

Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene

Graz, 16.02.2018
Jessica Hermanns

Gefördert durch:

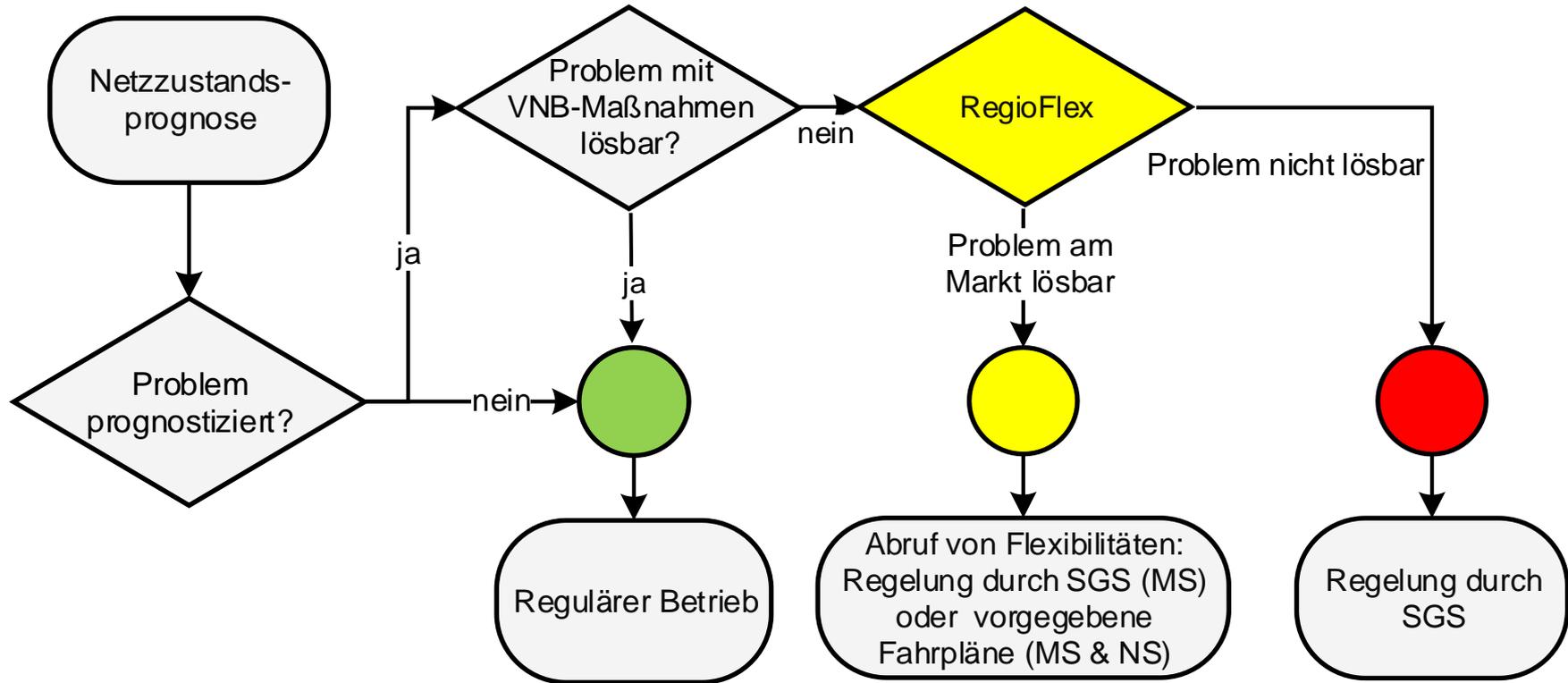


aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

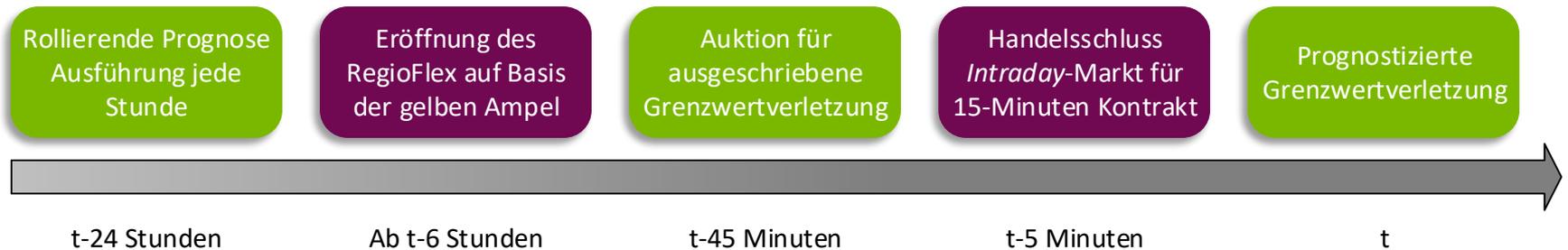
Motivation

- Zubau an DEA führt zu Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen
- Momentan: Smart Grids reagieren nur in Echtzeit (Abregelungen von DEA)
- Regionale Flexibilitätsmärkte
 - Netzzustandsprognose zur Identifizierung von künftigen Grenzwertverletzungen
 - Aggregatoren können Flexibilität am Markt anbieten
 - Lasten, Speicher, E-Autos können an Problemlösung teilhaben
 - Grenzwertverletzung wird präventiv ausgeregelt

