

PROBABILISTISCHE ANALYSE DER BETRIEBLICHEN SPANNUNGSHALTUNG IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Markus Knittel*, Stefanie Samaan*, Sascha Bauer, Albert Moser

IAEW RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Deutschland,
Tel. +49 241 80 97891, m.knittel@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de/>

Kurzfassung: Der steigende Anteil der volatilen Erzeugung elektrischer Energie verursacht fluktuierende Leistungsflüsse und somit Unsicherheiten bezüglich des Blindleistungsbedarfs im Übertragungsnetz. Zukünftige Betriebsführungskonzepte müssen den Blindleistungseinsatz auf Basis der sich einstellenden Erzeugungssituation adaptieren. Im Rahmen dieses Beitrages wird ein Modell vorgestellt, welches die Analyse von Betriebsführungskonzepten zur Spannungshaltung bei unsicherer Übertragungsaufgabe ermöglicht. Das Modell basiert auf einer Monte-Carlo-Simulation, welche die Unsicherheiten durch eine Vielzahl separat betrachteter Szenarien darstellt. Durch eine quasistationäre Simulationsmethode können Transitionen der Leistungsflusssituationen zwischen einem bekannten und einem prognostizierten Netzzustand unter Berücksichtigung von lokalen Regelungen und Generatorgrenzen durchgeführt werden. Das Modell wird auf Basis eines synthetischen Übertragungsnetzmodells zur Analyse von unterschiedlichen Betriebskonzepten angewendet. Insbesondere wird der Einsatz einer automatisierten zentralen Spannungs-Blindleistungsoptimierung zur Sollwertanpassung der Steuerungsgrößen von Blindleistungskompensationsanlagen untersucht. Bei der Analyse der probabilistischen Spannungsverteilungen zeigt sich, dass dieses Konzept zu einer signifikanten Verbesserung der Spannungshaltung führt.

Keywords: Blindleistungskompensation, Spannungshaltung, Spannungs-Blindleistungsoptimierung, Übertragungsnetzbetrieb, Unsicherheiten

1 Einleitung

Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromversorgung steigt die Volatilität der Lastflusssituationen in elektrischen Übertragungsnetzen. Als Folge ergeben sich Unsicherheiten für Blindleistungsbedarfe und Spannungsamplituden, die für eine robuste Spannungshaltung und die Wahrung der Spannungsstabilität berücksichtigt werden müssen. In der Praxis verwenden Netzbetreiber zur Spannungshaltung lokale Anlagenregler in Kombination mit zentral angewiesenen Sollwertvorgaben und Schaltmaßnahmen für Blindleistungskompensationsanlagen. Im Hinblick auf die deutlich steigende Anzahl der Kompensationsanlagen [1] wird zudem die direkte Steuerung der Anlagen durch höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) diskutiert [2, 3]. Die Spannungshaltung und die Wahrung der Spannungsstabilität in zukünftigen Übertragungsnetzen muss folglich mithilfe einer geeigneten Methode analysiert werden, um Betriebskonzepte für das geplante Kompensationsportfolio validieren zu können. Diese Methode muss die Analyse von Systemzuständen nahe der Stabilitätsgrenze unter Berücksichtigung volatiler Erzeugung ermöglichen. Dazu können im Allgemeinen quasistationäre Berechnungsverfahren und Zeitbereichssimulationen in Betracht gezogen werden [4]. Die volatile Erzeugung durch erneuerbare Energieträger hat dabei durch eine Unsicherheit in der Größenordnung mehrerer

GW (Abbildung 1) eine höhere Relevanz als Betriebsmittelstörungen oder –ausfälle, die insbesondere in der Höchstspannung nur selten auftreten [5, 6].

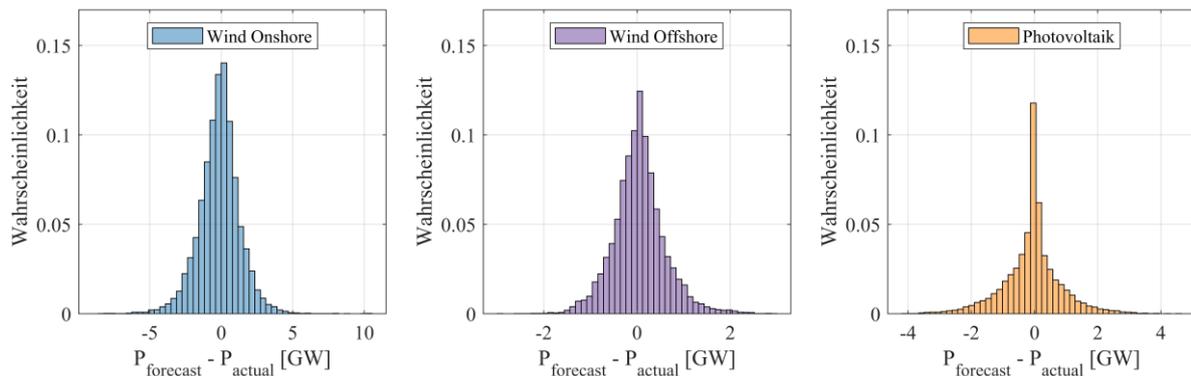


Abbildung 1: Histogramme von Abweichungen der Day-Ahead-Prognose in Deutschland 2019 für erneuerbare Energieträger [5]

Der optimale Blindleistungseinsatz kann in der Praxis durch eine Spannungs-Blindleistungsoptimierung bestimmt werden [7]. Diese kann zur Berücksichtigung zukünftiger Betriebszustände angepasst werden, um eine häufige manuelle Anpassung der Betriebspunkte der Blindleistungskompensation zu vermeiden [8]. Des Weiteren können Unsicherheiten durch zusätzliche Nebenbedingungen in einem Chance Constrained Optimal Power Flow berücksichtigt werden [9, 10]. Für eine detaillierte Analyse der Spannungshaltung wird jedoch eine Monte-Carlo-Simulation benötigt, welche Unsicherheiten durch eine Vielzahl unterschiedlicher Szenarien repräsentativ abbildet.

