen Flexibilitätsmarkt

- Marktbasiertes Beschaffungskonzept als Alternative zum kostenbasierten Ansatz
 - Merkmale: Freiwilligkeit der Gebote, Kompensation auf Basis von Geboten
 - Netzdienlicher Einsatz der Flexibilität: Netzbetreiber als ausschließliche(r) Nachfrager mit mehreren Anbietern
- ➔ Marktbasierte Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität über Flexibilitätsmarkt (FM) bietet möglicherweise Effizienzpotentiale für das Netzengpassmanagement



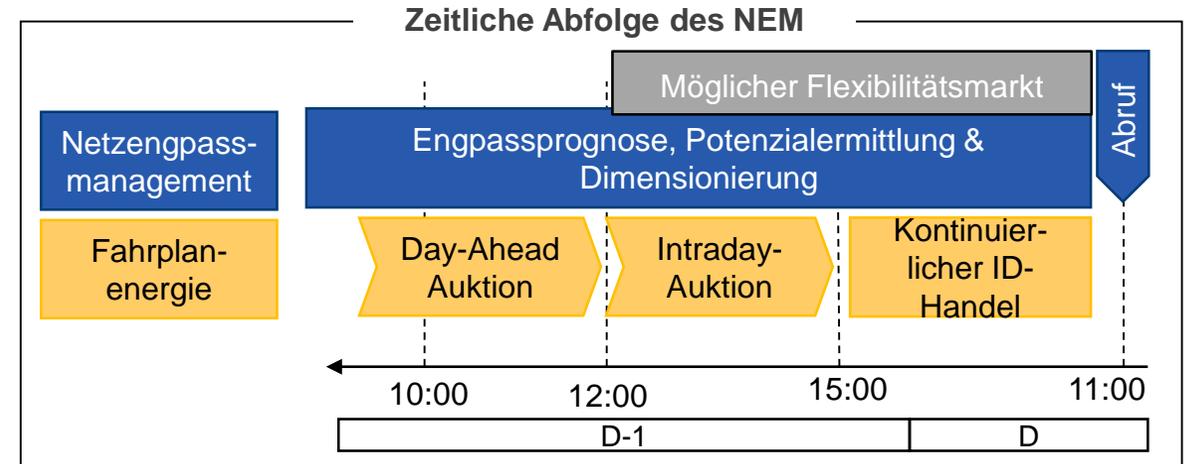
Problemstellung

- Wachsende Flexibilitätspotentiale können netzdienlich im Rahmen des NEM verwendet werden
 - Fokus des Beitrages: Bereitstellung von Flexibilität aus elektrischen Fahrzeugen (EV)
 - Unklar, welchen Beitrag EV im Netzengpassmanagement leisten können
- ➔ **Konkrete Problemstellung:** Wie wirkt sich eine zunehmende Durchdringung von Elektromobilität im marktbasieren Engpassmanagement aus?

Methodisches Vorgehen

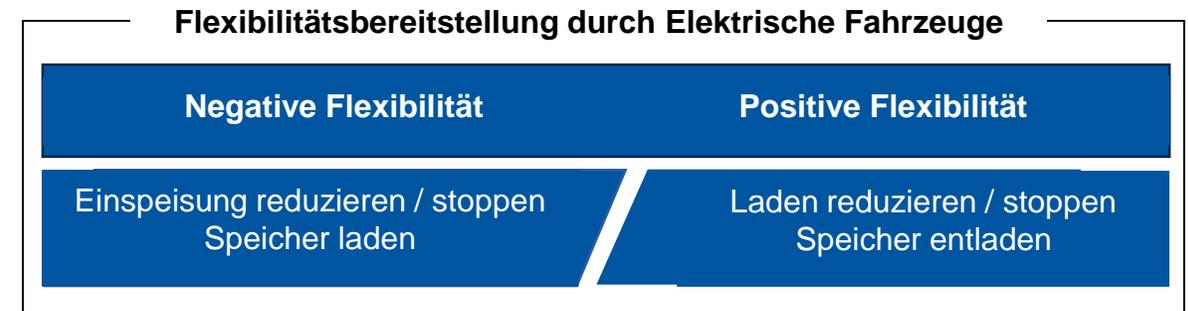
Ausgestaltung eines Flexibilitätsmarktes

