



Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Dieser Beitrag wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Forschungsprojektes "Innovationen in der Systemführung bis 2030 (InnoSys2030)" gefördert (FKZ: 0350036).

Vortrag zum 16. Symposium Energieinnovation 2020

Markus Knittel, Stefanie Samaan, Sascha Bauer, Albert Moser

Agenda

1. Einleitung und Ziel
2. Modell
3. Ergebnisse
4. Fazit und Ausblick

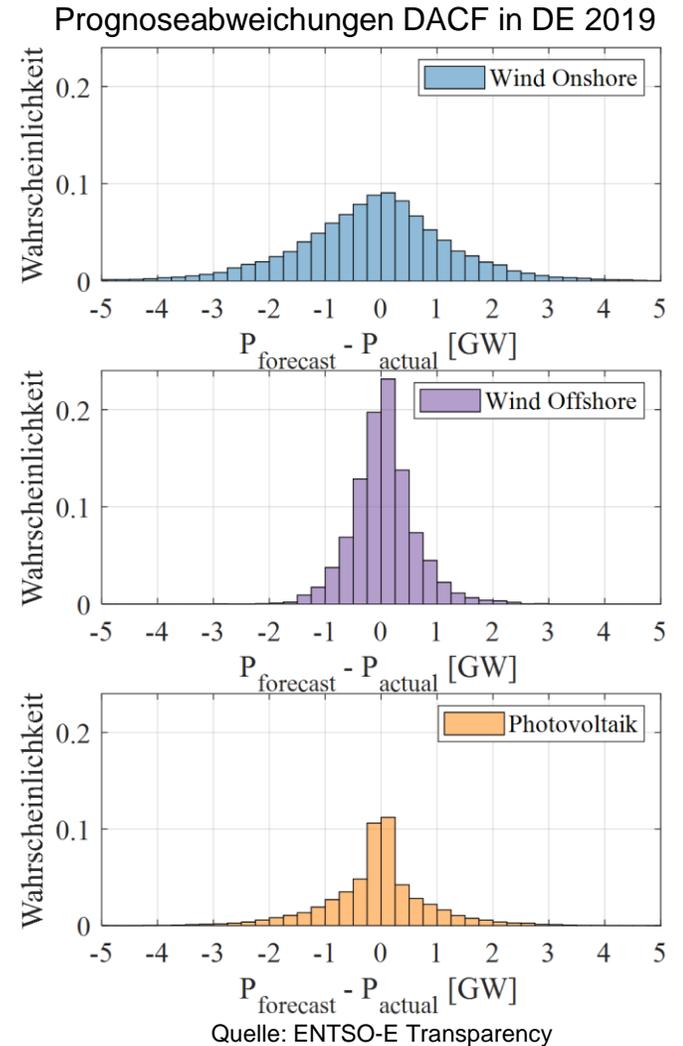
Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Einleitung

- Steigende Netzauslastung und Stilllegung von Kraftwerken erfordert Zubau einer hohen Anzahl an Blindleistungskompensationsanlagen (DE: bis zu 38,1 - 74,3 Gvar [NEP 2019-2030])
- Steigende Unsicherheiten durch volatile Erzeugung und Marktliberalisierung führt zu schwankenden Blindleistungsbedarfen im Übertragungsnetz
- Steigende Komplexität der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz
- Betriebskonzepte zur Spannungshaltung müssen angepasst und validiert werden
- Probabilistische Analyse erforderlich

Ziel

- Entwicklung und exemplarische Anwendung einer Simulationsumgebung zur probabilistischen Analyse der quasistationären Spannungshaltung