Ziel dieser Arbeit ist die Analyse unterschiedlicher Betriebsführungskonzepte für Blindleistungskompensationsanlagen hinsichtlich der Spannungshaltung. Vor diesem Hintergrund wurde eine Methode entwickelt, welche Monte-Carlo-Simulationen für eine unsicherheitsbehaftete Einspeisung durchführt. Der Kraftwerkseinsatz wird dabei zentral durch eine Kraftwerkseinsatzplanung (KEP) optimiert [11]. Anschließend werden unterschiedliche Szenarien ausgehend von einem bekannten Systemzustand durch die Anwendung eines Continuation Power Flows (CPF) eingestellt [12]. Dabei werden manuelle Schalthandlungen und Sollwertanpassungen durch die Systemführung vernachlässigt.

2 Modell

Das entwickelte Modell zur Analyse der probabilistischen Spannungshaltung im Übertragungsnetz gliedert sich dabei in drei Teilschritte (Abbildung 2).

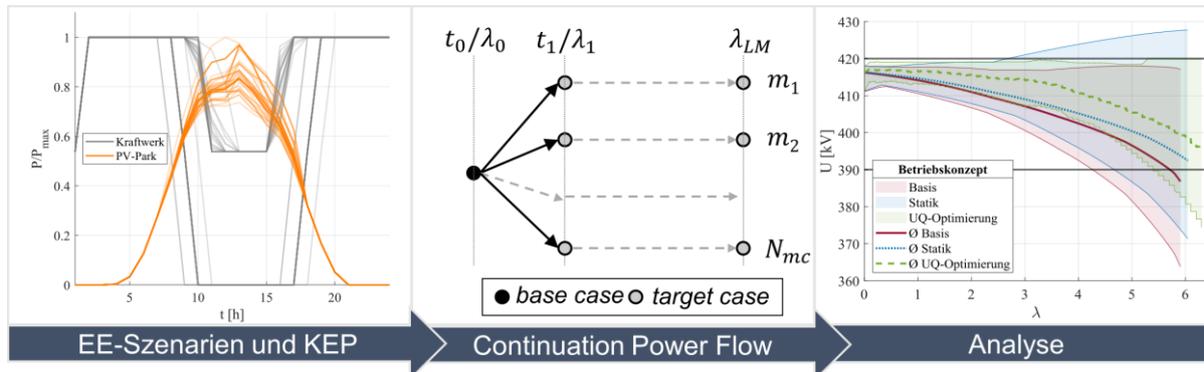


Abbildung 2: Modellübersicht

Die Eingangsdaten des Modells stellen Erzeugungsszenarien für ein gegebenes Netzmodell dar, die eine volatile Einspeisung repräsentieren. Der Einsatz der Blindleistungskompensationsanlagen erfolgt durch lokale Regler und kann durch eine HEO im closed-loop Betrieb ergänzt werden. Diese HEO bildet eine kontinuierliche Sollwertanpassung lokaler Regler ab, welche ohne manuelle Überprüfung durch die Systemführung durchgeführt wird. Lokale Regler werden durch spannungsgeregelte Knoten sowie $Q(U)$ -Statiken abgebildet.

2.1 Szenarienerstellung

Im Netzbetrieb ist der aktuelle Systemzustand bekannt, während zukünftige Systemzustände nur durch unsicherheitsbehaftete Prognosen abgeschätzt werden können. Zur Erstellung dieser Prognosedaten dient eine Monte-Carlo-Simulation. Diese erstellt auf Basis der relevanten Unsicherheiten, wie PV- und Windenergieerzeugung, N_{mc} exemplarische Szenarien, die eine gegebene Wahrscheinlichkeitsverteilung durch Zufallsexperimente abbilden. Dabei werden Kreuzkorrelationen zwischen unterschiedlichen Unsicherheitsquellen durch eine Cholesky-Zerlegung berücksichtigt [13]. Die Unsicherheit der Last wird hierbei vernachlässigt.

Für jedes Szenario werden Kraftwerksfahrpläne durch eine zeitgekoppelte KEP bestimmt. Diese berücksichtigt unterschiedliche Nebenbedingungen, wie maximale Leistungsgradienten, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten sowie Warm- und Kaltstartkosten. Insgesamt ergeben sich somit Einspeisezeitreihen für alle Erzeugungsanlagen für die unterschiedlichen Szenarien.