- Unterschiedliche Marktdesigns für FM denkbar
 - Kurzfristbereich: gebundene Flexibilität, hoher Sicherheit über Engpässe
 - DA-Bereich: freie Flexibilität, Unsicherheit bezüglich auftretender Engpässe
- Flexibilität als mögliche Anpassung des DA-Geschäftes mit Aktivierung durch Netzbetreiber



Bereitstellung von Flexibilität aus elektrischen Fahrzeugen (EV)

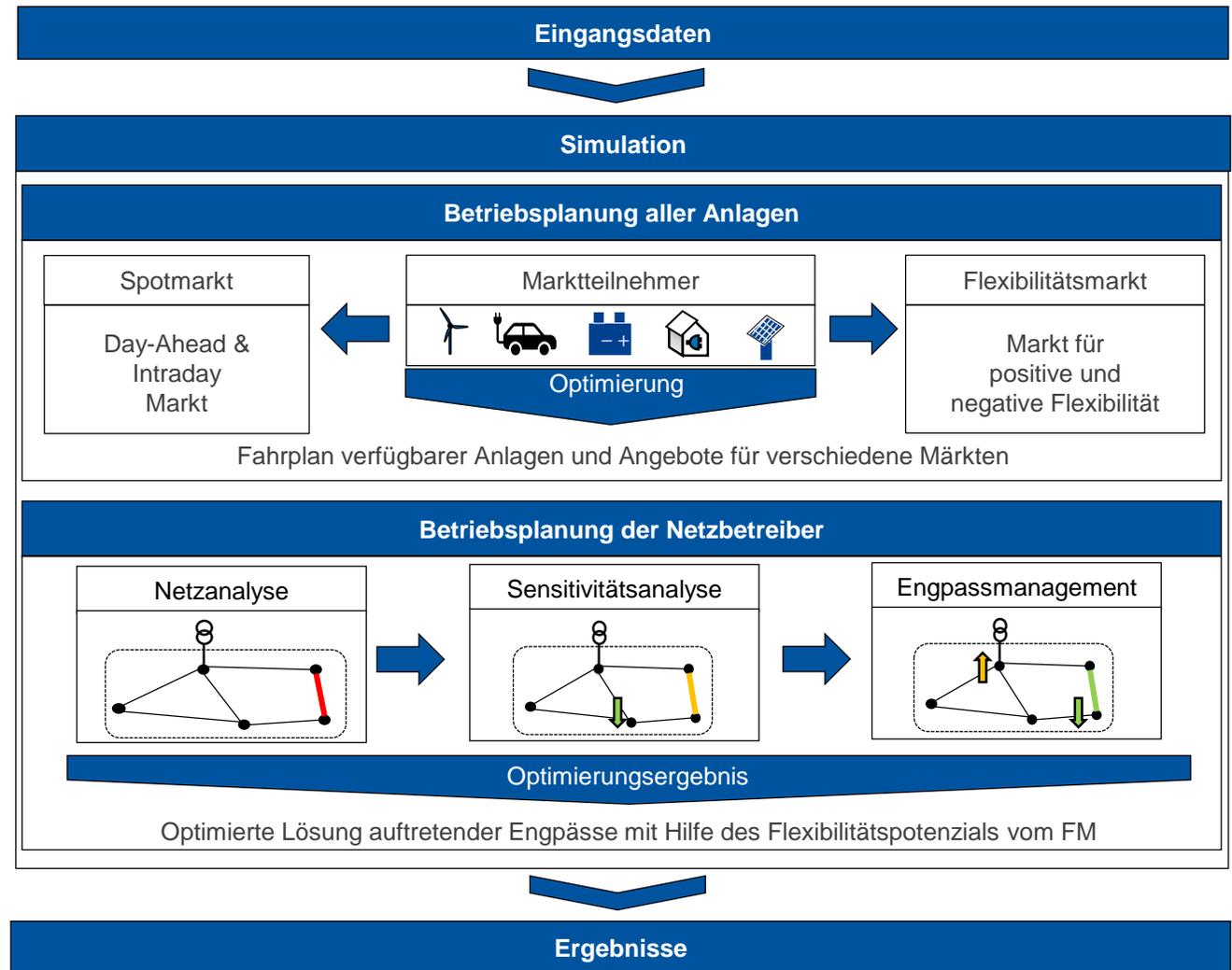
- Flexibilitätsbereitstellung während langer Standzeiten bei garantierter Deckung des Mobilitätsbedürfnisses der Nutzer
 - Einschränkung durch vorhandenes Fahrprofil
 - Notwendigkeit zur Kompensation bei Bereitstellung von Flexibilität
- ➔ Umfangreichere Restriktionen für die Bereitstellung von Flexibilität