Einordnung in die BDEW-Ampel



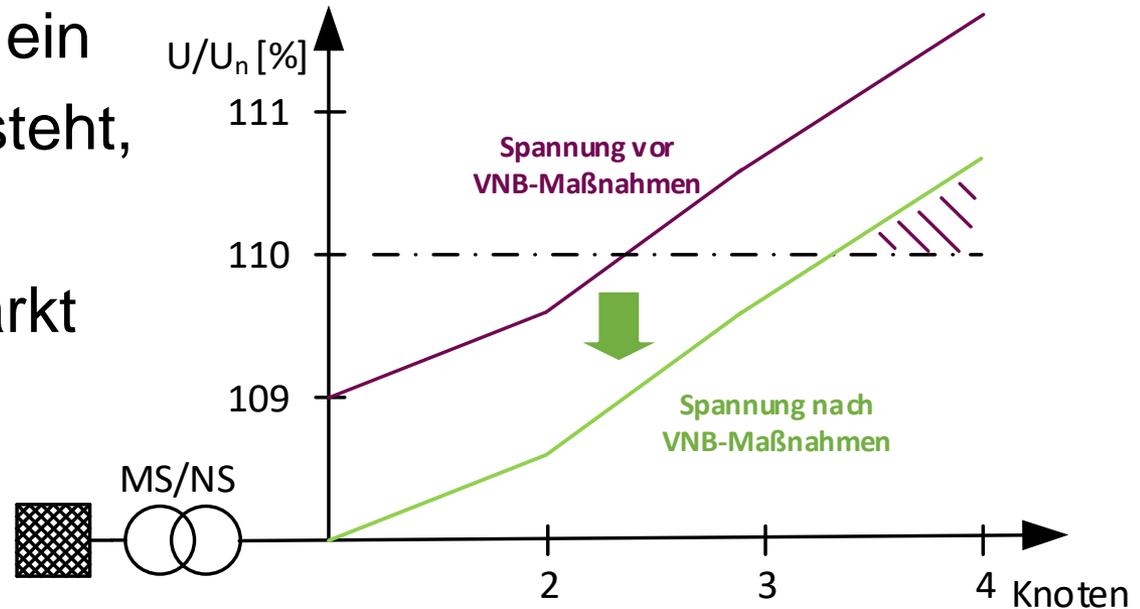
Zeitlicher Ablauf



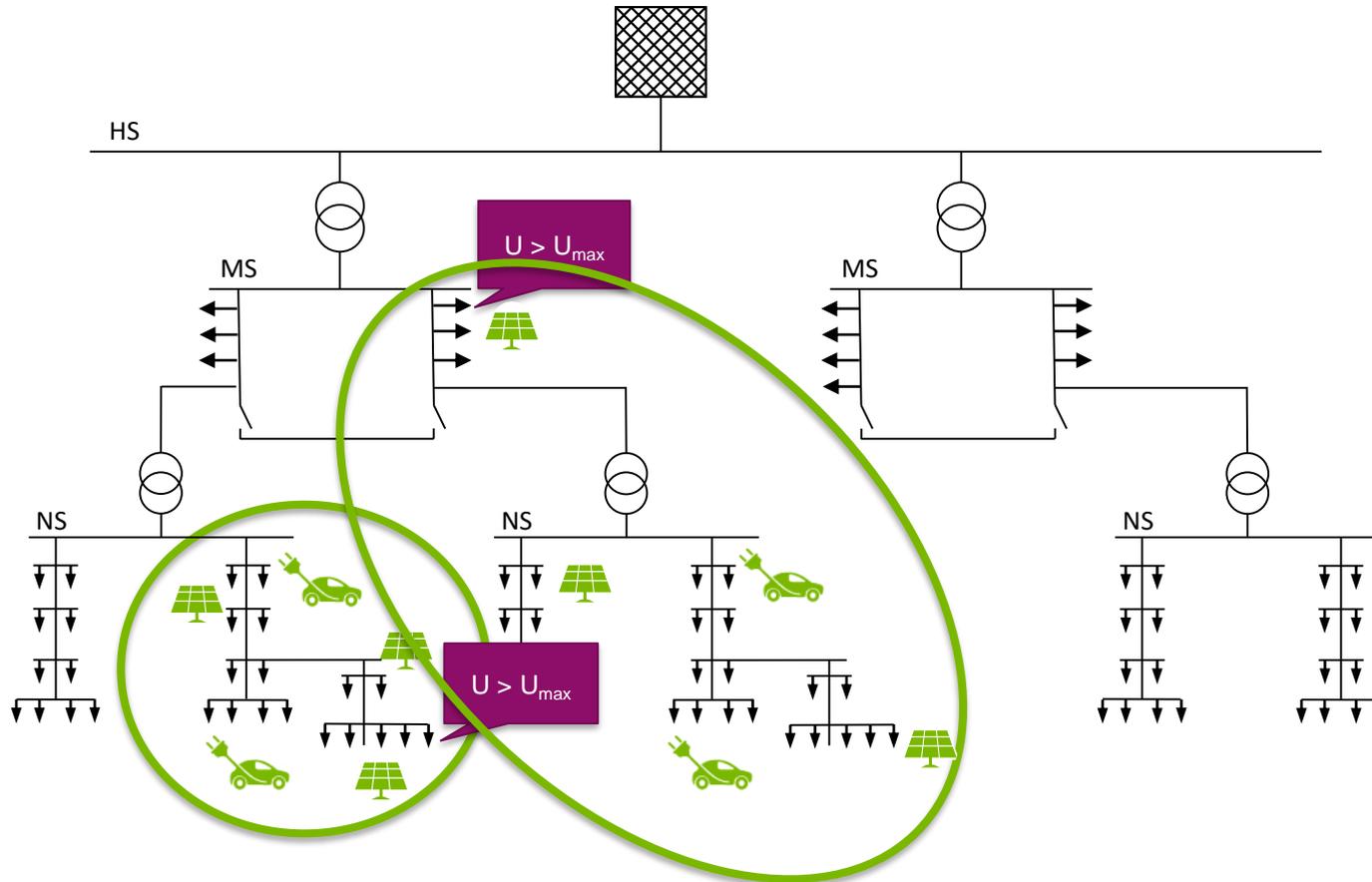
- Kurzfristige Zuschlagsvergabe ermöglicht höhere Prognosegenauigkeit
- 45 Minuten Vorlauf, damit nicht bezuschlagte Anbieter ihre Energie noch am Intraday-Markt handeln können
- Auf MS-Ebene frühere zusätzliche Ausschreibung für gesicherten Bedarf