2.2 Continuation Power Flow

Für jedes Monte-Carlo-Szenario wird der bekannte Systemzustand zum Zeitpunkt t durch den CPF in Richtung des zukünftigen Zeitpunktes $t + 1$ verschoben. Die Verschiebung der definierten Knotenleistungen erfolgt dabei linear in Abhängigkeit des Transitionsparameters λ . Im initialen Zustand gilt $\lambda(t) = 0$, während der zukünftige Zeitpunkt durch $\lambda(t + 1) = 1$ definiert wird:

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

Durch eine weitere Erhöhung von λ kann geprüft werden, wann das System bei gleichbleibender Änderungsrate der Knotenleistungen die Spannungsstabilitätsgrenze erreicht. Eine gleichbleibende Änderung ist jedoch unrealistisch, da die Betriebsgrenzen von Erzeugungsanlagen und Kompensationsanlagen beachtet werden müssen. Aus diesem Grund werden während des CPF sowohl Blind- als auch Wirkleistungsgrenzen berücksichtigt. Die Blindleistung der Anlagen wird dabei durch einen PV-Knoten oder durch einen $Q(U)$ -Knoten eingestellt. Letzterer stellt Blindleistung in linearer Abhängigkeit zur aktuellen Knotenspannung zur Verfügung:

$$Q_{\text{Statik}}(U) = K \cdot (U - U_{\text{ref}}) + Q_{\text{ref}}. \quad (2)$$

Dazu müssen eine konstante Statik K , eine Referenzspannung U_{ref} und eine Referenzblindleistung Q_{ref} definiert werden. Bei Erreichen einer Blindleistungsgrenze wird der entsprechende Knoten in einen PQ-Knoten umgewandelt. Das Wirkleistungsungleichgewicht wird durch einen einzelnen Slack-Knoten mit angeschlossenem Kraftwerk ausgeglichen. Bei Erreichen der Wirkleistungsgrenze wird ein anderes aktives Kraftwerk zur Sicherstellung des Wirkleistungsgleichgewichtes verwendet. Dafür kommen ausschließlich Kraftwerke ohne dargebotsabhängige Primärenergie in Frage. Haben alle aktiven Kraftwerke ihre Wirkleistungsgrenze erreicht, wird das Kraftwerk mit den geringsten variablen Kosten angefahren.

Durch die Anwendung des CPF in alle Szenarien können probabilistische Spannungsprofile und Stabilitätsgrenzen ermittelt werden. Zusätzlich können HEOs zur Abbildung von zentralen Optimierungskonzepten ergänzt werden.

2.3 Spannungs-Blindleistungsoptimierung

Die verwendete HEO ist eine Spannungs-Blindleistungsoptimierung (UQ-Optimierung), die durch eine sukzessive lineare Programmierung (sLP) realisiert wird [14]. Dabei werden mehrere LPs iterativ optimiert. Für jede Iteration I werden Sensitivitäten A_I durch eine lokal gültige Linearisierung des aktuellen Arbeitspunktes des Netzes bestimmt. Variablen Grenzen werden künstlich durch einen Kontraktionsfaktor κ_I eingeschränkt, um die Gültigkeit des Optimierungsergebnisses sicherzustellen. Als Optimierungsvariablen werden die Änderungen der Blindleistungseinspeisungen ΔQ_I von den Arbeitspunkten Q_I der Kompensationsanlagen abgebildet:

$$\max(Q_I + \kappa_I \cdot Q_{\min}, Q_{\min}) \leq Q_I + \Delta Q_I \leq \min(Q_I + \kappa_I \cdot Q_{\max}, Q_{\max}). \quad (3)$$

Somit können die Arbeitspunkte von kontinuierlich regelbaren Kompensationsanlagen, wie z.B. STATCOMs und HGÜ-Kopfstationen, optimiert werden. Als Nebenbedingungen werden die Spannungsgrenzen U_{\min} und U_{\max} beliebiger Netzknoten berücksichtigt:

$$U_{\min} - U_I \leq A_I \cdot \Delta Q_I \leq U_{\max} - U_I. \quad (4)$$

Die Zielfunktion beinhaltet dabei die Kosten des Blindleistungseinsatzes c_Q sowie die Kosten c_L der Wirkleistungsverluste P_{Loss} des Netzes:

$$\min \left[\left(\frac{\Delta P_{Loss}}{\Delta Q_I} \cdot c_L + c_Q \right) \cdot \Delta Q_I \right]. \quad (5)$$

Der Kontraktionsfaktor wird nach jeder Iteration I der sLP in Abhängigkeit der Änderung der Wirkleistungsverluste $\Delta P_{Loss} = P_{Loss,I} - P_{Loss,I+1}$ angepasst (Gleichung 6). Sobald die Verluständerung unter einen initial definierten Grenzwert $\Delta P_{Loss,min}$ fällt, wird der Kontraktionsfaktor um $\Delta \kappa$ angepasst.

$$\kappa_{I+1} = \begin{cases} \kappa_I, & \text{wenn } \Delta P_{Loss} < \Delta P_{Loss,min} \\ \frac{\kappa_I}{\Delta \kappa}, & \text{wenn } \Delta P_{Loss} \geq \Delta P_{Loss,min} \end{cases} \quad (6)$$

Sobald κ unter einen gegebenen Wert κ_{min} fällt, gilt die Optimierung als beendet. Auch andere Flexibilitäten, wie z.B. längsgeregelte Transformatorstufensteller sowie Kompensationskondensatoren und –drosseln, können nach Bedarf berücksichtigt werden.

Die UQ-Optimierung wird in regelmäßigen Abständen innerhalb des CPF ausgeführt, um den Blindleistungseinsatz bestimmter Anlagen in closed-loop zu simulieren.

