Abschlussbericht zum Verbundvorhaben

U-Control

Verbundprojekt

„Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung“

Zuwendungsempfänger

TU Braunschweig, TU München, RWTH Aachen, FGH e.V.

Förderkennzeichen

03ET7518A-D

Autoren

TU Braunschweig:	TU München:	RWTH Aachen:	FGH e.V.:
Ole Marggraf	Marco Lindner	Michael Cremer	Mathias Schoeneberger
Stefan Laudahn	Christian Aigner	Marian Meyer	Sören Patzack
Bernd Engel	Rolf Witzmann	Philipp Goergens	Hendrik Vennegeerts
		Armin Schnettler	

Gesamtprojektleiter

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel

Berichtsdatum

24.09.2018

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **1**

Abbildungsverzeichnis **3**

Tabellenverzeichnis **5**

I. Kurze Darstellung **6**

I.1. Aufgabenstellung 6

I.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde 7

I.3. Planung und Ablauf des Vorhabens 7

I.4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde 9

I.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen 10

II. Eingehende Darstellung **11**

II.1. Untersuchungsmethodik 11
II.1.1. Simulationen 11
II.1.2. Laborversuche 15
II.1.3. Feldversuche 16

II.2. Ergebnisse zur Wirksamkeit und Effizienz von Verfahren zur statischen Spannungshaltung 17
II.2.1. Definition der Netzplanungskriterien 17
II.2.2. Bewertung hinsichtlich der Integrationspotentiale 19
II.2.3. Bewertung hinsichtlich des notwendigen Netzausbaus 21
II.2.4. Bewertung hinsichtlich der Jahresenergien 24

II.3. Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit von Verfahren zur statischen Spannungshaltung 26
II.3.1. Spannungshaltungskosten Verteilungsnetzbetreiber 26
II.3.2. Spannungshaltungskosten für EZA-Betreiber 28

II.4. Aspekte der Reglerstabilität 30
II.4.1. Simulationen 31
II.4.2. Laborversuche 34
II.4.3. Zusammenfassung 35

II.5. Aspekte der Reglerinteraktionen/Wechselwirkung von Reglern 36
II.5.1. Simulationen 36
II.5.2. Laborversuche 38
II.5.3. Feldversuche 39

II.6. Optimierte Reglerparameter/Kennlinien 43
II.6.1. Simulationen 43
II.6.2. Laborversuche 46

II.7. Fazit und Handlungsempfehlungen 47
II.7.1. Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Verteilungsnetzbetreiber 47
II.7.2. Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Hersteller 48
II.7.3. Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Technische Regelwerke 49

II.7.4. Handlungsempfehlungen für zu entwickelnde Prüfverfahren 49
II.8. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises 49
II.9. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit 50
II.10. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplanes 51
II.11. Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen 51
II.12. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen im Rahmen der Projektlaufzeit 52
Literaturverzeichnis 53

Abbildungsverzeichnis

Abbildung I-1: Hauptarbeitsschritte im U-Control Projekt....8
Abbildung II-1: Schematische Darstellung eines Mittelspannungsstrangs (links) und beispielhaftes, ländlich geprägtes Musternetz der Niederspannung (rechts)....11
Abbildung II-2: Methodisches Vorgehen zur wirtschaftlichen Bewertung (links) und Zusammensetzung der Gesamtkosten zur statischen Spannungshaltung (rechts)....14
Abbildung II-3: Schematische Darstellung der Laborumgebung an der TU Braunschweig (links) und die drei Labore Netzdynamiklabor der TU Braunschweig, Netzintegrationslabor der TU München und das Netzintegrationslabor der RWTH Aachen (rechts, von oben nach unten)....15
Abbildung II-4: Die drei Feldtestnetzgebiete „NETZlabor Sonderbuch“ (links), Langenisarhofen (mitte) und Pannekogweg (rechts)....16
Abbildung II-5: Links: cosφ(P)-Kennlinie nach der VDE-AR-N 4105. Rechts: Q(U)-Kennlinie nach [1]....18
Abbildung II-6: Größenverteilung der zugebauten EZA....19
Abbildung II-7: Erreichte Steigerungsraten des Integrationspotentials durch Spannungshaltung....20
Abbildung II-8: Vermiedener Netzausbau im ländlichen Mittelspannungsnetz....21
Abbildung II-9: Vermiedener Netzausbau im ländlichen Niederspannungsnetz....23
Abbildung II-10: Netzverluste im ländlichen Mittelspannungsnetz....24
Abbildung II-11: Netzverluste in den ländlichen Niederspannungsnetzen....25
Abbildung II-12: zur Spannungshaltung benötigte Blindarbeit in den ländlichen Niederspannungsnetzen....25
Abbildung II-13: Kapitalwertvergleich Spannungshaltungskosten für Verteilungsnetzbetreiber im ländlichen-Typnetz für installierte EZA-Leistungen zwischen 2 MW und 14 MW....27
Abbildung II-14: Mediane der Einzelkostenpositionen für Verteilungsnetzbetreiber im ländlichen-Typnetz für installierte EZA-Leistungen zwischen 2 MW und 14 MW....28
Abbildung II-15: Mediane der Einzelkostenpositionen für Anlagenbetreiber im ländlichen-Typnetz....29
Abbildung II-16: Zusätzliche Wechselrichterverluste bei einem Betrieb mit cosφ < 1 für die Spannungshaltungskonzepte Q(U), cosφ(P) und konstanter cosφ 0,9 im ländlichen-Typnetz....30
Abbildung II-17: Vereinfachter Regelkreis der Q(U)-Regelung....31
Abbildung II-18: Vereinfachte Darstellung untersuchtes Netz mit 19 Erzeugungsanalagen und einer kumulierten Leistung von 1000 kW....31
Abbildung II-19: Spannungssprung am HS/MS Transformator zur Anregung des Systems....32
Abbildung II-20: Ergebnis der Parametervariation. Maximales Überschwingen der Spannung an der kritischen Anlage bei unterschiedlichen Parameterkombinationen. Gleiche Parameter bei allen simulierten Anlagen eingestellt....33
Abbildung II-21: Validierung zweier Parametrierungen der Q(U)-Regelung....34
Abbildung II-22: Vergleich der Sprungantworten eines Wechselrichters in den Laboren der drei Partner bei einem der neun verschiedenen Round-Robin-Laborsetups....35
Abbildung II-23: Beispielhafte Laboruntersuchung der Q(U)-Regelung mit der vorgeschlagenen Kennlinie und einer Einstellzeit von T = 10s. Die Blindleistung (grün) bleibt in den Toleranzbändern (blau) und ähnelt nach dem Durchfahren des Totbandes dem idealen PT1-Glied (schwarz)....36
Abbildung II-24: Darstellung der dynamischen Zusammenhänge einer priorisierten Q(U)-Regelung (oben links) und eines priorisierten rONT (oben rechts) sowie eines beispielhaften Wochenverlaufs der Spannung in der Niederspannungsebene an einem kritischen Knoten....37