Übergang von grüner zu gelber Phase

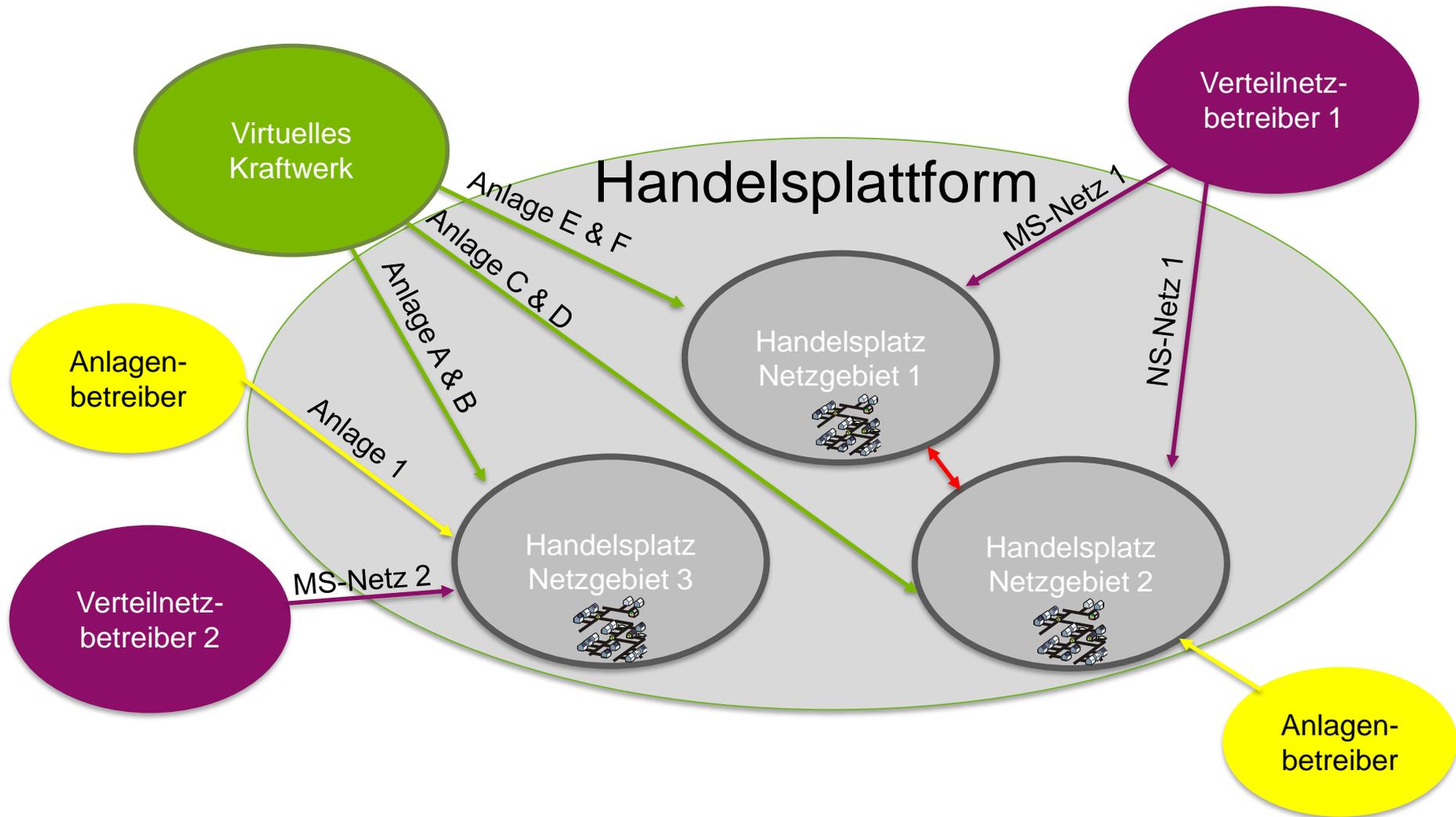
- Berechnung möglicher Regelungseingriffe durch VNB-eigene Betriebsmittel/Maßnahmen
- Diese Maßnahmen werden immer zuerst ergriffen
- Wenn danach noch ein Restproblem bevorsteht, soll dies durch die Flexibilitäten am Markt vermieden werden