3 Ergebnisse

Das entwickelte Modell wird im Folgenden auf ein synthetisches Übertragungsnetzmodell angewendet. Dabei soll der betriebliche Blindleistungseinsatz innerhalb eines Tagesverlaufs abgebildet werden. Dieser wird durch 24 aufeinanderfolgende Netznutzungsfälle (NNF) abgebildet. Die Spannungshaltung wird dabei jeweils ausgehend von den ersten 23 NNF für eine unsicherheitsbehaftete Prognose der Folgestunde untersucht. Dabei werden unterschiedliche Betriebskonzepte für eine Monte-Carlo-Simulation mit $N_{mc} = 50$ untersucht (Tabelle 1). Im Basiskonzept wird dabei nur die lokale Spannungshaltung durch konventionelle Kraftwerke in Form von PV-Knoten berücksichtigt. Anschließend wird die Nutzung flexibler Blindleistungsreserven durch $Q(U)$ -Statiken für STATCOMs und HGÜ-Kopfstationen untersucht. Abschließend werden die Statiken durch den closed-loop Betrieb der UQ-Optimierung ersetzt. Dabei wird die Optimierung jeweils in Abständen von $\Delta \lambda = 0,1$ angewendet.

Konzept \ Anlagentyp	STATCOM/ HGÜ-Kopfstation	Aktive Wind- & PV-Parks	Aktive Kraftwerke
1: Basis	Konstantes Q	Lokale $Q(U)$ -Regelung mit $K = 2\%$ am Netzverknüpfungspunkt	Spannungsgeregelt mit Referenzspannung an den Generatorklemmen
2: Statik	$Q(U)$ mit $K = 5\%$		
3: UQ-Optimierung	Optimierung von Q		

Tabelle 1: Untersuchte Konzepte

3.1 Netzmodell

Das verwendete Netzmodell bildet ein vermaschtes Übertragungsnetz mit einer 220 kV-Ebene und einer 380 kV-Ebene ab (Abbildung 3). Dieses basiert auf [15] und wurde durch Blindleistungskompensationsanlagen sowie zwei HGÜ-Systeme ergänzt. Lasten sowie PV- und Windparks sind über einen Transformator als 110 kV-Äquivalent mit dem Übertragungsnetz verbunden. Das betrachtete Erzeugungsszenario zeichnet sich dabei durch eine hohe

PV-Einspeisung im Tagesverlauf ab, während die Einspeisung morgens und abends durch konventionelle Kraftwerke dominiert wird (Abbildung 4).

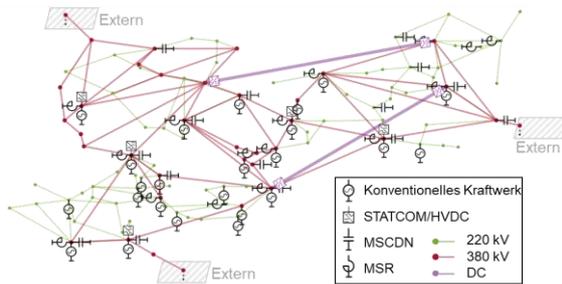


Abbildung 3: Topologie des Netzmodells mit Kraftwerken und Kompensationsanlagen

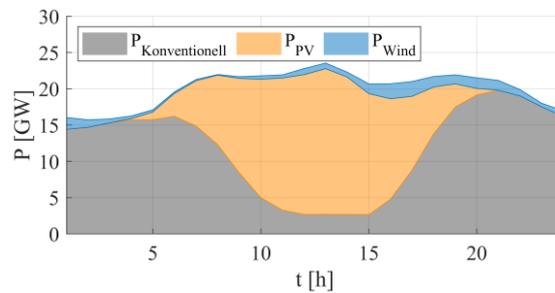


Abbildung 4: Erzeugung nach Technologie (gestapelt)

Für die UQ-Optimierung im closed-loop Betrieb stehen dabei leistungselektronische Anlagen, bestehend aus 5 STATCOMs mit $Q_{nenn} = \pm 300 \text{ Mvar}$ und 4 HGÜ-Kopfstationen mit $Q_{nenn} = \pm 500 \text{ Mvar}$, zur Verfügung. Diese Anlagen sind in der 380 kV-Ebene installiert. Die Arbeitspunkte der verbleibenden Kompensationsanlagen, wie Kompensationskondensatoren und -drosseln (MSCDN und MSR) sowie der Transformatorstufensteller werden für das Basisszenario optimiert und bleiben während der Berechnung des CPF für die einzelnen Monte-Carlo-Szenarien konstant. Die Spannungsgrenzen werden bei 390 kV bzw. 420 kV für die 380 kV-Ebene sowie bei 220 kV bzw. 245 kV für die 220 kV-Ebene definiert.

3.2 EE-Szenarien und Kraftwerkseinsatzplanung

Die Unsicherheit des Szenarios resultiert im Wesentlichen aus der PV-Erzeugung, welche geografisch vor allem im Nordwesten des synthetischen Netzmodells verortet ist (Abbildung 5). Zur Erstellung der Monte-Carlo-Szenarien werden die Erzeugungszeitreihen der Wind- und PV-Einspeisung durch eine normalverteilte Prognoseunsicherheit überlagert. Die maximale Prognoseabweichung liegt dabei bei 20 % der Nennleistung der Wind- und PV-Parks. Durch eine geringe Erzeugungsunsicherheit der Szenarien für die Stunden 1-8 sowie die Stunden 18-24, ergibt sich ein nahezu konstanter Einsatz konventioneller Kraftwerke (Abbildung 6).