Methodisches Vorgehen

Entwickeltes Verfahren

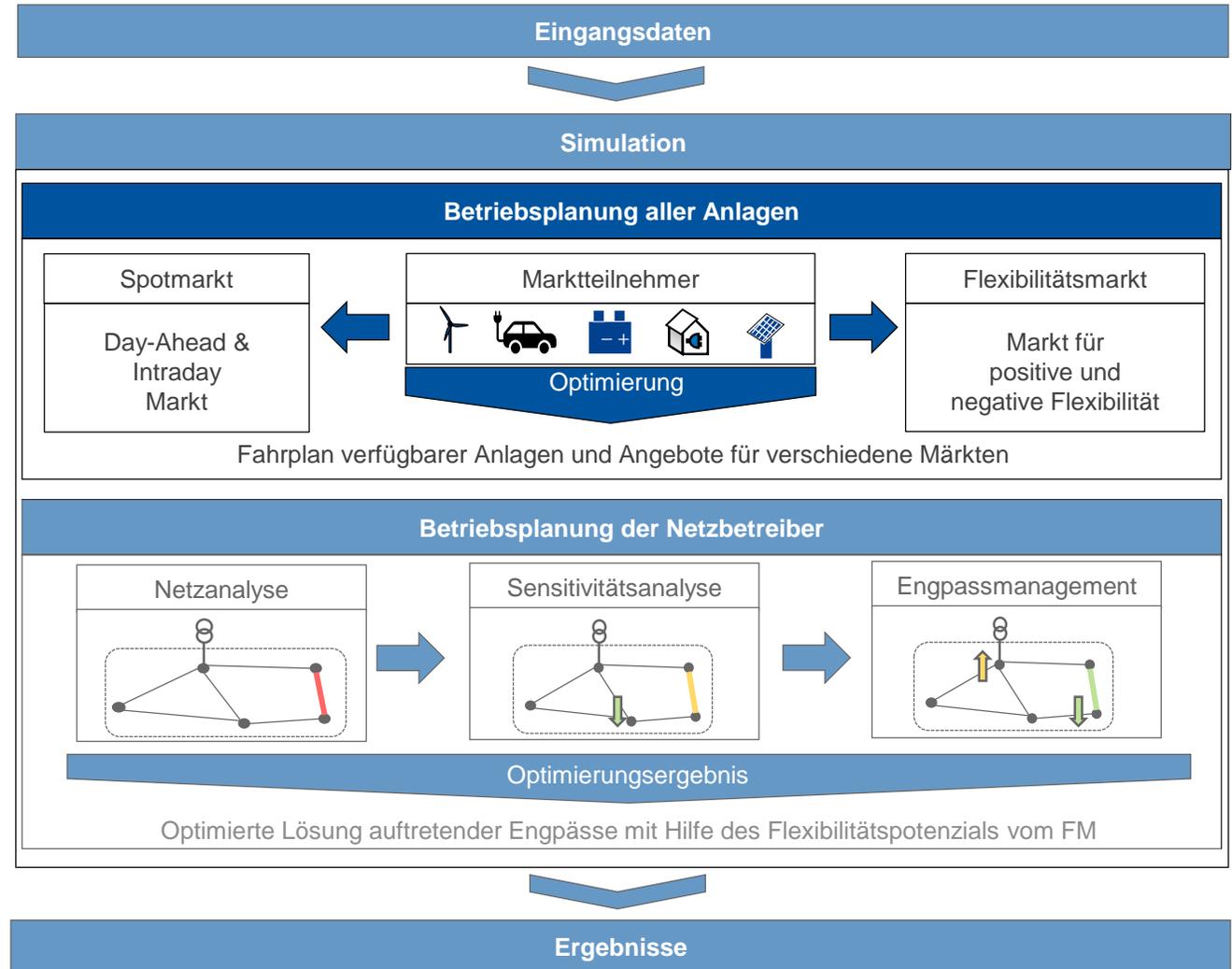
- Grundsätzliches Ziel: Bewertung marktbasierter Flexibilitätsbereitstellung
- Eingangsdaten
 - Netzdatensatz eines Verteilnetzausschnittes (MS/NS)
 - Strukturdaten der Netznutzer
 - Technische Eigenschaften
 - Einspeisezeitreihen für EE-Anlagen
 - Preiszeitreihen
 - Antizipierte Marktpreise für Fahrplanmärkte (DA/ID)
 - Antizipierter Preis des Flexibilitätsmarktes (FM+/FM-)
- Ergebnisse
 - Optimierte Fahrpläne der Anlagenbetreiber
 - Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers



Methodisches Vorgehen

Betriebs- und Einsatzplanung der Anlagen

- Ziel: Abbildung der optimierten Einsatzplanung der Marktakteure
 - Betrachtung von unterschiedlichen Anlagen, welche jeweils als Portfolio vermarktet werden können
 - Zusätzliche Vermarktungsoption am Flexibilitätsmarkt durch Bereitstellung von Flexibilität aus Portfolio
 - Mögliches Technologieportfolio umfasst EE, Thermische KW, Last, KWK, Elektrische Speicher, Elektromobilität
- Zielfunktion des Optimierungsproblems:
 $\max E\{\text{Betriebsentscheidung} + \text{Vermarktungsentscheidung}\}$
 - Freiheitsgrade: Betriebsentscheidungen der Anlagen im Portfolio sowie Vermarktungsentscheidungen an Märkten
 - Nebenbedingungen:
 - Technische Randbedingungen der einzelnen Anlagen
 - Nebenbedingungen der Vermarktung
 - Koppelnde Nebenbedingungen

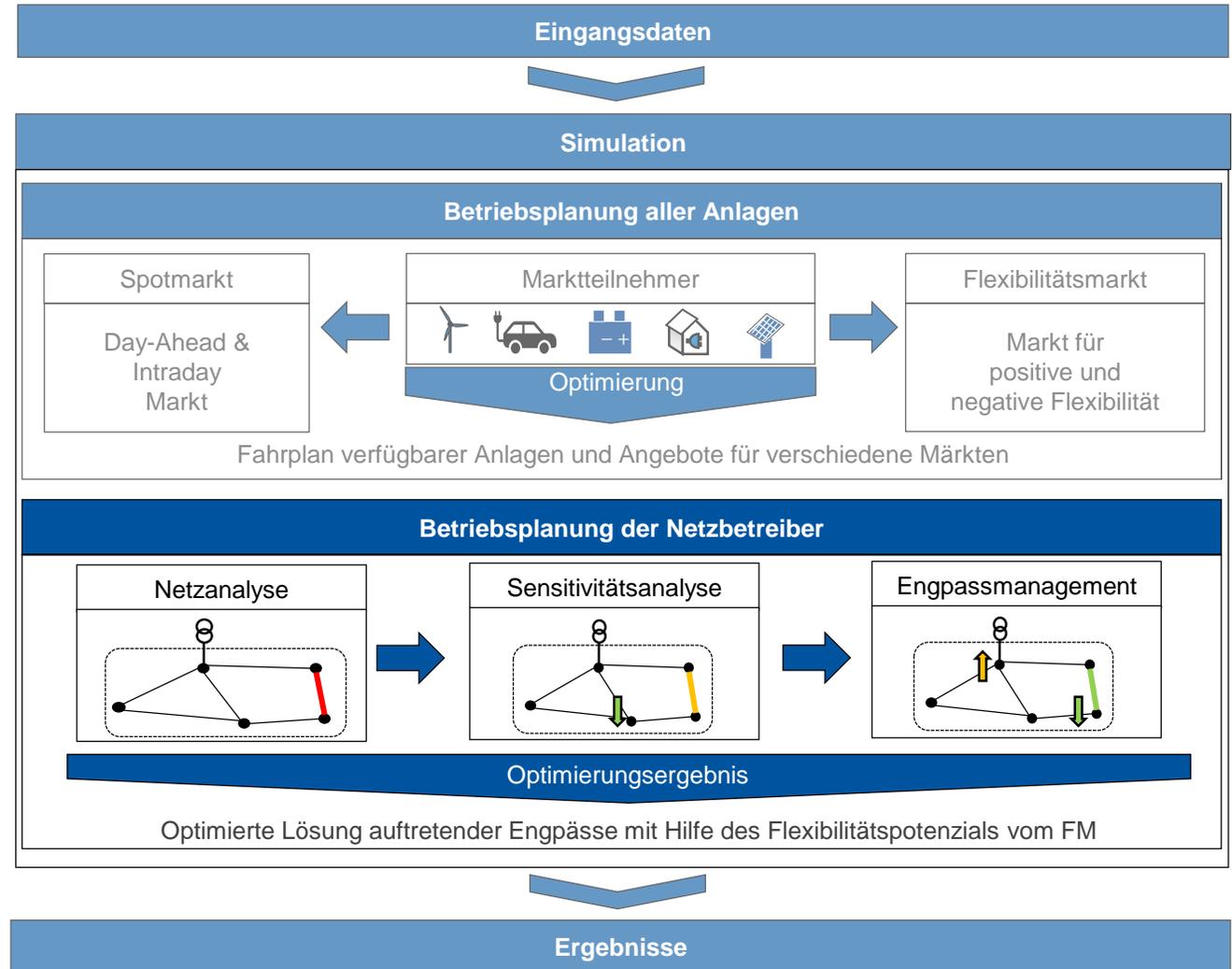


Methodisches Vorgehen

Betriebsplanung der Netzbetreiber

- Ziel: Simulation der vortägigen Netzbetriebsplanung des Netzbetreibers
- Netz- und Sensitivitätsanalyse
 - Vereinfachte DC-Lastflussrechnung zur Bestimmung auftretender strombedingter Engpässe