Agenda

1. Einleitung und Ziel
2. Modell
3. Ergebnisse
4. Fazit und Ausblick

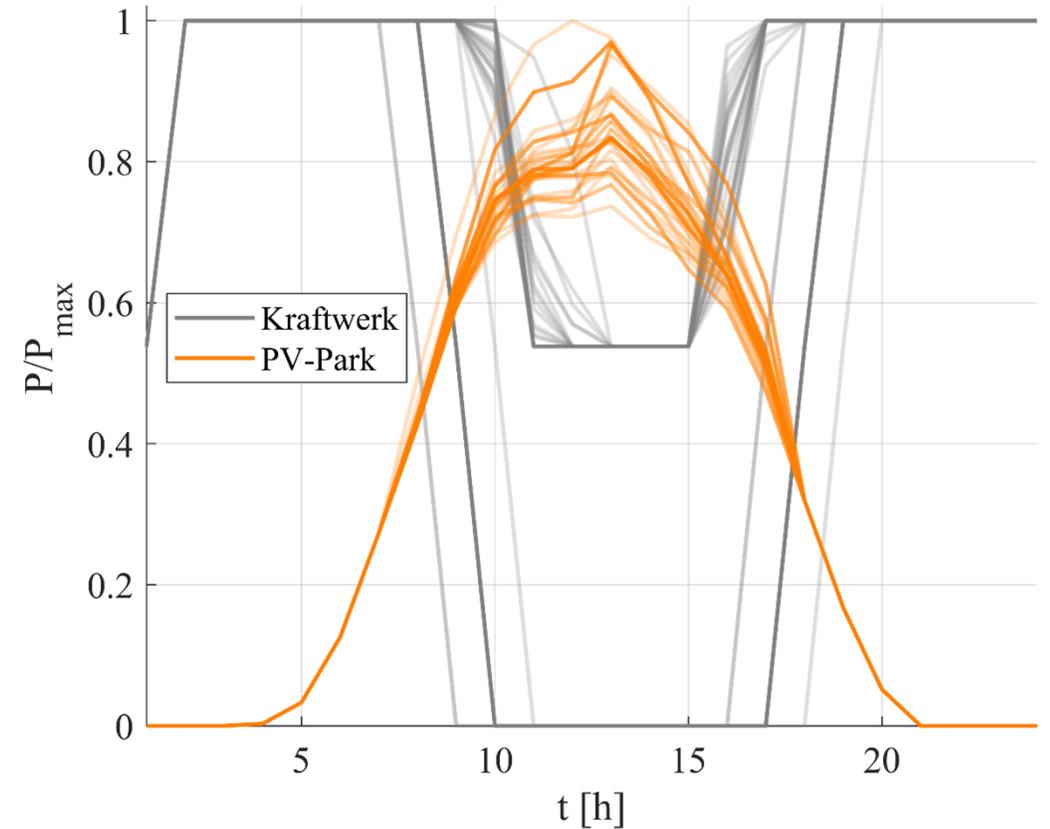
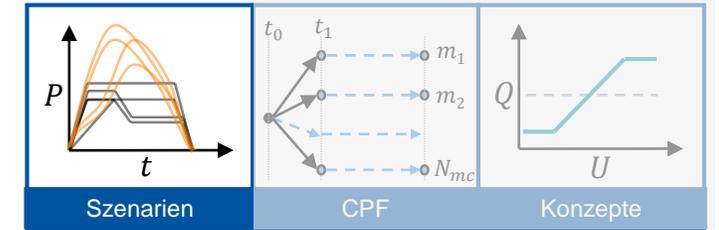
Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Modell (1/4): Überblick

- Dreiteiliges Modell

1. Szenarienerstellung mit Monte-Carlo-Simulation

- EE-Szenarien
- Kraftwerkseinsatzplanung



Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Modell (1/4): Überblick

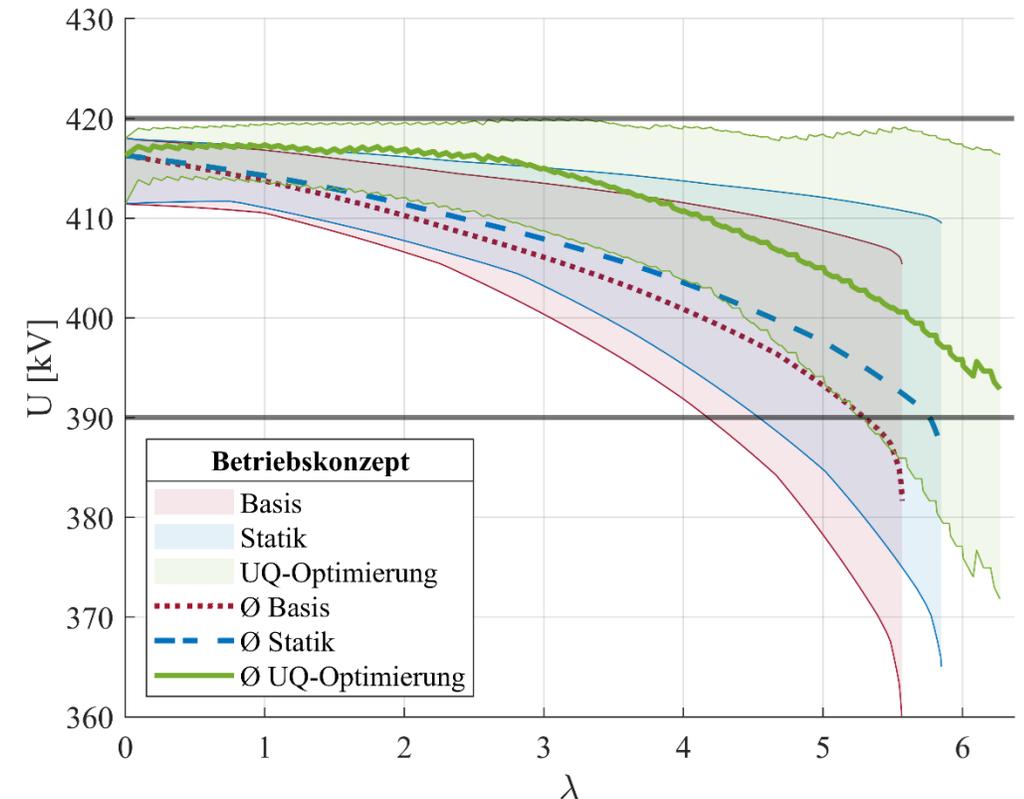
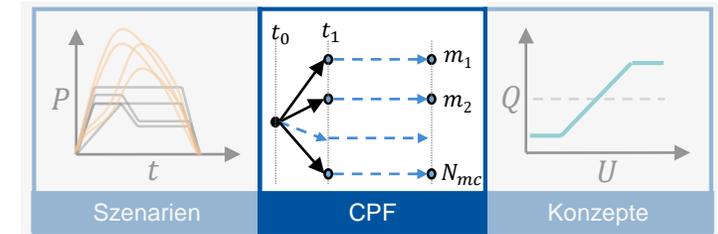
- Dreiteiliges Modell