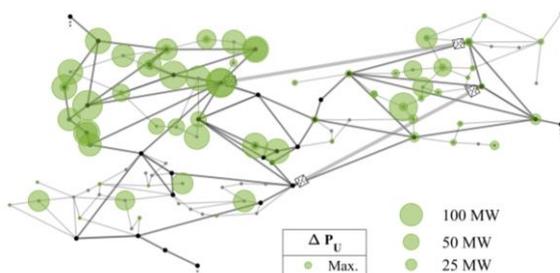


Abbildung 5: Maximale Unsicherheit ΔP_U der EE-Erzeugung (Wind- und PV-Einspeisung)

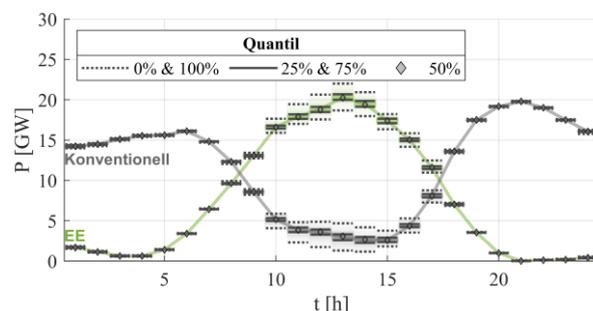


Abbildung 6: Erzeugungsszenarien (EE bildet dabei die Verteilungen von Wind- und PV-Einspeisung ab)

In den Stunden 9-17 ergeben sich hingegen deutliche Erzeugungsschwankungen für EE-basierte Erzeugungsanlagen von bis zu 18,7 GW bis 22,0 GW in Stunde 13. Die somit signifikanten Verschiebungen der Leistungsflüsse führen zu einer Unsicherheit des Blindleistungsbedarfs, der durch ein geeignetes Kompensationskonzept ausgeglichen werden muss.

3.3 Exemplarische Analyse der Stabilitätsgrenze

Zunächst wird die Bestimmung der maximalen Loading Margin λ_{max} für ein exemplarisches Szenario durchgeführt. Zur Analyse wird das Netzgebiet in drei Zonen eingeteilt (Abbildung 7).

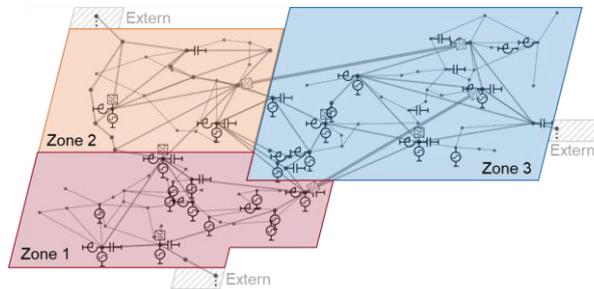


Abbildung 7: Zoneneinteilung des Netzmodells

In Zone 1 befindet sich dabei ein Großteil der konventionellen Kraftwerke und Lasten, in Zone 2 ist eine hohe Anzahl an PV-Anlagen installiert während Zone 3 durch Windenergieeinspeisung dominiert wird. Im betrachteten Szenario werden die Knotenleistungen des NNF der Stunde 5 in Richtung eines exemplarischen Monte-Carlo-Szenarios der Stunde 6 verschoben. Dabei wird durch die Verwendung der UQ-Optimierung der höchste Wert für λ_{max} erreicht, gefolgt von der Anwendung der $Q(U)$ -Statik und dem Basiskonzept. Die Wirkleistungseinspeisungen und Bedarfe der drei Zonen zeichnen sich dabei durch einen hohen Zuwachs der Einspeisung in Zone 2 aus, der durch den Anstieg der PV-Einspeisung verursacht wird (Abbildung 8). In Zone 1 speisen aktive konventionelle Kraftwerke den höchsten Anteil an spannungsstützender Blindleistung ein (Abbildung 9).

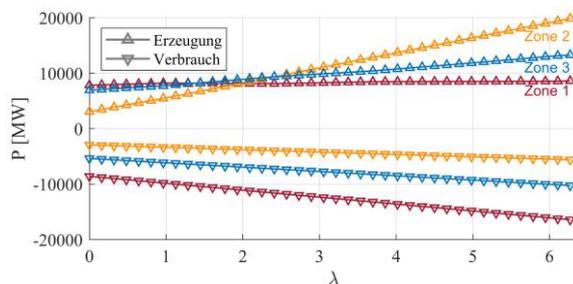


Abbildung 8: Wirkleistungseinspeisung und -verbrauch im Erzeugerzählpfeilsystem bei UQ-Optimierung