 - Sensitivitätsanalyse mittels *PTDF* liefert die Wirkungen einer Flexibilitätsbereitstellung an einem Knoten auf Engpässe
- Ableitung des Flexibilitätsbedarfs:

$$\min C\{\text{lokale Flexibilitätsbereitstellung} + \text{Beschaffung ID}\}$$
 - Freiheitsgrade: Nutzung von Flexibilität über Flexibilitätsmarkt oder vom ID Fahrplanmarkt zum bilanziellen Ausgleich
 - Nebenbedingungen:
 - Technische Randbedingungen
 - **Engpassfreiheit**
 - Ausgeglichenheit des Flexibilitätseinsatzes

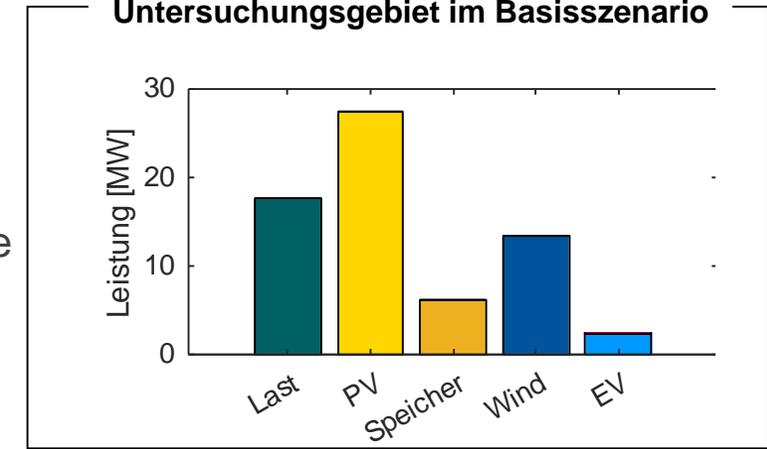


Exemplarische Untersuchungsergebnisse

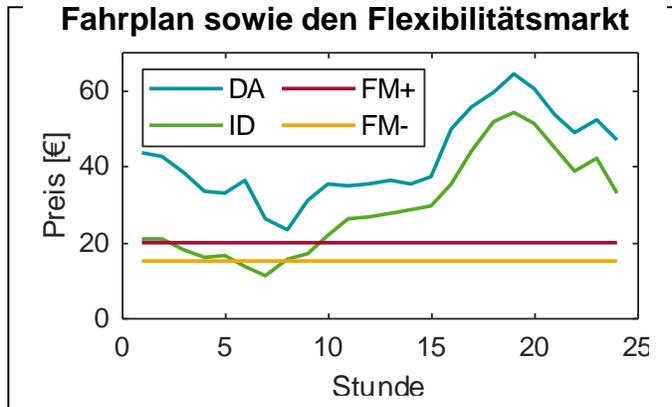
Untersuchungsgegenstand

- Ländliches 97 Knoten Mittelspannungsnetz aus dem SimBench Projekt
- Offene Ringnetzstruktur mit zentraler Verbindung zum HS Netz
- Geschlossene Optimierung über 24h eines Tages im April, Aggregation der NS-Ebene
- Annahme exemplarischer Preiszeitreihen für Fahrplan- und Flexibilitätsmarkt sowie exemplarischer Kosten für Aktivierung von Flexibilität als Proxy für Gebote
- Maximal zulässige Leitungsauslastung: 40%