1. Szenarienerstellung mit Monte-Carlo-Simulation

- EE-Szenarien
- Kraftwerkseinsatzplanung

2. Betriebssimulation durch quasistationäre Leistungsflussverschiebung

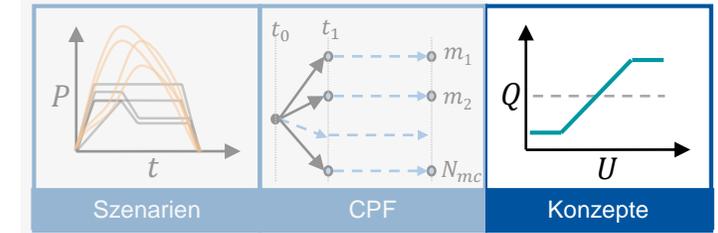
- Continuation Power Flow (CPF)
- Ausgehend von einem bekannten Netzzustand
- Iterative Verschiebung in jedes Monte-Carlo-Szenario



Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Modell (1/4): Überblick

- Dreiteiliges Modell



1. Szenarienerstellung mit Monte-Carlo-Simulation

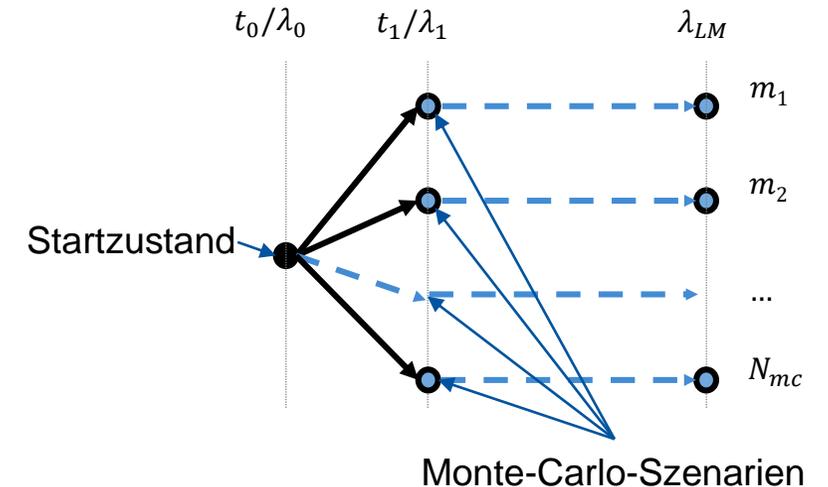
- EE-Szenarien
- Kraftwerkseinsatzplanung

2. Betriebssimulation durch quasistationäre Leistungsflussverschiebung

- Continuation Power Flow (CPF)
- Ausgehend von einem bekannten Netzzustand
- Iterative Verschiebung in jedes Monte-Carlo-Szenario

3. Analyse unterschiedlicher Betriebskonzepte

- Keine manuellen Eingriffe
- Berücksichtigung lokaler Regelungen
- Berücksichtigung zentraler closed-loop UQ-Optimierung

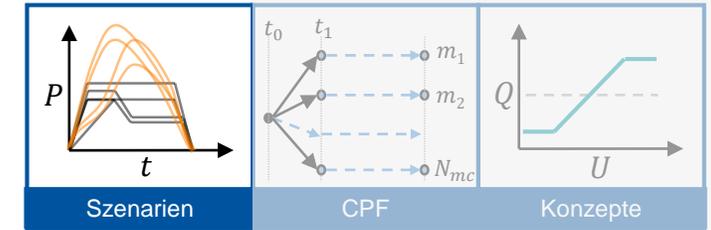


Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Modell (2/4): Generierung der Monte-Carlo-Szenarien

- Wetterszenarien für Wind- und PV-Einspeisung
 - Erstellung von Szenarien durch Zufallsexperimente
 - Berücksichtigung von Kreuzkorrelationen durch Cholesky-Zerlegung
- Fahrpläne konventioneller Kraftwerke durch Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung
 - Modellierung als gemischt ganzzahliges lineares Programm
 - Kostenminimierung des Kraftwerkeinsatzes für gegebene Last
 - Technologiespezifische Betriebskosten
 - Unterscheidung von Warm- und Kaltstartkosten
 - Ramping-Nebenbedingungen
 - Minimale Stillstands- und Betriebszeiten

➤ Als Resultat entstehen Zeitreihen $P_{g,t,m}$ für alle Generatoren g für mehrere aufeinanderfolgende Zeitpunkte t in unterschiedlichen Monte-Carlo-Szenarien m



Zielfunktion Kraftwerkseinsatzplanung

$$\min \left[\sum_{j \in J} \sum_{t \in T} (c_{0,j} \cdot v_{j,t} + c_{1,j} \cdot p_{j,t} + c_{s,j} \cdot son_{j,t} + c_{suc,j} \cdot suc_{j,t}) \right]$$