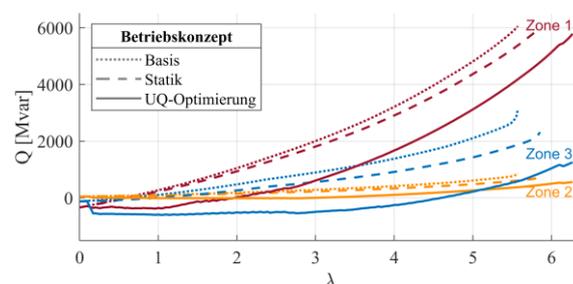


Abbildung 9: Blindleistungseinspeisung der konventionellen Kraftwerke

Für das Basiskonzept wird die Stabilitätsgrenze bereits bei $\lambda_{max,Basis} = 5,57$ erreicht (Abbildung 10a). Das heißt, dass der Arbeitspunkt bei Erreichen der Bifurkation um das 5,57-fache der Leistungsdifferenz zwischen den Stunden 5 und 6 verschoben ist. Dabei sinken nahezu alle Spannungen der 380 kV-Ebene in den Zonen 2 und 3 unter die betriebliche Grenze von 390 kV. In Zone 3 sinkt nur eine Knotenspannung unter diese Grenze. Durch die Regelung von leistungselektronischen Kompensationsanlagen mit einer $Q(U)$ -Statik kann die Stabilitätsgrenze auf $\lambda_{max,Statik} = 5,85$ erhöht werden (Abbildung 10b). Die UQ-Optimierung bewirkt eine weitere Erhöhung dieser Grenze auf $\lambda_{max,UQ-Optimierung} = 6,27$ (Abbildung 10c). Diese Verschiebungen der Stabilitätsgrenze bei Verwendung der Statik und UQ-Optimierung werden durch die erhöhte spannungshebende Blindleistungskompensation von STATCOMs und HGÜ-Kopfstationen erreicht (Abbildung 11).

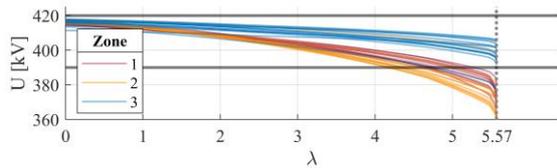


Abbildung 10a: Spannungen Basis (380 kV)

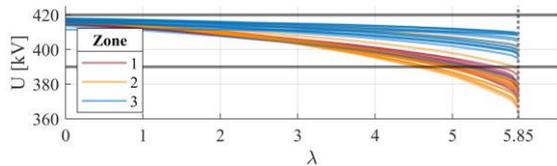


Abbildung 10b: Spannungen Statik (380 kV)

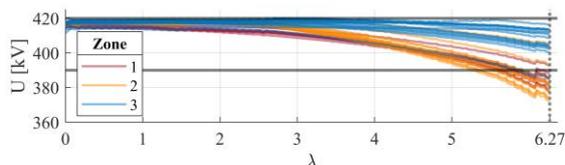


Abbildung 10c: Spannungen UQ-Optimierung (380 kV)

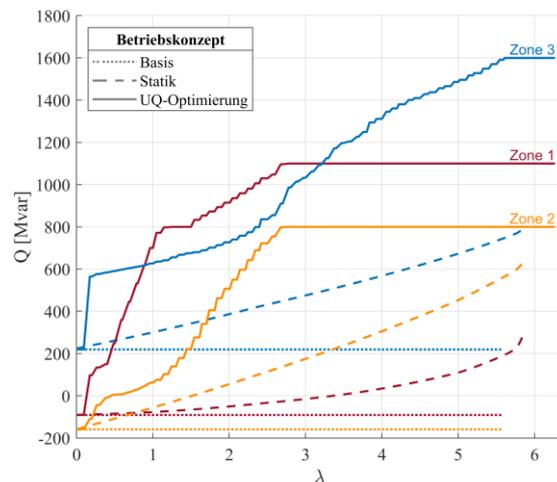


Abbildung 11: Aggregierter Q-Einsatz aus leistungselektronischen Anlagen

Durch die Anwendung der UQ-Optimierung in closed-loop kann die Blindleistungskompensation zwischen den Zonen so koordiniert werden, dass bei Erreichen der Stabilitätsgrenze das maximal verfügbare Potential der optimierten Anlagen abgerufen wird. Durch die lokale $Q(U)$ -Regelung leistungselektronischer Anlagen kann insbesondere das in Zone 3 vorhandene Potential nicht abgerufen werden.

3.4 Probabilistische Spannungsverteilungen

Im Folgenden werden die Spannungsverteilungen der Prognoseszenarien für alle NNF analysiert. Dabei werden die Verteilungen für $\lambda = 1$ sowie $\lambda = 2$ ausgewertet. Nach Anwendung des CPF für alle Monte-Carlo-Szenarien ergeben sich für die untersuchten Konzepte unterschiedliche Spannungsverteilungen bei Erreichen von $\lambda = 1$ (Abbildung 12).

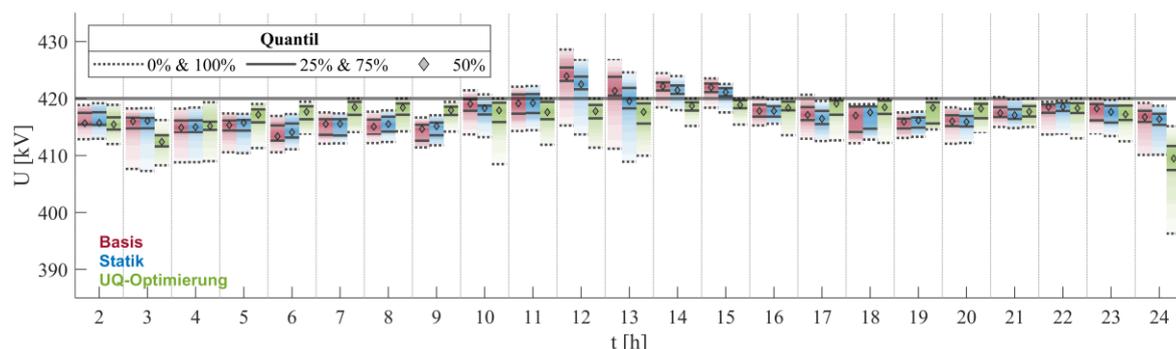


Abbildung 12: Spannungsverteilungen der Prognosen bei $\lambda=1$ für verschiedene Betriebskonzepte