Abbildung II-25: Anstieg der AID-Abschaltzeit eines PV-Wechselrichter mit zunehmender Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit (dQ/dt) der Q(U)-Regelung (links) und AID-Abschaltzeiten für ein dQ/dt von25.000 %/min für eine Variation von ΔP und ΔQ (rechts) 38
Abbildung II-26: Vergleich von Labormessung und Simulation für das Wechselrichterverhalten während und nach einem Spannungseinbruch. Q(U) und FRT aktiv 39
Abbildung II-27: Testgebiet „NETZlabor Sonderbuch“ im Gebiet der Netze BW GmbH mit Übersicht zu den eingesetzten Spannungshaltungstechnologien und den Messpunkten 40
Abbildung II-28: Reglerinteraktion im Feldtest zwischen UW-, rONT- und drei Q(U)-Reglern 41
Abbildung II-29: Feldtestmessergebnisse zur Untersuchung einer blindleistungsbedingten rONT-Stufung 42
Abbildung II-30: In den Feldversuchen beobachtete (✓) und nicht beobachtete (×) Interkationen von Spannungsreglern im Verteilungsnetz 43
Abbildung II-31: Jahresblindarbeit unterschiedlicher Verfahren bei optimalen Parametern 44
Abbildung II-32: Jahresblindarbeit bei einheitlichen und individuellen optimalen Parametern 45
Abbildung II-33: Jahresblindarbeit bei einheitlichen optimalen Parametern über mehrere Stützstellen 45
Abbildung II-34: Optimale Parametrierung bei unterschiedlichen WR-Arbeitsbereichen 46
Abbildung II-35: Vergleich der Kennlinien im Laborversuch – Referenzfall 46

Tabellenverzeichnis

Tabelle I.1: In U-Control untersuchte Spannungshaltungskonzepte 6
Tabelle II.1: Belastungsgrenzen der Betriebsmittel und Netzspannung 18
Tabelle II.2: Übersicht Parameter der Betriebsmittel 19

I. Kurze Darstellung

I.1. Aufgabenstellung

In dem hier dargestellten Forschungsprojekt U-Control wurden erstmals mit Hilfe von Simulationen, Labortests und Feldversuchen detailliert und umfassend folgende Forschungsfragen untersucht:

- Wie ist die Wirksamkeit der verschiedenen Verfahren zur statischen Spannungshaltung im Verteilungsnetz?
- Welche Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Verfahren der Spannungshaltung stellen sich im Netzbetrieb ein?
- Welche Anforderungen sind an die Parametrierung der Verfahren bezüglich Stabilität zu stellen?
- Welche konkreten Parametersätze der Kennlinienverfahren zur Spannungshaltung sind unter Beachtung der Stabilitätsrandbedingungen optimal hinsichtlich unterschiedlicher Zielfunktionen?
- Welche wirtschaftlichen Anwendungsgebiete ergeben sich für die einzelnen Verfahren in Abhängigkeit von Netzeigenschaften, Erzeugungsanlagen- (EZA) Durchdringung und in Abwägung untereinander sowie zum konventionellen Netzausbau
- Wie sehen valide Nachweisverfahren aus, um die breite Umsetzung der für Verteilnetze existierenden Anforderungen zu gewährleisten?

Das Projekt hat somit das Ziel, bereits bekannte Verfahren zur Spannungsregelung technisch und wirtschaftlich zu bewerten und durch Erarbeitung von entsprechenden Handlungsempfehlungen anwendbar zu machen. Das behandelte Spektrum der Fragestellungen deckt Grundsatzentscheidungen, konkrete Einsatzempfehlungen, Vorgaben an die Parametrierung und Nachweisverfahren ab, um letztendlich vollumfassend begründete Empfehlungen für die Gestaltung von Netzanschlussregeln formulieren zu können. Eine Übersicht der zu untersuchenden Spannungshaltungskonzepte enthält Tabelle I.1.

Tabelle I.1: In U-Control untersuchte Spannungshaltungskonzepte

Netzbetriebsmittel basiert	Anlagenbasiert
Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)	cosφ(P)-Steuerung
Strangregler /Längsregler/ /Einzelstrangregler (SR)	fester cosφ, feste Blindleistung
Niederspannungs-STATCOM	Q(U)-Regelung
	P(U)-Regelung
	Q(U)/P(U)-Regelung

U-Control betrachtet ausschließlich die heute und auch mittelfristig flächendeckend zu erwartenden dezentralen Regelungen. Diese sind hier so definiert, dass sie autonom und nur auf lokal an der Erzeugungsanlage bzw. dem Netzbetriebsmittel oder deren Netzanschlusspunkten gewonnenen Messdaten aufbauen. Ein Einspeisemanagement, welches zentral von einer intelligenten Ortsnetzstation gesteuert wird, wird nicht betrachtet, da es sich um kein Spannungshaltungskonzept im eigentlichen Sinne handelt und vielmehr zum Engpassmanagement eingesetzt wird.

Im Rahmen des Projektes wurden alle Spannungshaltungsverfahren hinsichtlich technischer Wirksamkeit und wirtschaftlicher Umsetzbarkeit verglichen. Dabei wurde zwischen betriebswirtschaftlichen Aufwänden für Netzbetreiber (Investitionen, Netzverluste, Beschaffung Blindarbeit) und Anlagenbetreiber (Investitionen, Ertragsverluste) unterschieden. Zudem wurden Stabilitätsbetrachtungen der regelnden Verfahren

durchgeführt, die zum Abbau von Installationshemmnissen bei Netzbetreibern beitragen sollen. Die Forschungsergebnisse dienten Experten- und Normungsgremien als Informations- und Entscheidungsgrundlage zur Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen für den Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Niederspannungsnetzen.