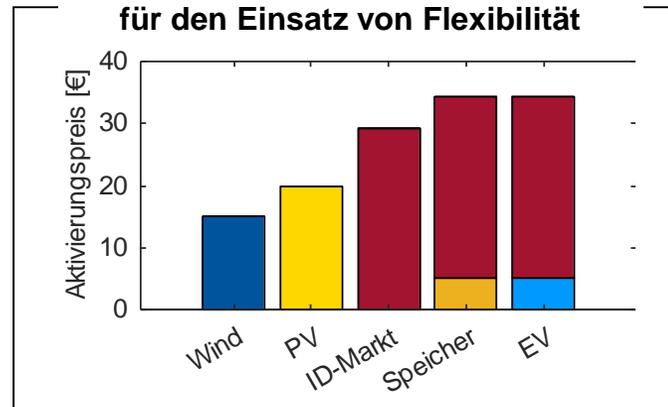
Installierte Leistung im Untersuchungsgebiet im Basisszenario



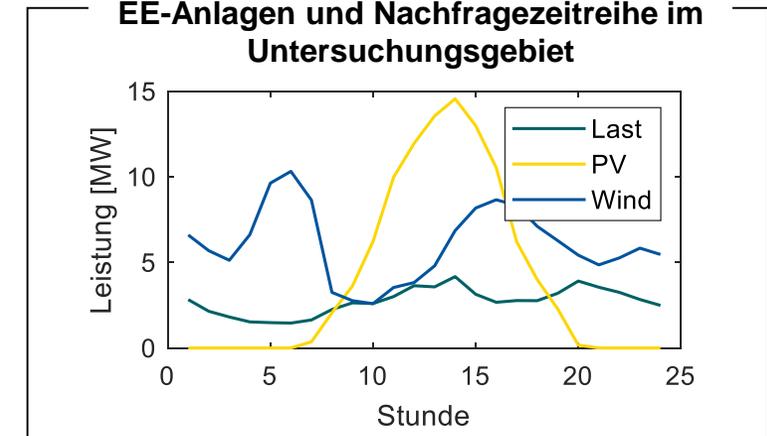
Antizipierte Preiszeitreihen für die Fahrplan sowie den Flexibilitätsmarkt



Exemplarische Aktivierungspreise für den Einsatz von Flexibilität



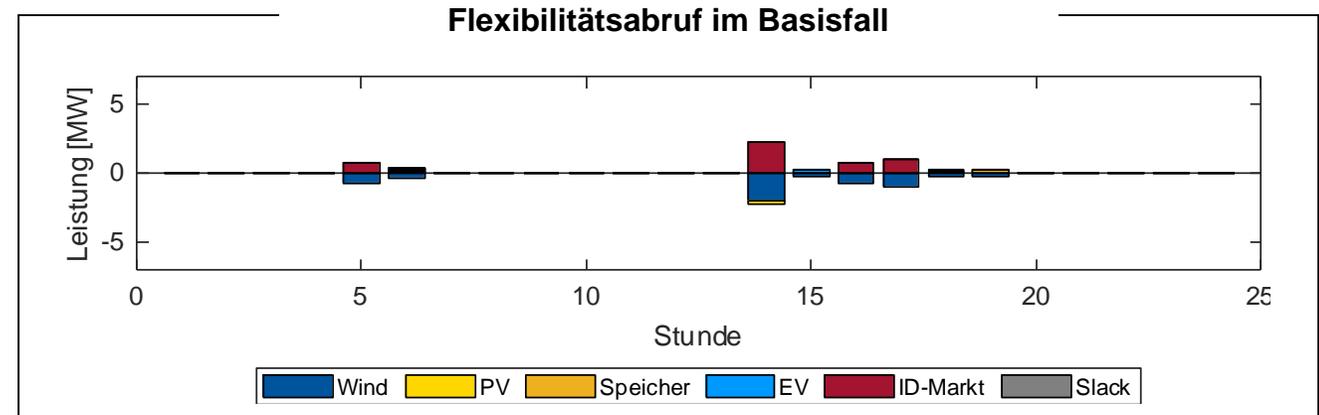
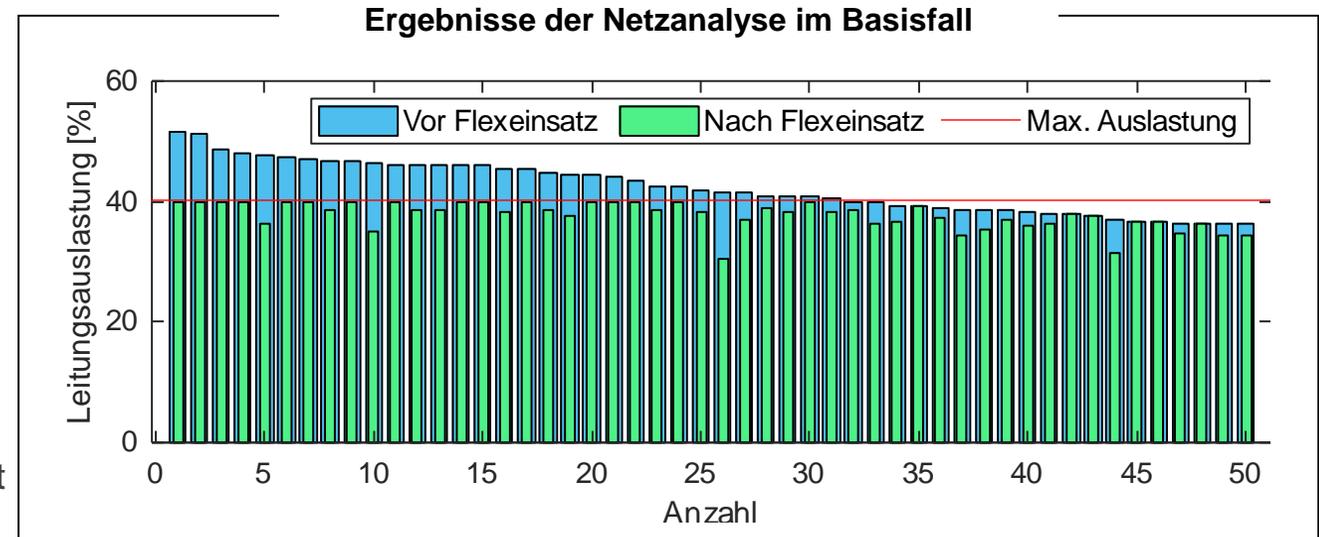
Summierte Einspeisezeitreihe aus EE-Anlagen und Nachfragezeitreihe im Untersuchungsgebiet