↑ Fixkosten
 ↑ Grenzkosten
 ↑ Warmstartkosten
 ↑ Kaltstartkosten

Zeitreihen der Generatoren für Monte-Carlo-Szenarien

$$P_{g,t,m} = \underset{g}{\downarrow} \underset{t}{\left[\begin{array}{ccc} P_{1,1,N_{mc}} & \cdots & P_{1,N_{guc},N_{mc}} \\ \vdots & & \vdots \\ P_{1,1,1} & \cdots & P_{1,N_{guc},1} \\ \vdots & & \vdots \\ P_{N_g,1,1} & \cdots & P_{N_g,N_{guc},1} \end{array} \right]} \underset{m}{\left. \begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} \right\} guc,N_{mc}}$$

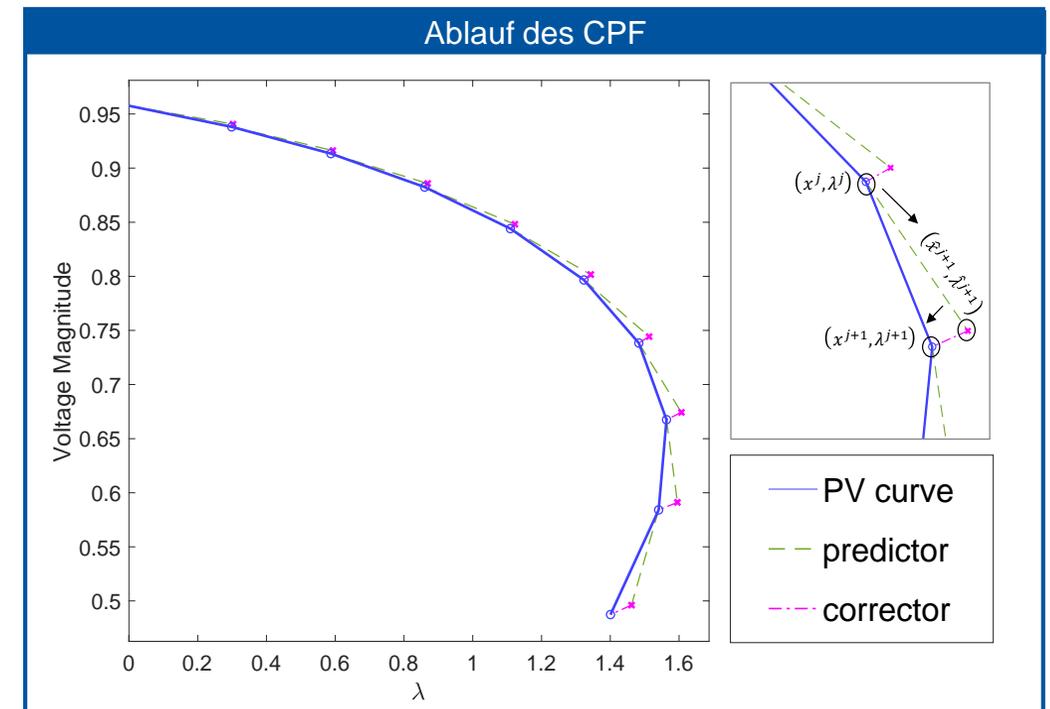
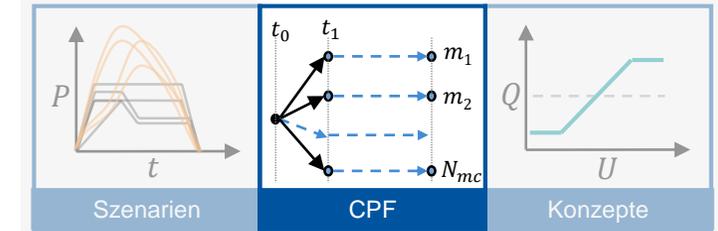
Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Modell (3/4): Quasistationäre Leistungsflussanalyse

- Anwendung des Continuation Power Flow (CPF)
 - Typischerweise für Analyse der Langzeitspannungsstabilität
- Anwendung als quasistationäre Simulation der Transition zwischen zwei Netzzuständen
 - Zustand 1: Bekannter Netzzustand (z.B. aktueller Snapshot)
 - Zustand 2: Monte-Carlo-Szenario
- Iterative AC-Leistungsflussrechnung unter Berücksichtigung von Grenzwerten für Wirk- und Blindleistung
 - Lineare Verschiebung der Einspeisungen und Lasten

$$\begin{bmatrix} P(\lambda) \\ Q(\lambda) \end{bmatrix} = \lambda \cdot \begin{bmatrix} P_{t+1} - P_t \\ Q_{t+1} - Q_t \end{bmatrix}$$