I.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Eine wesentliche Vorarbeit des U-Control-Konsortiums stellt die Studie „Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung“ im Auftrag des Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) 2014 dar [1]. Diese fokussierte jedoch primär die Q(U)-Regelung und den regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) und beinhaltete keine Erprobung im Feldversuch. Dieser Studie vorausgegangen waren bereits Untersuchungen [2] [3] [4] zur Q(U)-Regelung mit zum Teil gegensätzlichen und in der Branche viel diskutierten Aussagen zur Regelungsstabilität. Weitere Projekte mit dem Forschungsgegenstand des rONT [5], des Strangreglers [6] oder der Q(U)-Regelung [7] [8] [9] im Mittel- und Niederspannungsnetz können als Vorarbeiten genannt werden. Simulations- und Laborumgebungen zur Erprobung und Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen bestanden bereits an den drei Hochschulstandorten und konnten nach Erweiterungen bzw. Umbauten umfassend für das Projekt „U-Control“ genutzt werden.

Die vier Forschungsinstitute können auf langjährige Zusammenarbeit im Rahmen zahlreicher Forschungs- und Dienstleistungsprojekte mit deutschen Verteilungsnetzbetreibern zurückblicken. Die drei assoziierten Verteilungsnetzbetreiber im Konsortium konnten bereits erste Erfahrungen aus dem Feldtesteinsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, Strangreglern und teilweise auch der Q(U)-Regelung aus ihren jeweiligen „Netzlaboren“ mit in das Forschungsprojekt einbringen. Auf Seiten der Entwicklung von neuen Betriebsmitteln zur statischen Spannungshaltung konnte auf die Unterstützung der Maschinenfabrik Reinhausen (MR) und der SMA Solar Technology AG gebaut werden. Beide besitzen bereits langjährige Erfahrungen in den zu betrachteten Fachgebieten.

Zu den wesentlichen Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde, zählt die begonnene Überarbeitung der Technischen Regelwerke des VDE FNN für den Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105) und im Mittelspannungsnetz (VDE-AR-N 4110) parallel zur Laufzeit des Projektes. Den wesentlichen Anstoß dazu gaben die europäischen Network Codes, insbesondere „die Requirements for Generators“ (RfG) und die Forderung zur Umsetzung auf nationaler Ebene. Die Veröffentlichung der daraus entstandenen Regelwerke des VDE FNN erfolgte kürzlich im Mai 2018.

I.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Methodik im Forschungsvorhaben „U-Control“ ist in drei Blöcke untergliedert: Simulationen, Laborversuche und Feldversuche. Sie bauen jeweils auf im Projektverlauf ermittelten Musternetzen auf, mit denen die verschiedenen Simulationen erfolgen, deren Eigenschaften aber auch die Gestaltung der Labortests und – soweit in den bestehenden Netzen möglich – der Feldtests beeinflusst.

Die Erkenntnisse aus den drei Untersuchungsblöcken werden abschließend zusammenfassend bewertet. Dies beinhaltet eine wirtschaftliche Bewertung der untersuchten Spannungshaltungsmaßnahmen sowie die Erarbeitung von Handlungsempfehlungen für die einzelnen Stakeholder, wie zum Beispiel: Verteilungsnetzbetreiber (VNB), Gerätehersteller und Gremienmitarbeiter für die Überarbeitung der

Technischen Regelwerke und der Testverfahren für Spannungsregler. Eine Übersicht des Projektes enthält Abbildung I-1.

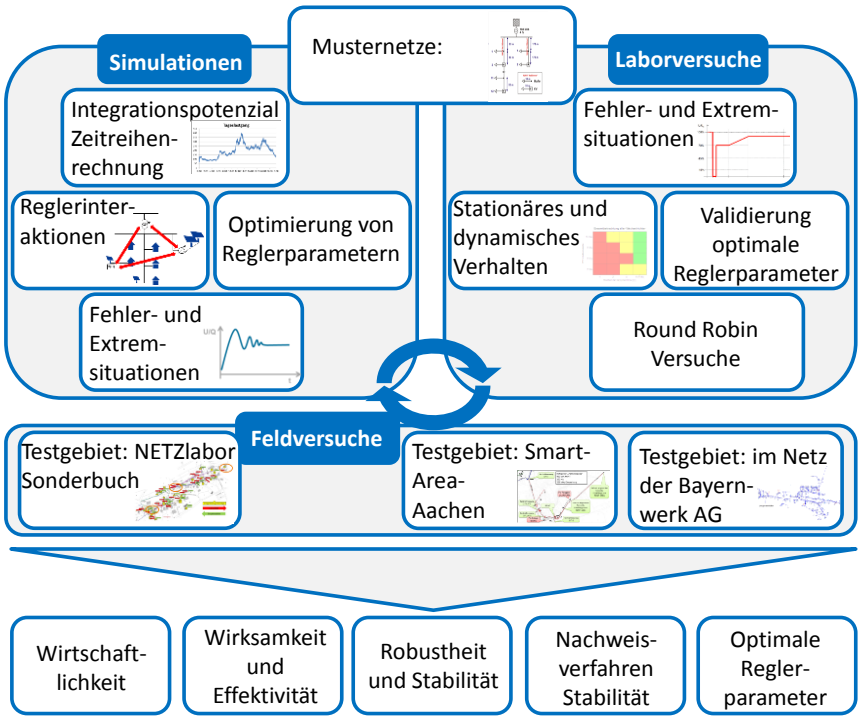


Abbildung I-1: Hauptarbeitsschritte im U-Control Projekt

Musternetze

- Auf Basis realer Netzdaten der assoziierten VNB wurden Musternetze für die Nieder- und Mittelspannungsebene mit ländlicher, dörflicher und vorstädtischer Ausprägung generiert.
- Die realen Netzdaten wurden zudem hinsichtlich extremer Ausprägung untersucht und daraus Extremnetze für die Simulationen abgeleitet.

Simulationen

- An den vier Forschungsinstituten wurden Simulationsmodelle der untersuchten Spannungshaltungskonzepte erstellt und in bereits vorhandene Modelle integriert.
- Die Wirksamkeit und Effizienz der einzelnen Konzepte wurde mit den erarbeiteten Musternetzen in stationären Simulationen sowie quasistationären Jahreszeitreihenrechnungen untersucht.
- Mit Hilfe von Optimierungsalgorithmen wurden Kennlinien und Regler-Parameter für verschiedene Zielgrößen ermittelt.
- In dynamischen Root-Mean-Square (RMS) und Electro-Magnetic-Transients (EMT) Simulationen wurde das Reglerverhalten und das Zusammenspiel mehrerer Regler im Zeitbereich analysiert. Der Normalbetrieb wurde ebenso wie der Störfall untersucht.