Exemplarische Untersuchungsergebnisse

Netzergebnisse im Basisfall

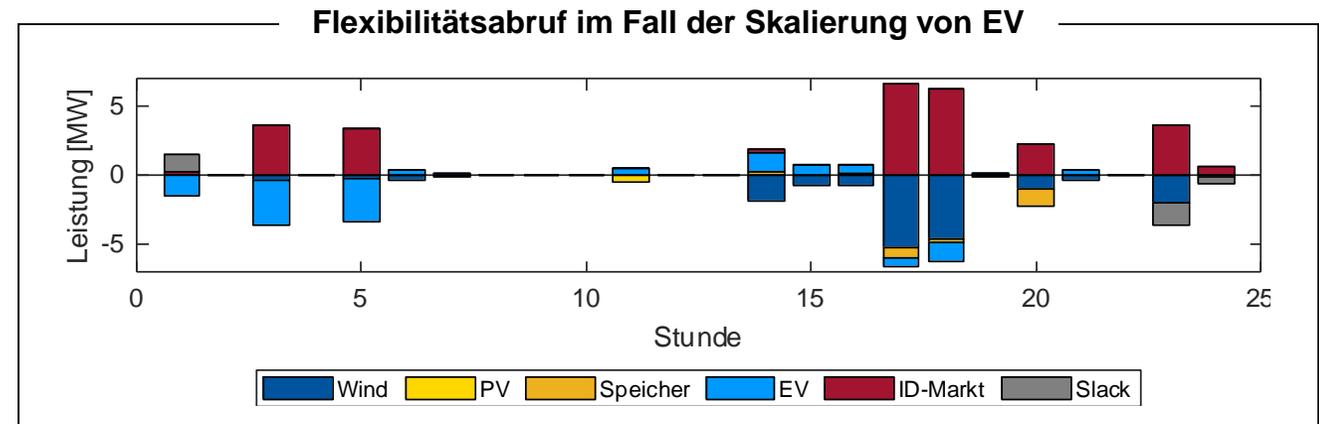
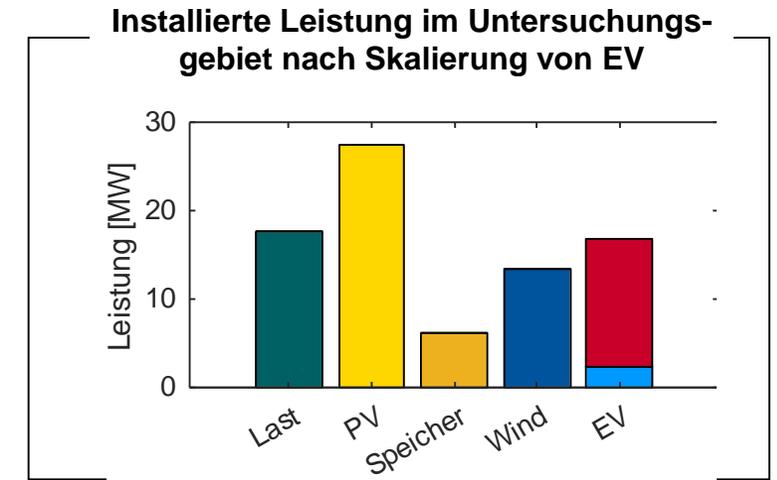
- Optimierung einzelner Aggregatoren auf Basis antizipierter Marktpreise erzeugt Fahrpläne der Anlagen
- 32 Überlastungssituationen mit max. 51,5% Auslastung
- Optimierung beseitigt detektierte Engpässe
- Flexibilitätseinsatz im Basisfall:
 - Symmetrischer Einsatz von positiver und negativer Flexibilität aufgrund Ausgleichsnebenbedingung
 - Bereitstellung von negativer Flexibilität (Reduktion der Erzeugungsleistung) durch EE-Anlagen
 - Bezug von positiver Flexibilität über den ID-Fahrplanmarkt (ohne netztechnische Wirkung)