Netzgebiete → Handelsplätze



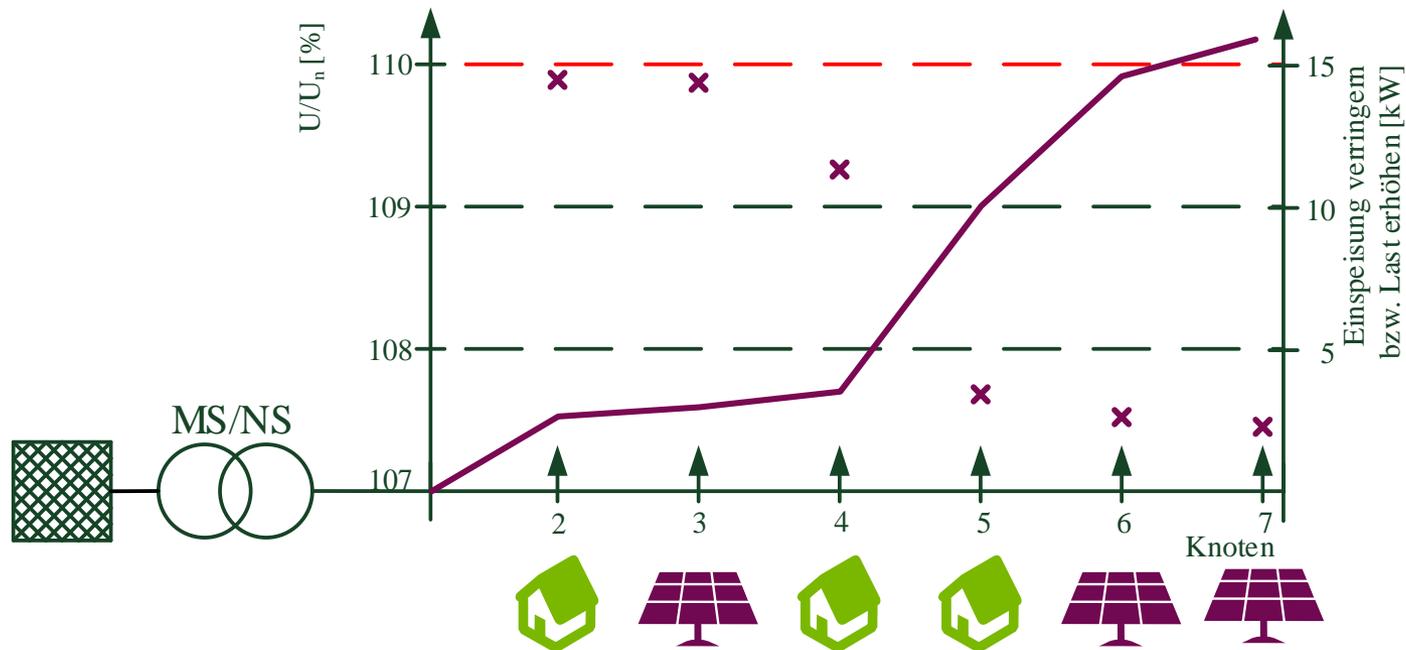
Struktur der Marktplattform



Ausschreibung

- NS-Ebene:
 - viele kleine Flexibilitäten (oft nicht vom VNB steuerbar)
 - Betreiber erstellen Angebote (Preise für Leistungsänderungen)
 - Bezuschlagte Angebote werden immer abgerufen
- MS-Ebene:
 - Anlagen sind einfacher ansteuerbar, Leistungen sind größer
 - Zwei Ausschreibungen: gesicherter/ungesicherter Bedarf
 - Arbeits- und Leistungspreis