Laborversuche

- In den drei Laborumgebungen der TU Braunschweig, der RWTH Aachen und der TU München wurden die erarbeiteten Simulationsmodelle zunächst mit Messungen an realen Betriebsmitteln validiert.

- Im Rahmen von Round-Robin-Versuchen konnten die drei unterschiedlichen Laboraufbauten verglichen und die Messsystematiken validiert werden.
- Durch Labormessungen wurden ausgewählte Simulationsergebnisse aus Optimierung, RMS- und EMT-Simulationen validiert.

Feldversuche

- Drei unabhängige Feldversuche im Netzgebiet der assoziierten VNB bestätigten die theoretischen Ergebnisse aus Simulation und Laborversuch in der Praxis.

Wirtschaftliche Bewertung

- In einer Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden die stationären Simulationsergebnisse des Integrationspotentials und die energetischen Daten der Zeitreihenrechnungen verwendet, um die Kosten für die statische Spannungshaltung zu ermitteln. Es wurde zwischen den Stakeholdern Verteilungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber dezentraler Erzeugungsanlagen unterschieden und die Kosten mit dem konventionellen Netzausbau verglichen.

Handlungsempfehlungen

- Hinsichtlich eines optimalen Wissenstransfers wurden die Ergebnisse der einzelnen Untersuchungsschritte abschließend zusammengefasst und zu Handlungsempfehlungen gebündelt. Besonders adressiert wurden die Zielgruppen: Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller von Spannungsreglern und dezentralen Erzeugungsanlagen (EZA) sowie die Gremien zur technischen Regelsetzung im VDE FNN und DKE.

I.4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Zur statischen Spannungshaltung im Verteilungsnetz wurden in den letzten Jahren, getrieben durch die Energiewende, neue Verfahren entwickelt und modellhaft getestet. Diese lokal verorteten und autonom arbeitenden Verfahren ergänzen die bekannte Regelung der Spannung durch den Stufenschalter im Transformator des Umspannwerkes. Dabei kann - je nach Verfahren - die Aufteilung des Spannungsbandes verändert werden oder mit kleineren Spannungsfällen über den Leitungen geplant werden. Aktuell überwiegen jedoch noch die Fälle, in denen konventioneller Netzausbau zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit des Verteilungsnetzes zum Einsatz kommt. Dies war vor allem durch eine unklare Wirksamkeit und Effizienz der in I.1 genannten Verfahren sowie Vorbehalten gegenüber den aktiv regelnden Verfahren wie z. B. der Q(U)-Regelung und deren mögliche Interaktionen mit benachbarten Spannungsreglern getrieben. Die Vorbehalte stützen sich dabei nicht auf Erfahrungen, sondern in den meisten Fällen lediglich auf Vermutungen und Verdachtsmomente. Die Q(U)-Regelung war auch deshalb zum Projektstart noch nicht als Option im Niederspannungsnetz vorgesehen. Ein Niederspannungs-STATCOM ist bisher ebenfalls nicht zum Einsatz gekommen. Hinzu kam, dass bisher keine Maßstäbe für zulässiges oder unzulässiges Verhalten von Verfahren der statischen Spannungshaltung und aktiven Spannungsreglern definiert wurden.

An diese genannten Stellen knüpft das Forschungsvorhaben U-Control an. An den vier beteiligten Forschungsinstituten konnte bereits im Rahmen der genannten gemeinsam durchgeführten FNN-Studie [1] und weiterer Projekte [3], [4] Expertise im Themengebiet der statischen Spannungshaltung, der Spannungsregelung und der Spannungsstabilität aufgebaut werden. So konnten Teile der Simulationsmodelle von Spannungshaltungskonzepten, Optimierungsumgebungen, Musternetz- und Profilgeneratoren für das Vorhaben genutzt werden. Eine strukturierte und umfassende Weiterentwicklung

und Validierung mit Labor- und Feldtestmessergebnissen war dennoch erforderlich, um die angestrebten allgemeingültigen Empfehlungen mit Auswirkung auf alle Niederspannungsnetze in Deutschland hinreichend abzusichern. Die an den drei Hochschulstandorten vorhandenen Laborumgebungen wiesen unterschiedliche Schwerpunkte zur Untersuchung von Niederspannungskomponenten auf. Auf Seiten der assoziierten Verteilungsnetzbetreiber konnte an die bereits durchgeführten Prototypen-Feldtests des regelbaren Ortsnetztransformators und Strangregler, sowie der Praxiserfahrungen mit der Q(U)-Regelung im Mittelspannungsnetz angeknüpft werden.

I.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Während der Projekttreffen kam es regelmäßig zum Austausch mit den assoziierten Partnern, die als Teil des Konsortiums die Diskussionen zur Methodik und zu den Ergebnissen begleitet haben und durch eigene Beiträge bereichern konnten. Darüber hinaus trugen die Partner durch Datenlieferungen zum Erfolg des Projektes bei, z. B. die für die Erstellung der Muster- und Extremnetze benötigten Netzdatensätze. Des Weiteren sind an dieser Stelle die Feldtests zu nennen, die in enger Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern und den assoziierten Netzbetreibern geplant, realisiert und ausgewertet wurden. Ohne die Unterstützung der assoziierten Partner wären die Feldversuche mit diesem Umfang der Messergebnisse deutlich reduziert oder gar nicht möglich gewesen.

Darüber hinaus kam es zur Zusammenarbeit mit zwei Arbeitsgruppen von FNN VDE und der DKE. Beim FNN VDE beteiligten sich Mitglieder von U-Control an der Projektgruppe zur Novellierung der VDE-AR 4105, die die Anschlussregeln und technische Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz definiert. Bei der DKE begleitete ein Mitglied des Projektes U-Control in führender Funktion die Novellierung der DIN VDE V 0124-100, welche die Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten mit Anschluss am Niederspannungsnetz definiert. In beiden Arbeitsgruppen konnten die Erfahrungen aus den Simulationen, Labor- und Feldversuchen aus U-Control, insbesondere zum Thema statische Spannungshaltung, umfänglich in die Diskussionen eingebracht werden. Insbesondere bei den Anforderungen an die Q(U)-Regelung sowie deren Prüfvorschrift gingen die Erfahrungen und Ergebnisse aus dem Projekt U-Control direkt in den Standardisierungsprozess ein. Zudem hat sich das Konsortium durch gemeinsame Kommentierungen und Anträge beim Abstimmungsprozess der VDE-AR 4105 eingebracht.