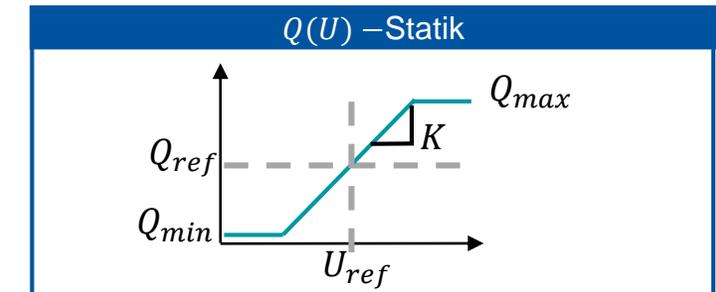
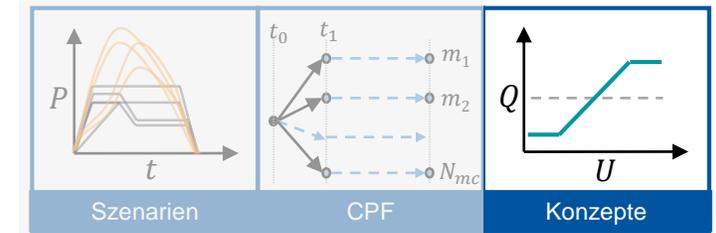
- $\lambda = 1$ ist der Zielzustand des Monte-Carlo-Szenarios
- Mit $\lambda > 1$ kann das Systemverhalten bei gleichbleibenden Einspeise und Lastgradienten untersucht werden



Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Modell (4/4): Konzepte

- Fokus auf Einsatz kontinuierliche regelbarer Kompensationsanlagen
 - STATCOMs, HGÜ-Kopfstationen, o.ä.
- Lokale Regelung der Anlagen durch Q(U)-Statik
 - $Q_{Statik}(U) = K \cdot (U - U_{ref}) + Q_{ref}$
 - Vernachlässigung von Totbändern
- Closed-Loop Einsatz einer Spannungs-Blindleistungsoptimierung
 - Anpassung von Q-Arbeitspunkten zur gesamtsystemischen Optimierung
 - Spannungs-Blindleistungsoptimierung
 - Sukzessive lineare Programmierung
 - Minimierung der Netzverluste unter Berücksichtigung von Spannungs- und Blindleistungsgrenzen



UQ-Optimierung - Zielfunktion

$$\min \left[\left(\frac{\Delta P_{Loss}}{\Delta Q_I} \cdot c_L + c_Q \right) \cdot \Delta Q_I \right]$$

Blindleistungsgrenzen

$$\begin{aligned} \max(Q_I + \kappa_I \cdot Q_{min}, Q_{min}) \\ \leq Q_I + \Delta Q_I \leq \\ \min(Q_I + \kappa_I \cdot Q_{max}, Q_{max}) \end{aligned}$$

Spannungsgrenzen

$$U_{min} - U_I \leq A_I \cdot \Delta Q_I \leq U_{max} - U_I$$

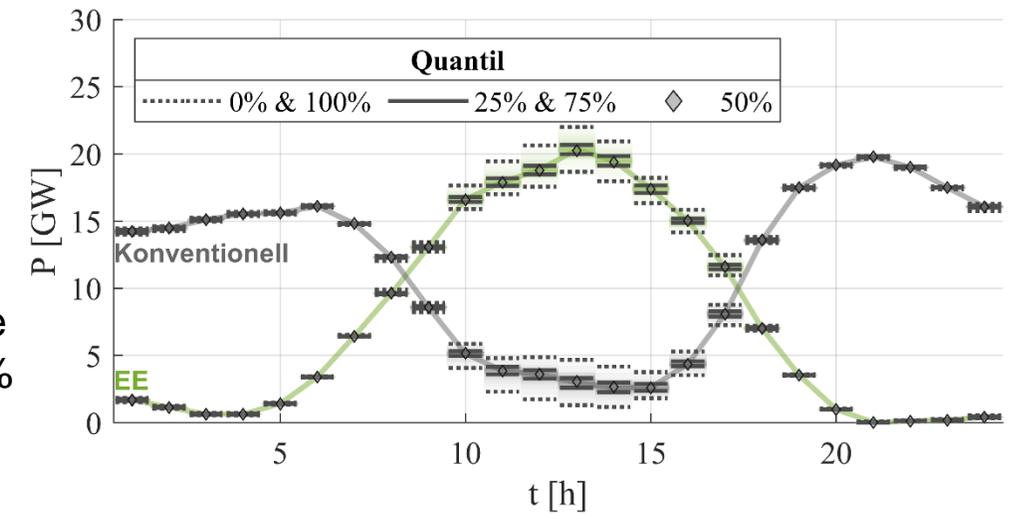
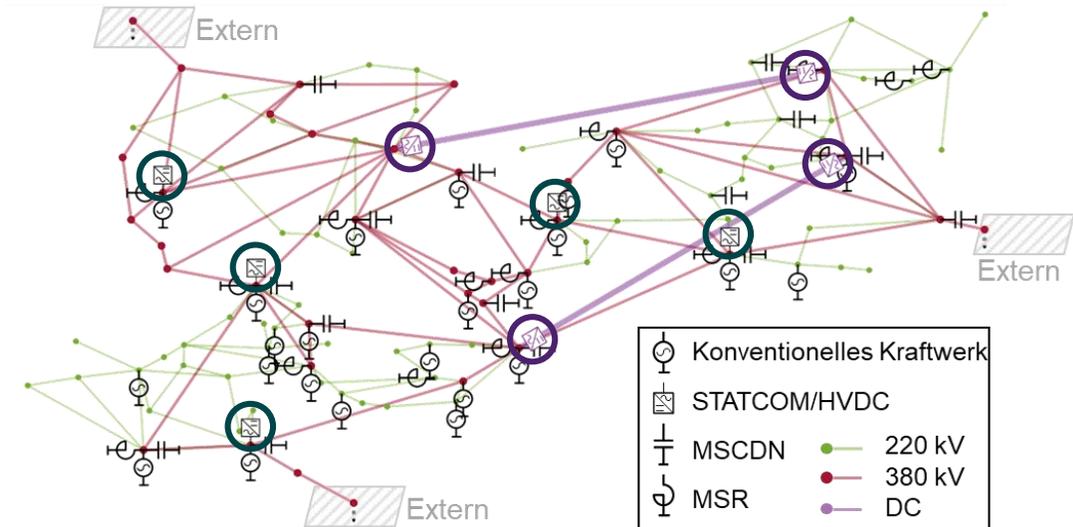
Agenda