Flexibilitätsbedarfsermittlung

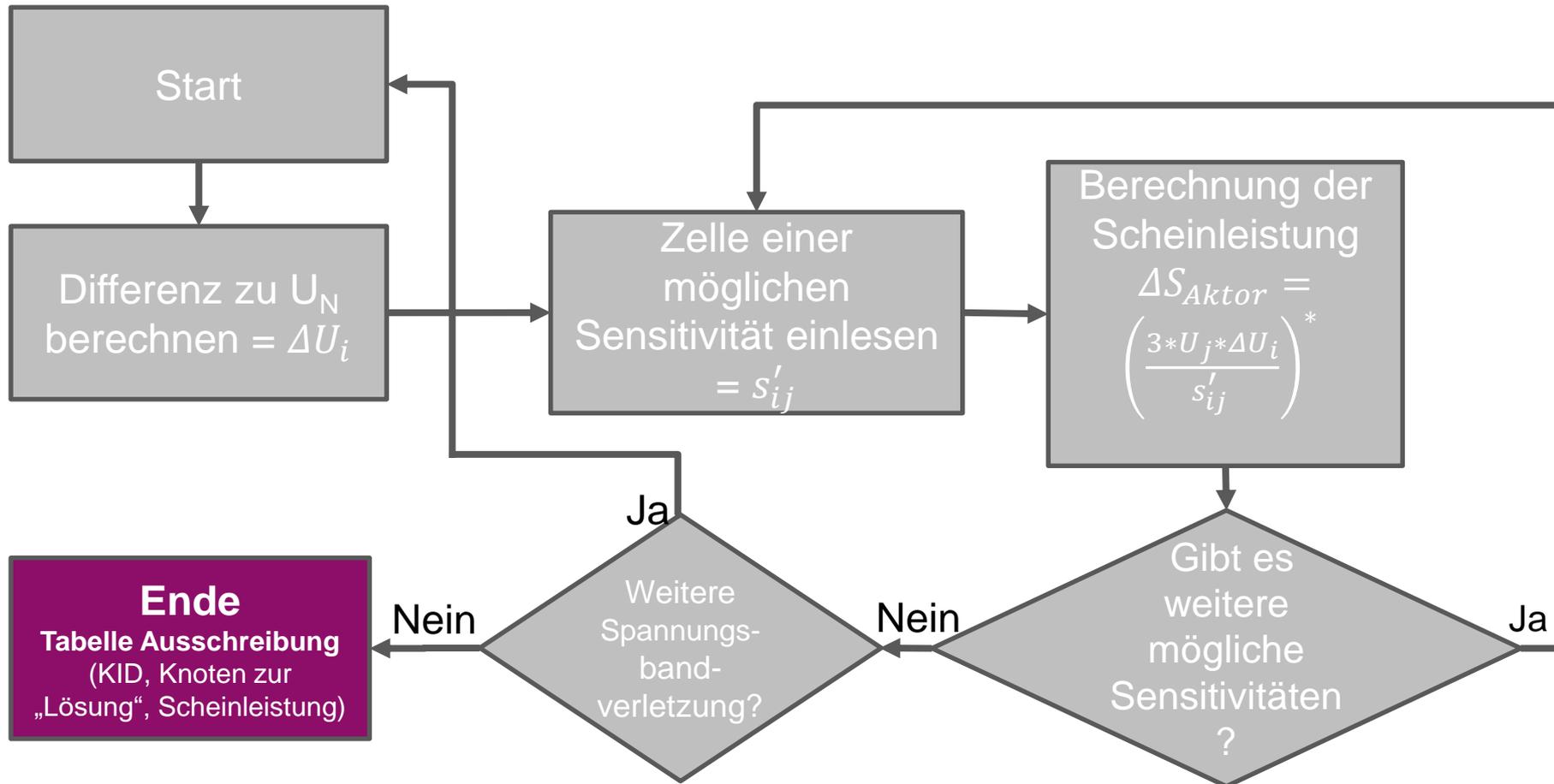


- Flexibilitäten haben verschiedene Sensitivitäten und Preise
- Ziel: Grenzwertverletzung vermeiden mit geringen Kosten

Optimal Power Flow (OPF)

- Verfahren aus der Kraftwerkseinsatzoptimierung
- Modellierung von Flexibilitäten als Generatoren/Lasten
- Minimierung der Gesamtkostenfunktion unter Berücksichtigung aller Restriktionen
- Auch mehrere verschiedene Grenzwertverletzungen in einem Schritt lösbar

Sensitivitätsanalyse (SA)



Vergleichsszenarien

- Zwei Netze betrachtet
- Trotz großer Leistungen kaum Unterschiede
- Prognosefehler meist größer
- Beide Verfahren sind zur Flexibilitätsbedarfsermittlung geeignet

Niederspannung:

$\Delta U/U_n$ Knoten 1	ΔP_{OPF} Knoten 2	ΔP_{Sen} Knoten 2	Abweichung
2,25 %	94,10 kW	95,40 kW	1,38 %

ΔI_{th} Knoten 1	ΔP_{OPF} Knoten 2	ΔP_{Sen} Knoten 2	Abweichung
6,58 A	4,70 kW	4,65 kW	1,04 %

Mittelspannung:

$\Delta U/U_n$ Knoten 1	ΔP_{OPF} Knoten 2	ΔP_{Sen} Knoten 2	Abweichung
0,68 %	6,29 MW	6,09 MW	3 %

Unterschiede der Verfahren

- Sensitivitätsanalyse:
 - Sensitivitäts- & Admittanzmatrix benötigt
 - Daraus kann kein Rückschluss auf das Netz gezogen werden
 - Kürzere Rechenzeit
- OPF:
 - alle Topologiedaten benötigt (Kabeldaten, etc.)
 - Längere Rechenzeiten
 - Komplexere Probleme in einem Schritt lösbar

Abruf von Flexibilitäten

- Möglichst viele Möglichkeiten, um auch kleine Flexibilitäten miteinzubeziehen
 - Information über Zuschlagsvergabe per E-Mail an Aggregator
 - Wenn geeignete Schnittstelle vorhanden, Abruf über den VNB
 - Zukünftig: Ansteuerung ggf. über Smart Meter
- Erfüllungsnachweispflicht bei Bedarf
 - MS: Energiemanagementsysteme oder Smart Meter
 - NS: Smart Meter

Ausblick

- Bewertung der rechtlichen Anforderungen
- Umsetzung des Konzepts
- Realisierung der Marktplattform
- Wirtschaftliche und technische Auswertung beider Verfahren in Feldtests

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

➤ Kontakt

J. Hermanns, M.Sc. | Energiemärkte und Flexibilitätsmanagement
Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Rainer-Gruenter-Str. 21, 42119 Wuppertal
Büro: 0202 439 1014 | E-Mail: jessica.hermanns@uni-wuppertal.de