II. Eingehende Darstellung

II.1. Untersuchungsmethodik

II.1.1. Simulationen

Musternetze

Als Simulationsgrundlage wurde ein spannungsebenenübergreifendes Netzmodell des Verteilnetzes, bestehend aus Mittel- und Niederspannungsebene, gebildet. Auch wenn sich U-Control auf Spannungshaltungskonzepte im Niederspanungsnetz konzentriert, ist der Betrachtungsbereich auf ein Mittelspannungsnetz auszudehnen, da die Einhaltung von Spanungsbändern heute durch beide Spannungsebenen gemeinsam realisiert wird und Wechselwirkungen zu beachten sind. Ziel war die Erstellung eines repräsentativen Netzmodells, welches eine Gültigkeit für einen möglichst großen Anteil der deutschen Verteilungsnetze aufweist. Netzparameter wie Leitungstypen und -längen, Transformatorentypen und -größen sowie Position und Anzahl der Netzverknüpfungspunkte wurden unter Anwendung statistischer Analysen aus den Netzdaten der VNB ermittelt. Hierbei wurden 358 digitalisierte Netzpläne systematisch ausgewertet. Die bestehenden Ansätze zur Musternetzbildung in der Niederspannungsebene nach [10], [11] konnten grundsätzlich verifiziert werden. Durch die Betrachtung der räumlich weiter ausgedehnten Mittelspannungsnetze reduziert sich die Anzahl der sinnvoll unterscheidbaren Netztypen auf zwei. Dabei werden ein ländlich, sowie ein vorstädtisch geprägtes Verteilungsmusternetz (MS und NS) modelliert. Das ländliche Musternetz besteht aus einem etwa 20 km langen Mittelspannungsstrang mit 33 unterlagerten Niederspannungsnetzen ländlichen und dörflichen Typs, sowie drei Verknüpfungspunkten zum Anschluss von Erzeugungsanlagen und Lasten in der Mittelspannungsebene. Das vorstädtische Netz hingegen weist ein besser ausgebautes Mittelspannungsnetz mit zwei Strängen der Länge 5 km und 7 km auf, welchen insgesamt 45 vorstädtisch geprägte Niederspannungsnetze unterlagert sind.

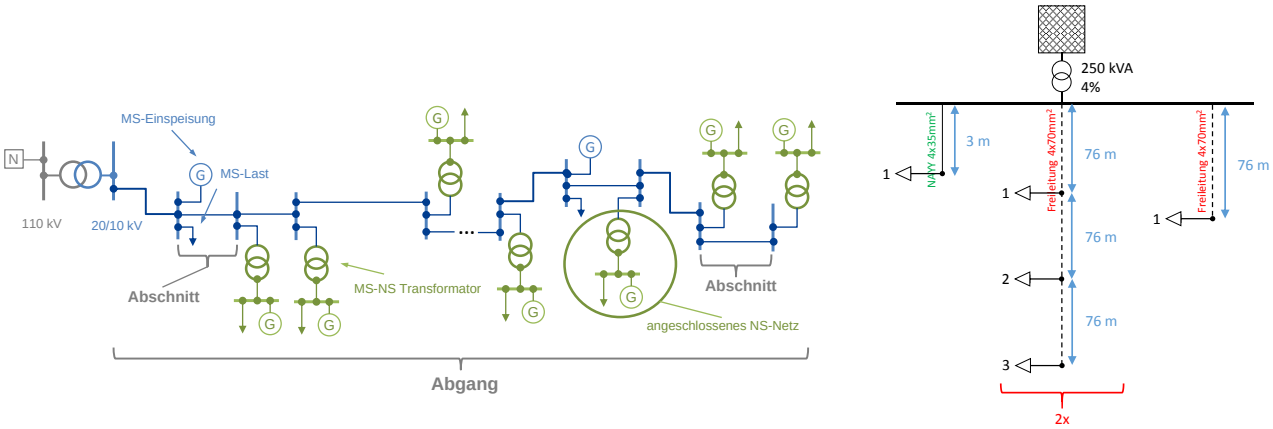


Abbildung II-1: Schematische Darstellung eines Mittelspannungsstrangs (links) und beispielhaftes, ländlich geprägtes Musternetz der Niederspannung (rechts)

Das Verfahren der Common Rank Approximation (CRA) zur direkten Approximierung probabilistischer Quantile

Zur wirtschaftlichen Bewertung aller zu untersuchenden Konzepte der statischen Spannungshaltung müssen Jahreszeitreihenrechnungen durchgeführt und die jeweils versursachte Verlustenergie und die benötigte

Blindarbeit quantifiziert und bewertet werden. Dabei sind sowohl alle Konzepte einzeln als auch in Kombination mit allen anderen Konzepten über ein Jahr bei einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten zu berechnen. Da einige dezentrale Konzepte abhängig von der Positionierung der Erzeugungsanlagen im Netz sind und je nach gewähltem Netzverknüpfungspunkt (NVP) andere Blindleistungen beziehen, müsste zudem eine ausreichende Menge an probabilistischen Verteilungen der Anlagen berücksichtigt werden. Selbst bei Benutzung eines parallelisierten Rechenclusters würde die Berechnung aller Szenarien nach der Monte Carlo Methode aufgrund der benötigten Zeitdauer impraktikabel sein. Daher wurde parallel zur Vorbereitung aller Szenarien im Projekt U-Control die Methodik der „Common Rank Approximation“ (CRA) entwickelt [12, 13]. Die CRA berechnet gewünschte Quantile einer statistischen Zielverteilung in direkter Weise durch einen Vergleichsprozess eines geeigneten, vereinfachten Systems. Die Verteilungsfunktionen werden nicht mehr vollständig berechnet, sondern lediglich die interessierenden Quantile bestimmt. Für die Anwendung auf Ergebnisse von Zeitreihenrechnungen (Verlustenergie, Blindarbeit) ergibt sich eine Zeiteinsparung von bis zu einem Faktor von 9000 [12]. Das CRA-Verfahren findet Anwendung bei der Bestimmung von Verlustenergie und Blindarbeit aller Konzepte und probabilistischen Szenarien als Vorstufe zur wirtschaftlichen Bewertung.