1. Einleitung und Ziel
2. Modell
3. Ergebnisse
4. Fazit und Ausblick

Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Ergebnisse (1/4): Szenario

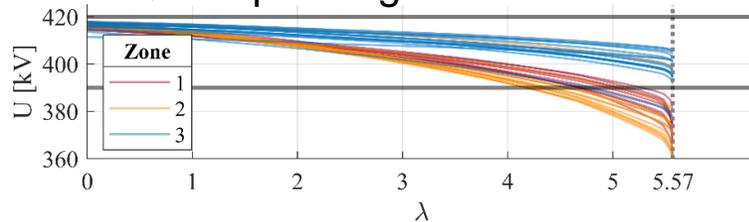
- Synthetisches Übertragungsnetzmodell
 - 5 STATCOMs mit $Q_{nenn} = \pm 300 \text{ Mvar}$
 - 4 HGÜ-Kopfstationen mit $Q_{nenn} = \pm 500 \text{ Mvar}$
 - Variation der Konzepte für STATCOMs und HGÜ-Kopfstationen
 - Keine Anlagen in 220 kV-Ebene in UQ-Optimierung
- Konzepte für STATCOM/HGÜ
 - **Basis:** Konstanter Q-Arbeitspunkt
 - **Statik:** Berücksichtigung Q(U)-Statiken
 - **UQ-Optimierung:** Closed-loop Optimierung
- PV-geprägtes Szenario
 - 24 zeitdiskrete Netznutzungsfälle bilden Tagesverlauf ab
 - Zur Mittagszeit hoher EE-Anteil, ansonsten viele konv. Kraftwerke
 - Monte-Carlo-Simulation mit maximaler Prognoseabweichung 20%
 - 50 Monte-Carlo-Szenarien



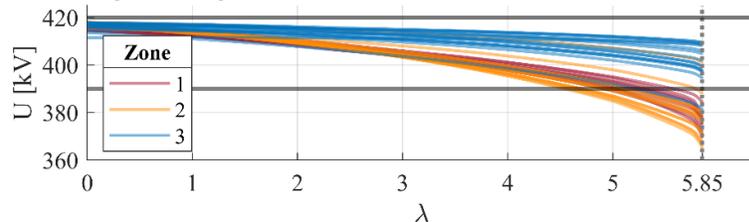
Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Ergebnisse (2/4): Exemplarische Spannungsstabilitätsanalyse

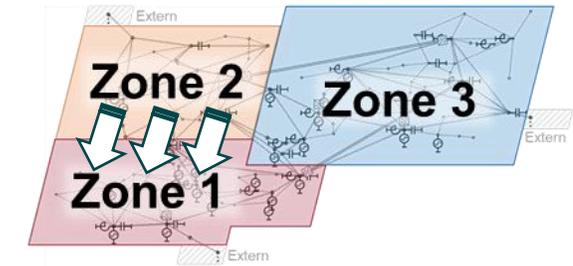
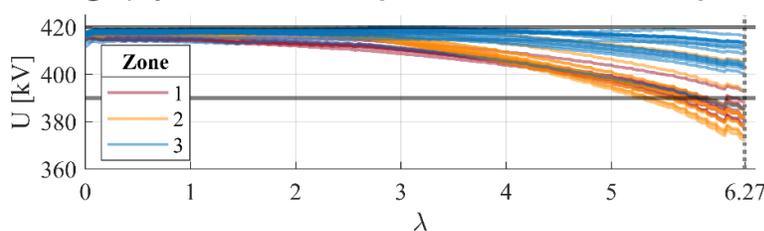
- PV-Kurven der 380 kV-Ebene für exemplarische Szenario der Stunde 5
 - Erhöhung PV-Einpeisung in Zone 2 zugunsten konv. Einspeisung in Zone 1
 - Basis (konstante Q-Einspeisung für STATCOM/HGÜ)