Exemplarische Untersuchungsergebnisse

Netzergebnisse im Fall der Skalierung von EV

- Skalierung der Fahrzeuganzahl basierend auf Annahmen für 2035 unter sonst gleichbleibenden Annahmen
 - 1/3 der Haushalte verfügt über Elektrofahrzeug
 - Ansatz bei Regionalisierung: Priorisierung von PV-Anlagenbesitzern
 - Upgrade bestehender Ladeleistungen von 3,7kW auf 11kW
- Deutliche Zunahme der Überlastungssituationen im Netz
 - 141 auftretende Überlastungssituationen mit maximal 79,8% Auslastung
- Flexibilitätseinsatz im Falle der Skalierung:
 - Deutlich erhöhter Einsatz von Flexibilität
 - Einsatz unterschiedlicher Flexibilitäten
 - Nutzung von Slack-Flexibilität deutet auf lokales Flexibilitätsdefizit hin



Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassung

- Möglichkeit zur marktbasierter Flexibilitätsbereitstellung beeinflusst Flexibilitätsanbieter als auch Netzbetreiber
 - Anlagenbetreiber: Zusätzliche Opportunität zur Vermarktung von Erzeugungsleistung bzw. Flexibilität
 - Netzbetreiber: Zusätzliche Beschaffungsmöglichkeit für Flexibilität mit Effizienzpotentialen
- Entwickeltes Verfahren berücksichtigt Einsatzplanung der Anlagenbetreiber als auch Betriebsplanung der Netzbetreiber
 - Anlagenbetreiber: Vermarktung von Einzelanlagen durch Aggregation unter Berücksichtigung technischer Nebenbedingungen an den Fahrplanmärkten sowie am Flexibilitätsmarkt
 - Netzbetreiber: Kostenminimaler Einsatz von lokaler Flexibilität und Flexibilität vom ID Fahrplanmarkt zur Beseitigung von strombedingten Engpässen
- Ergebnisse
 - Bereitstellung von negativer Flexibilität insbesondere durch EE-Anlagen
 - EV haben doppelten Einfluss: Verursachung zusätzlicher Netzengpässe sowie wachsendes nutzbares Flexibilitätspotential

Ausblick

- Berücksichtigung spannungsbedingter Netzengpässe für Verteilnetz bedeutsam
- Berücksichtigung konsistenter Preissignale des Flexibilitätsmarktes sowie auftretender Unsicherheiten

**Vielen Dank
für Ihre Aufmerksamkeit**



Felix Gaumnitz, M.Sc.

RWTH Aachen University

Institut für Elektrische Anlagen & Netze,
Digitalisierung und Energiewirtschaft

Lehrstuhl für Aktive Energieverteilnetze

Tel. +49 (0) 241 / 80 90149

f.gaumnitz@iaew.rwth-aachen.de