Stationäre Simulationen

Der Vergleich unterschiedlicher Spannungshaltungskonzepte wird anhand mehrerer Bewertungskriterien durchgeführt. Zum Vergleich hinsichtlich der Wirksamkeit dienen das Integrationspotential (IP) und der Netzausbau als Bewertungskriterium. Das IP gibt die Summenspitzenleistung aller EZA an, die sich unter Berücksichtigung üblicher Netzplanungskriterien sowie der jeweiligen Kombination an Spannungshaltungskonzepten ohne zusätzliche Aufwendungen in das Netz integrieren lassen. Ausgehend von dem Spannungshaltungskonzept mit dem größten IP, wird der notwendige Netzausbau für alle anderen Konzepte zum Erreichen dieses IPs spannungsebenenscharf ermittelt. Die Durchdringung leitet sich dabei aus dem minimal und maximal erreichten Integrationspotential ab und wird in äquidistante Schritte eingeteilt. Im ländlichen-Typnetz wurde mit einer installierten EZA-Leistung zwischen 2 MW und 14 MW in 2 MW-Schritten simuliert. Im vorstädtischen Typnetz von 4 MW bis 24 MW in 4 MW-Schritten. Die Obergrenzen von 14 MW und 24 MW wurden mithilfe einer rONT-Durchdringung von 100 % ermittelt und als maximal erreichbare installierte EZA-Leistung für dieses Netz angesetzt. Um in allen simulierten Szenarien die gleiche installierte EZA-Leistung für eine gute Vergleichbarkeit darstellen zu können, wurde bei Erreichen eines Grenzwertes der notwendige konventionelle Netzausbau bestimmt. Da die Positionierung der einzelnen Anlagen einen sehr großen Einfluss auf die Ergebnisse haben kann, wurde der Ansatz einer probabilistischen Anlagenverteilung gewählt, wobei pro Netz 1000 Varianten unterschiedlicher Anlagenverteilung berechnet wurden.

Quasistationäre Simulationen

Mithilfe von Zeitreihenrechnungen wurden die Verlustenergie sowie die Blindarbeit, welche im Laufe eines Jahres im Netz entstanden ist ermittelt. Die Ergebnisse wurden anschließend der wirtschaftlichen Bewertung zugeführt. Zur Auswahl der Anlagenverteilung wurde das zuvor beschriebene CRA-Verfahren eingesetzt. Um ein möglichst realistisches Szenario zu erlangen, wurden für die Zeitreihenrechnung sowohl Einspeise- als auch Lastzeitreihen auf die Netze verteilt. Als Verbraucher wurden synthetisch generierte Wirk-und Blindleistungszeitreihen von Haushalten aus einem Lastprofilgenerator [14] sowie durch die VNB real

vermessene Profile von Landwirtschaften verwendet und auf die NVP aufgeteilt. Als Einspeisezeitreihen wurden real vermessene Wirkleistungsprofile von PV-und Windenergieanlagen eingesetzt.

Dynamische Simulationen

Quasistationäre Untersuchungen betrachten jeweils den eingeschwungenen Zustand des Systems unter den gewählten Eingangsdaten. Für Untersuchungen zur Stabilität unterschiedlicher Spannungshaltungskonzepte und deren Wechselwirkung untereinander ist es hingegen erforderlich, zu analysieren, ob und wie schnell nach Anregungen des Systems ein eingeschwungener Netzzustand überhaupt erreicht wird. Aus den Voruntersuchungen nach Abschnitt I.4 ist bekannt, dass für Stabilitätsuntersuchungen für die Regelungen der Spannungshaltungskonzepte im Zeitbereich sogenannte RMS-Simulation (Effektivwertsimulationen) ausreichend sind, da die Zeitkonstanten der Regler erheblich oberhalb typischer Periodendauern liegen und für die Regelungen selbst die Effektivwerte von Messungen maßgeblich sind. Daher wurden für alle im Projekt behandelten Spannungshaltungskonzepte RMS-Modelle der Regelungen erstellt, die die für derartige Regelungen zu erwartenden Parameter und Verhaltensweisen aufweisen. Die Modelle wurden anhand von Labormessungen validiert. Die Stabilitätsuntersuchungen erfolgten insbesondere für einen aus den Musternetzen abgeleiteten worst-case-Netzausschnitt hinsichtlich „Blindleistungsangriffsfaktor“ (s. Abschnitt II.4.1) der Erzeugungsanlagen sowie für eine Anregung durch einen Spannungssprung am HS/MS-Transformator von 6 %, der sich aus dem Richtwert für schnelle Spannungsänderungen in der MS-Ebene nach DIN EN 50160 motiviert. Da grundsätzliche Instabilitäten im Sinne eines Netzzusammenbruchs durch die Gestaltung der dezentralen Regelungen nicht zu erwarten sind, wurden als Bewertungskriterien Aspekte der Spannungsqualität herangezogen. Insbesondere soll eine Verstärkung des anregenden Ereignisses vermieden werden sowie die schnelle durch die Regelungen verursachte Spannungsänderung und die Kurzzeit-Flickerstärke auf Vorgaben der Netzanschlussregeln sowie maßgeblicher Normen beschränkt bleiben. Unter Variation der Reglerparameter wurden so mögliche Einstellbereiche abgeleitet, die für eine weitergehende Optimierung nach anderen Zielfunktionen verfügbar sind.

Insbesondere in Fehlersituationen im Netz, wie der Inselnetzbildung und Spannungseinbruchsereignissen, reicht eine vereinfachende RMS-Simulation oft nicht aus. Daher werden detaillierte EMT-Simulationsmodelle für PV-Wechselrichter/STATCOM, rONT und Strangregler erstellt und anhand von Labormessungen validiert. Zusätzlich erarbeitete Simulationsroutinen ermöglichen das automatisierte Durchführen großer Anzahlen an Simulationsdurchläufen. Dabei werden bei den Spannungseinbrüchen die Tiefe und die Dauer derselben variiert und bei der Inselnetzbildung die Lastsituation im Inselnetz (ΔP und ΔQ). Zudem kann dadurch eine große Fülle an Reglerparametern getestet werden. Beim rONT und Strangregler sind dies die Totzeit, die Schaltzeit des Stufenstellers, die Totbandbreite, die Schnellrückschaltgrenze und die Unterspannungsblockierung. Bei der Q(U)-Regelung werden die Kennlinie, die Zeitkonstante des PT_1-Gliedes und die Änderungsgeschwindigkeit der Blindleistung (dQ/dt) variiert. Zudem werden im Wechselrichter weitere Netz-Funktionen gezielt aktiviert und deaktiviert. Dies sind vor allem die Fault-Ride-Through (FRT) und die Active-Islanding-Detection (AID). Ziel der Simulationen ist eine umfassende Beschreibung der Spannungshaltungskonzepte in und nach Fehlersituationen im Netz und die Erarbeitung von Handlungsempfehlungen zur Verbesserung dieses Verhaltens für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb.