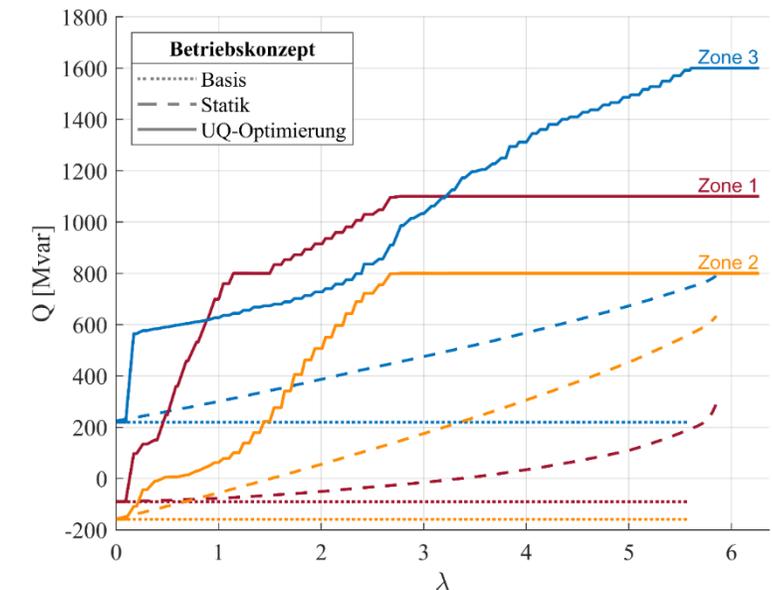
- Statik (lokale Regelung für STATCOM/HGÜ)



- UQ-Optimierung (systemisch optimierter Arbeitspunkt für STATCOM/HGÜ)



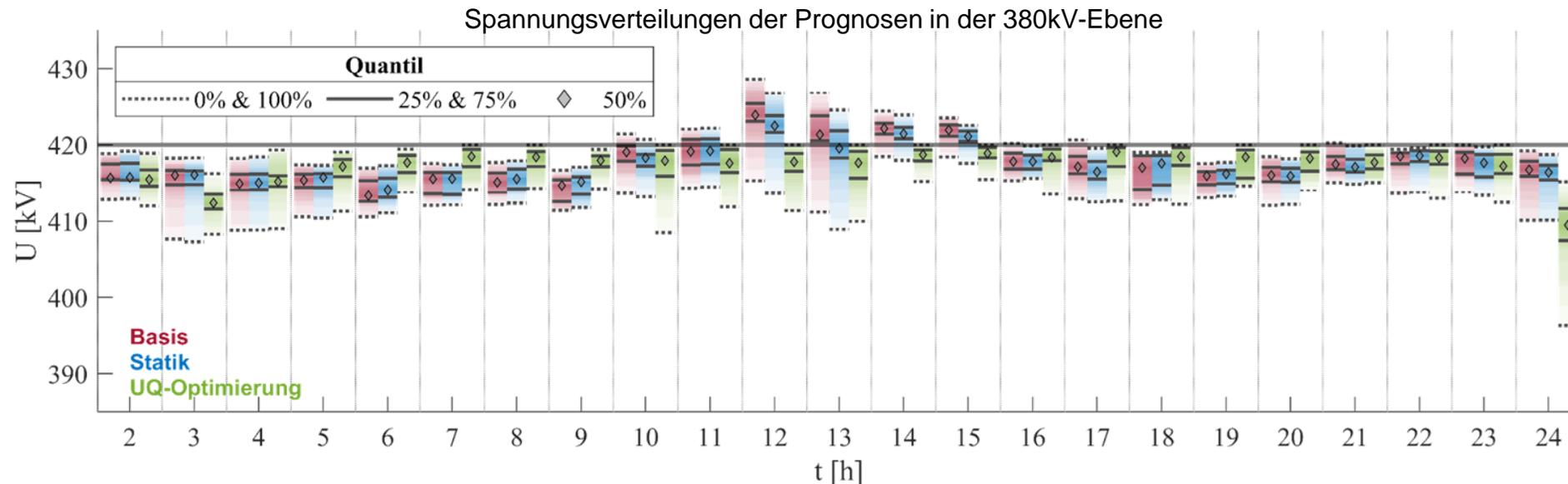
Aggregierter Q-Einsatz aus STATCOM/HGÜ



➤ Stabilitätsgrenze/Spannungshaltung wird durch Statik und UQ-Optimierung verschoben/verbessert

Ergebnisse (3/4): Probabilistische Spannungsverteilungen

- CPF für die Stunden 1-23 für die jeweiligen Prognoseszenarien der nächsten Stunde (z.B. 1-2, 2-3, ...)
 - Spannungsverteilungen enthalten alle 380 kV Spannungsamplituden für alle 50 Monte-Carlo-Szenarien