Im Basiskonzept kommt es insbesondere bei einer hohen PV-Einspeisung zu Überspannungen von bis zu 428,6 kV in der 380 kV-Ebene. Im Vergleich dazu kann die Wahrscheinlichkeit einer Überspannung durch eine lokale $Q(U)$ -Regelung von leistungselektronischen Anlagen reduziert werden. Die Steuerung dieser Anlagen durch eine UQ-Optimierung in closed-loop führt schließlich zur Einhaltung aller Spannungsgrenzen der 380 kV-Ebene in allen betrachteten Szenarien.

Eine weitere Verschiebung der Einspeisungen und Lasten bis zu $\lambda = 2$ erzeugt ein vergleichbares Bild (Abbildung 13). Im Basiskonzept verschiebt sich die Spannungsverteilung nach unten (z. B. Stunde 10) oder nach oben (z. B. Stunde 21). In Stunde 14 liegen nunmehr alle Spannungen der 380 kV-Ebene über dem oberen Grenzwert. Auch die lokale $Q(U)$ -Regelung von leistungselektronischen Kompensationsanlagen hat darauf nur einen geringen Einfluss. Zusätzlich sind die resultierenden Spannungsbänder inhomogener im Vergleich zu den Verteilungen bei $\lambda = 1$. Bei Nutzung der UQ-Optimierung kann die Einhaltung der Spannungsgrenzen in der 380 kV-Ebene in allen Szenarien weiterhin gewährleistet werden.

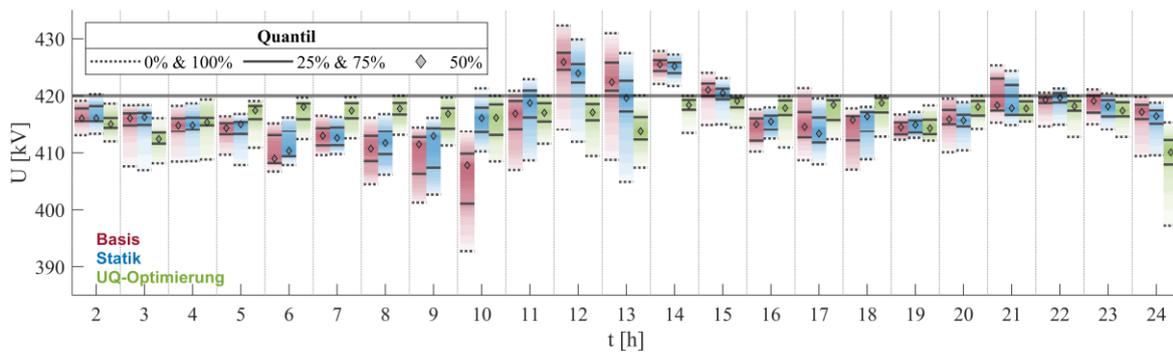


Abbildung 13: Spannungsverteilungen der Prognosen bei $\lambda=2$ für verschiedene Betriebskonzepte

Insgesamt ergibt sich somit eine deutlich robustere probabilistische Spannungshaltung bei Nutzung der UQ-Optimierung in closed-loop im Vergleich zu den beiden anderen Konzepten. Allerdings fällt eine deutlich inhomogene Spannungsverteilung bei Anwendung der UQ-Optimierung für die Prognose der Stunde 24 auf. Diese wird im Folgenden näher untersucht.

3.4.1 Vernachlässigung der 220 kV-Nebenbedingungen bei UQ-Optimierung

Die Nebenbedingungen der UQ-Optimierung beinhalten neben den Netzknoten der 380 kV-Ebene auch die 220 kV-Ebene. Entsprechend wird die Blindleistung aus leistungselektronischen Kompensatoren auch zur Spannungshaltung in der 220 kV-Ebene eingesetzt, da dort keine für die Optimierung verfügbaren Blindleistungspotentiale vorhanden sind. Dies führt zur Spannungsabsenkung in der 380 kV-Ebene zu Gunsten der 220 kV-Ebene (Abbildung 14 und Abbildung 15).