Optimierungsrechnungen

Für die Bestimmung der optimalen Parameter wird ein zuvor mit dem CRA-Verfahren ausgewähltes Szenario verwendet. Unter Anwendung eines iterativen Optimierungsverfahrens (GA, Downhill-Simplex und Goldener-Schnitt-Verfahren für einzelne Variablen) werden die Parameter der dezentralen Regelung angepasst, bis ein optimales Ergebnis erreicht wird. Die Methodik wird in (8) aus II.12 näher erläutert. Die Einstellungen werden bei der Q(U)-Regelung mit den Parameter a für das Totband und Parameter b für die Steilheit kodiert. Da die Steilheit auch die Stabilität beeinflussen kann, wird die Optimierung für unterschiedliche maximale Steilheiten durchgeführt. Bei cosφ(P) wird der Knickpunkt als einziger Parameter optimiert. Als Bewertungskriterium für die Optimierung dient die summierte Jahresblindarbeit aller dezentralen Anlagen. Die maximale Spannung wird auf 1,08 pu festgelegt, um noch einen kleinen Abstand zur Grenze in der EN 50160 zu erhalten.

Zusätzlich zu den EZA-Zubaupfaden wird auch der mögliche Arbeitsbereich der Wechselrichter variiert. Neben den beiden Trichterformen im Arbeitsbereich der EZA wird auch ein Block verwendet, welcher eine Ansteuerung von 100 % Blindleistung bereits ab einer Wirkeinspeisung in Höhe von 20 % der installierten Nennleistung erlaubt. Mit dieser Analyse lassen sich Handlungsempfehlungen ableiten, welchen Einfluss der Wechselrichterbereich auf die optimale Parametrierung der Kennlinien hat.

Wirtschaftliche Bewertung:

Für den wirtschaftlichen Vergleich der untersuchten Spannungshaltungskonzepte wurde aufgrund der mit zunehmender EZA-Durchdringung im Zeitverlauf zu betrachtenden Maßnahmen die Kapitalwertmethode nach [15] ausgewählt und angewendet. Für die Durchführung der Investitionsrechnung wurden Simulationsdaten aus stationären und quasistationären Rechnungen der zwei vorgestellten Typnetze (ländlich und vorstädtisch) herangezogen. Wie die Abbildung II-2 links zeigt, wurde zusätzlich eine Markt- und Literaturrecherche sowie eine Umfrage unter VNB durchgeführt. Die Abbildung II-2 rechts zeigt die Zusammensetzung der in der Investitionsrechnung berücksichtigten Gesamtkosten aus den Einzelbestandteilen. Da die gesammelten Kosteninformationen zum Teil einer starken Streuung unterworfen waren, wurde mit dem jeweiligen Median gearbeitet.

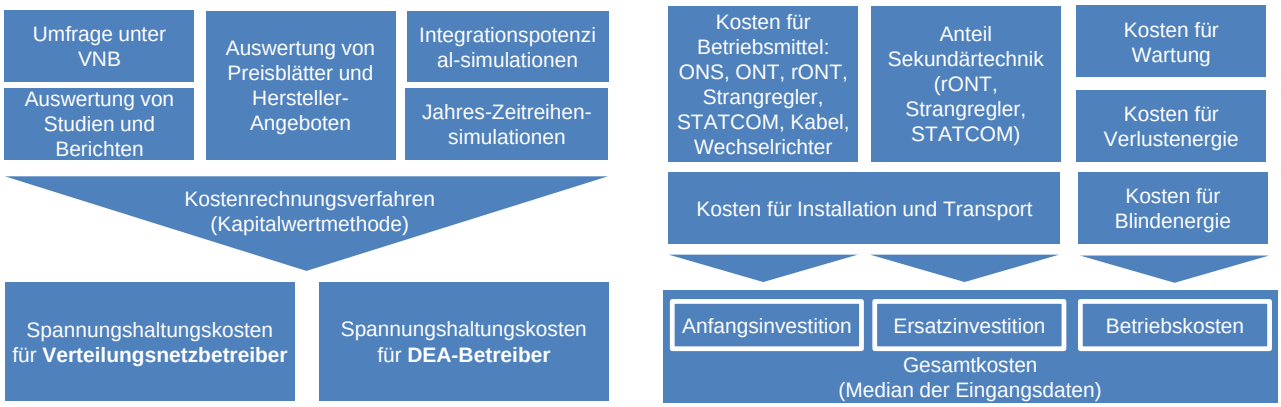


Abbildung II-2: Methodisches Vorgehen zur wirtschaftlichen Bewertung (links) und Zusammensetzung der Gesamtkosten zur statischen Spannungshaltung (rechts)

II.1.2. Laborversuche

In drei Laborumgebungen an den Hochschulstandorten wurden die Simulationsmodelle und anschließend die Ergebnisse der RMS-Simulationen (Labor der TUM) und EMT-Simulationen (Labor der TU BS) zur Reglerstabilität und Reglerinteraktion, sowie die Optimierungssimulationen (Labor der RWTH) validiert. Einen Überblick über die drei Labore gibt Abbildung II-3.