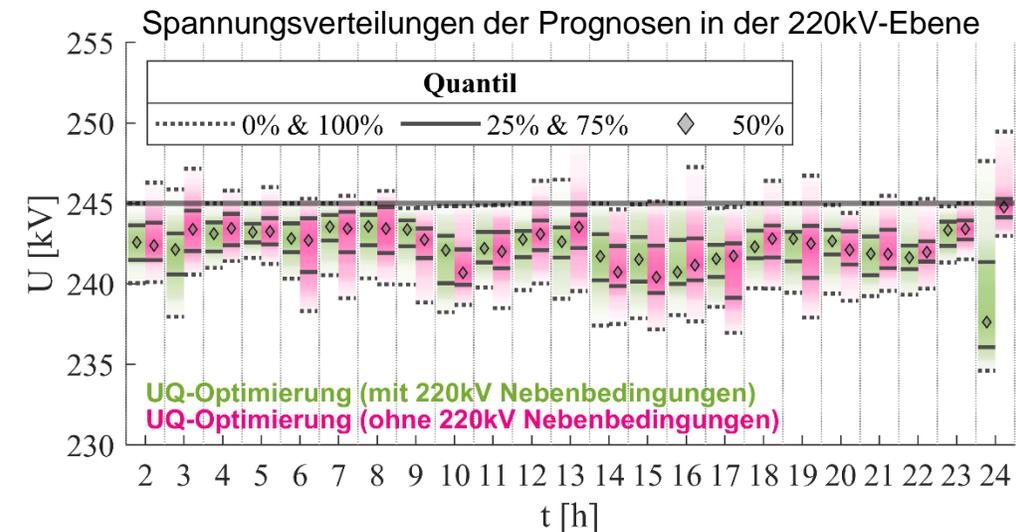
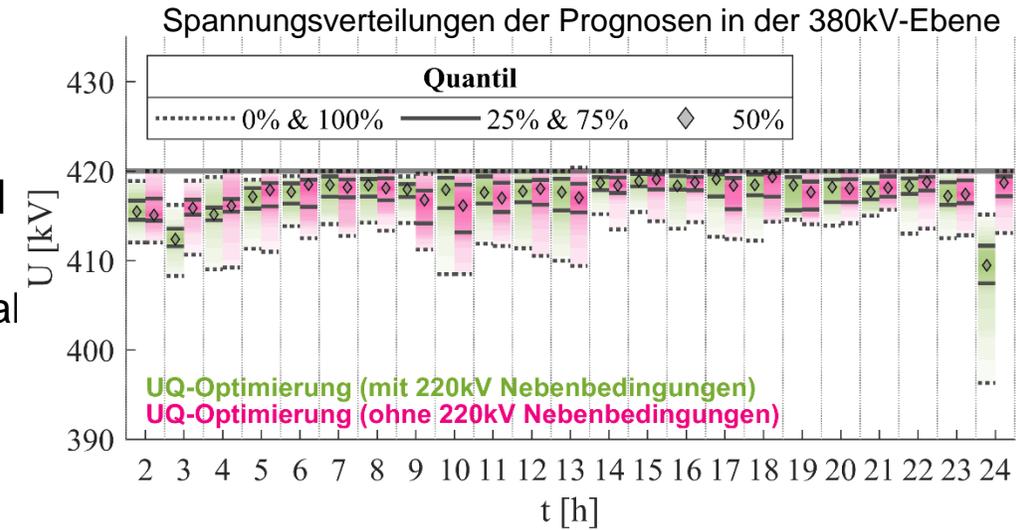


- Basis: Verletzung der oberen Spannungsgrenze in den Stunden 11-17
- Statik: Risiko für Grenzwertverletzungen wird reduziert
- UQ-Optimierung: Keine Grenzwertverletzungen, jedoch deutlich niedrigere Spannungen in Stunde 24

Probabilistische Analyse der betrieblichen Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Ergebnisse (4/4): 220 kV-Nebenbedingungen

- Niedrige Spannungen in 380 kV-Ebene bei UQ-Optimierung sind durch Grenzwertverletzungen in der 220 kV-Ebene begründet
 - Da dort kein Blindleistungspotential vorhanden ist, wird das Potential in der 380 kV-Ebene genutzt
 - Spannungsabsenkung in der 380 kV-Ebene zugunsten der Beschränkung von Grenzwertverletzungen in der 220 kV-Ebene
- Die Vernachlässigung der 220 kV-Nebenbedingungen führt in diesem Fall zu einem besseren Spannungsband in der 380 kV-Ebene
- Bei Anwendung der UQ-Optimierung in closed-loop ist sicherzustellen, dass Nebenbedingungen und eingebundenes Kompensationspotential aufeinander abgestimmt sind



Agenda

1. Einleitung und Ziel
2. Modell
3. Ergebnisse
4. Fazit und Ausblick

Zusammenfassung und Fazit

- Entwickeltes Modell ermöglicht probabilistische Analysen der stationären Spannungshaltung
 - Einbindung von $Q(U)$ -Statiken sowie UQ-Optimierungsfunktionen in closed-loop
 - Monte-Carlo-Simulation ermöglicht detaillierte Betrachtung der Netzzustände
- Anwendung von $Q(U)$ -Statiken und UQ-Optimierung führt zu geringerer Wahrscheinlichkeit für Grenzwertverletzungen des Spannungsbandes
 - $Q(U)$ -Statiken wirken nur lokal
 - UQ-Optimierung wirkt auch auf nicht spannungsgeregelte Knoten; das betrachtete Netzgebiet muss aber mit verwendeten Kompensationsanlagen abgestimmt sein

Ausblick

- Untersuchung der Einbindung weiterer Kompensationstechnologien in die closed-loop UQ-Optimierung
- Verwendung von lokalen Schaltschwellen für diskret schaltbare Kompensationsanlagen



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit



Markus Knittel

RWTH Aachen University

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft
Forschungsgruppe Systemstabilität

Tel. +49 (0) 241 / 80 97891
m.knittel@iaew.rwth-aachen.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Dieser Beitrag wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Forschungsprojektes "Innovationen in der Systemführung bis 2030 (InnoSys2030)" gefördert (FKZ: 0350036).