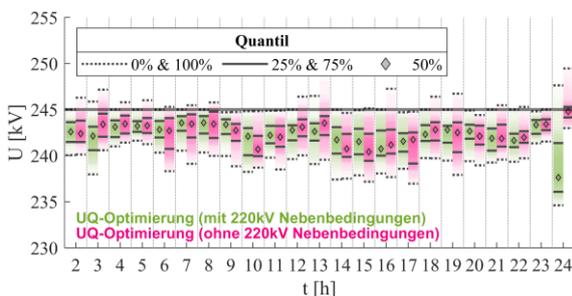


Abbildung 14: Spannungsverteilungen der Prognosen in der 220 kV-Ebene bei $\lambda=1$ und UQ-Optimierung

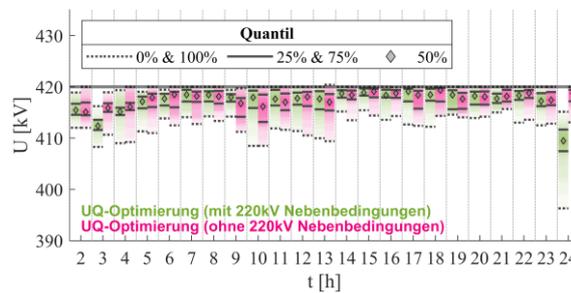


Abbildung 15: Spannungsverteilungen der Prognosen in der 380 kV-Ebene bei $\lambda=1$ und UQ-Optimierung

Die Vernachlässigung der Nebenbedingungen in der 220 kV-Ebene führt folglich zu einer Erhöhung der Wahrscheinlichkeit von Verletzungen der entsprechenden Spannungsgrenzen. Gleichzeitig kann das Spannungsband der 380 kV-Ebene signifikant homogenisiert werden.

Folglich ist bei Anwendung einer UQ-Optimierung sicherzustellen, dass die eingebundenen Kompensationsanlagen in der Lage sind, die Betriebsgrenzen in den berücksichtigten

Netzgebieten zu gewährleisten, ohne negative Auswirkungen in anderen Netzgebieten zu verursachen. Entsprechend müssen für einen sicheren Betrieb weitere Anlagen in die Optimierung eingebunden werden. Alternativ muss die Spannungshaltung in den entsprechenden Netzgebieten durch manuelle Eingriffe erfolgen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Das entwickelte Modell ermöglicht durch eine Monte-Carlo-Simulation detaillierte probabilistische Analysen von Betriebskonzepten für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz. Dabei zeigt sich, dass die Spannungsprofile und der Abstand zur Stabilitätsgrenze durch lokale Regelungen mit $Q(U)$ -Statiken verbessert werden können. Durch die Verwendung einer UQ-Optimierung als HEO in closed-loop kann eine weitere Verbesserung der Spannungsprofile erzielt werden. Dabei ist festzustellen, dass der closed-loop-Betrieb einer geringen Zahl von Kompensationsanlagen bereits entscheidend zur Einhaltung der stationären Spannungsgrenzen beitragen kann. Des Weiteren können für das untersuchte Szenario die Auswirkungen von unsicherheitsbehafteten Wind- und PV-Einspeisungen begrenzt werden.

Im Vergleich zu lokalen Regelungskonzepten können zentral bestimmte Schalthandlungen oder Sollwertanpassungen jedoch nur mit einer nicht zu vernachlässigenden Verzögerung umgesetzt werden. Dabei sind Signallaufzeiten sowie die Berechnungsdauer von State-Estimation und Optimierung zu berücksichtigen. Vorteile ergeben sich somit nur für langfristige Phänomene mit Zeitkonstanten von wenigstens mehreren Sekunden, wie beispielsweise bei Prognoseunsicherheiten und Langzeitspannungsstabilität. Die kurzfristige Spannungstützung, z. B. während und unmittelbar nach Netzfehlern wie Kurzschlüssen, kann durch eine UQ-Optimierung in closed-loop nicht verbessert werden.

In zukünftigen Arbeiten werden die Auswirkungen der Einbindung weiterer Kompensationsanlagen und längsgestufter Transformatoren in die UQ-Optimierung untersucht. Des Weiteren wird die Modellierung des CPFs um lokale Schaltschwellen für diskret schaltbare Kondensatorbänke, Drosselspulen sowie Transformatorstufensteller erweitert.

Förderhinweis

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

5 Referenzen

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*, 2015.
- [2] A. M. Prostejovsky *et al.*, “The future role of human operators in highly automated electric power systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 175, p. 105883, 2019.
- [3] A. Hauswirth, A. Zanardi, S. Bolognani, F. Dörfler, and G. Hug, “Online optimization in closed loop on the power flow manifold,” in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017, pp. 1–6.
- [4] M. Maercks, S. Porada, and A. Moser, “Diskussion dynamischer und stationärer Spannungsstabilitätsuntersuchungen bei volatilen Übertragungsaufgaben,” in *Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich*, 2018.
- [5] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *ENTSO-E Transparency Platform*. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [6] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), *FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2016*.
- [7] S. Granville, “Optimal reactive dispatch through interior point methods,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 136–146, 1994.
- [8] N. Qin, “Voltage control in the future power transmission systems,” Aalborg University, 2017.
- [9] M. Lubin, Y. Dvorkin, and S. Backhaus, “A robust approach to chance constrained optimal power flow with renewable generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3840–3849, 2015.
- [10] L. Roald and G. Andersson, “Chance-constrained AC optimal power flow: Reformulations and efficient algorithms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2906–2918, 2017.
- [11] M. Carrión and J. M. Arroyo, “A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378, 2006.
- [12] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, “MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011.
- [13] M. Nobis, J. Clever, N. Thie, and A. Schnettler, “Modeling forecasting errors of fluctuating renewables and electrical loads,” in *16th international conference on the European energy market*, 2019.
- [14] M. Knittel, J. Massmann, C. Schmitt, and D. Kamenschikow, “Dispatch of reactive power compensators in transmission grids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 180, p. 106126, 2020.
- [15] H. Barrios, A. Roehder, H. Natemeyer, and A. Schnettler, “A benchmark case for network expansion methods,” in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015.