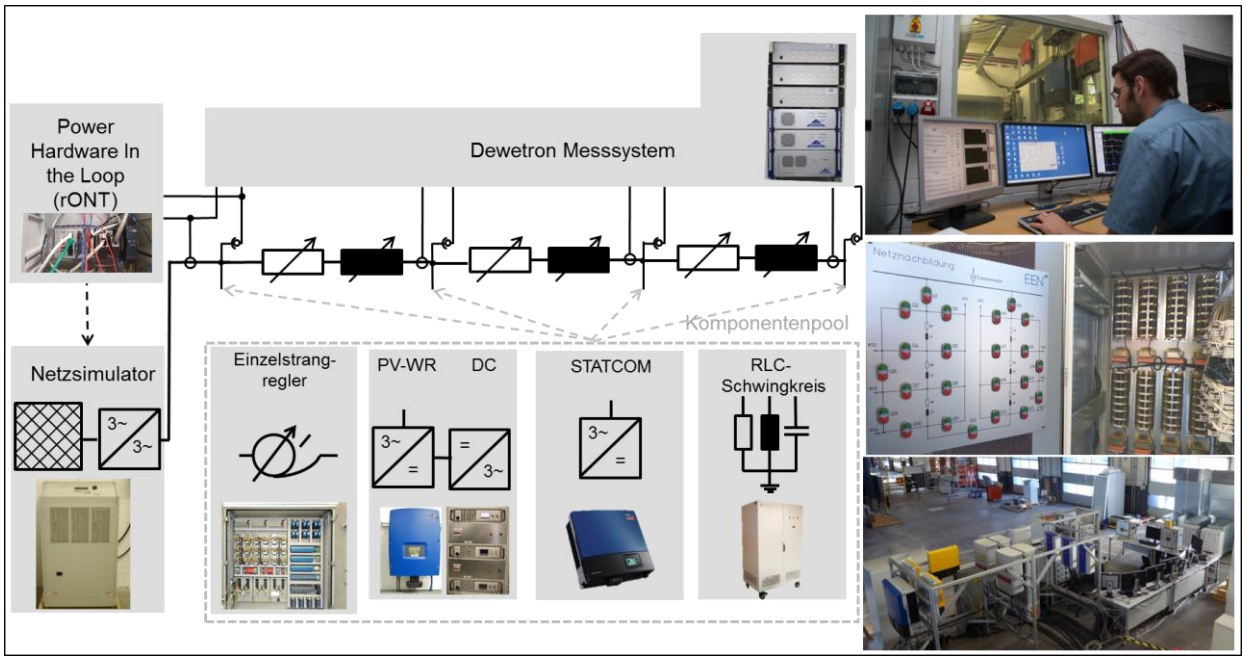


Abbildung II-3: Schematische Darstellung der Laborumgebung an der TU Braunschweig (links) und die drei Labore Netzdynamiklabor der TU Braunschweig, Netzintegrationslabor der TU München und das Netzintegrationslabor der RWTH Aachen (rechts, von oben nach unten)

Die an der RWTH vorhandenen Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller, welche in unterschiedlichen Topologien verschaltet werden können, ermöglichen eine Prüfung der Kennlinienparametrierung in einer kontrollierten Umgebung. Das primäre Untersuchungsziel ist die Validierung von optimalen Parametern, die zuvor simulativ bestimmt wurden. Eine Überprüfung der Spannungshaltung bei kontrolliertem Blindleistungseinsatz steht bei im Vordergrund. Das Labor der RWTH zeichnet sich durch die Verwendung realer Kabel und reale Betriebsmittel, wie zum Beispiel ein rONT und ein Strangregler, aus.

Während im Labor der RWTH Aachen ausschließlich reale Betriebsmittel zum Einsatz kamen, wurde in den Laboren der TU Braunschweig und der TU München mit einer Power-Hardware-in-the-loop Simulation für den rONT gearbeitet und für die Netznachbildung auf konzentrierte R, L und C Glieder gesetzt. Auch in Braunschweig konnte mit einem realen Strangregler gearbeitet werden. Zudem stand hier ein RLC-Schwingkreis für Inselnetzversuche zur Verfügung. In allen drei Laboren kamen hochpräzise Mehrkanal-Messgeräte mit einer Abtastrate von bis zu 200 kHz zum Einsatz.

Im Netzdynamiklabor der TU Braunschweig wurden zunächst die erarbeiten EMT-Simulationsmodelle auf Praxisnähe geprüft. Dabei ging es um ein rONT-Modell, ein ESR-Modell und ein PV-Wechselrichter-Modell, welches auch als STATCOM-Modell eingesetzt wurde. Insbesondere das Wechselrichtermodell mit den zahlreichen implementierten Netzfunktionen wurde im Labor mithilfe des programmierbaren Netzsimulators

umfangreich geprüft [16]. Bei den rONT- und ESR-Modellen stand die Validierung des Regelverhaltens im Vordergrund. Für die spätere Validierung der Simulationsergebnisse wurden gezielt exemplarische Szenarien zu den Untersuchungsfällen „Spannungseinbrüche“ und „Inselnetzbildung“ ausgewählt und im Labor nachgestellt.

Im Rahmen der Projekte U-Control und Verteilnetz 2020 konnte das Netzintegrationslabor der TU München bedeutend erweitert werden. Die komplexe Netznachbildung aus konzentrierten Elementen mit Anschlussmöglichkeiten von bis zu 12 Lasten/Einspeisern wurde auf ein 4-Leitersystem inklusive Neutralleiter ausgebaut. Die Einbindung einer programmierbaren Spannungsquelle zur Darstellung symmetrischer, unsymmetrischer sowie durch Oberschwingung verzerrte Einspeiseverhältnisse, einer elektronischen Last zur Belastung des Netzes in symmetrischer und unsymmetrischer Weise sowie eines hochpräzisen Messsystem schuf eine optimale Testumgebung für Komponenten wie PV-Wechselrichter, Längsregler und anderen neuartigen Betriebsmitteln. Das Labor der TU München wurde speziell zur Analyse von Wechselwirkungen zwischen den Reglern sowie der Validierung der verwendeten RMS-Simulationsmodelle und als Ausgangspunkt für die Round-Robin-Tests genutzt.

Zusätzlich zu den Validierungsmessungen wurden im Rahmen von Round Robin Versuchen Sprungantworten zweier PV-Wechselrichter unter identischen Rahmenbedingungen in allen drei Laboren aufgezeichnet, Die Zielsetzungen waren die Vergleichbarkeit von Messungen mit realen Kabeln und konzentrierten Elementen, die Vergleichbarkeit der Messgeräte und der Auswerteroutinen, die unsymmetrische Belastung der Labor-Versuchs-Netze, der Vergleich des dynamischen Verhaltens der eingesetzten DC-Quellen und die Vergleichbarkeit der verwendeten Netzsimulatoren. Die Unterschiede wurden quantifiziert und einer abschließenden Bewertung unterzogen.

II.1.3. Feldversuche

Der dritte methodischen Block des U-Control Projektes überführte die Ergebnisse und Erkenntnisse der Simulationen und Laborversuche in die praktische Anwendung und in drei unabhängige Feldversuche bei den assoziierten Verteilungsnetzbetreibern Netze BW GmbH, Bayernwerk AG und Regionetz GmbH. Abbildung II 4 zeigt die drei ausgewählten Feldtestnetzgebiete. Die größte Gemeinsamkeit der Feldtestnetze ist die überdurchschnittlich hohe Durchdringung durch Photovoltaikanlagen und die daraus resultierenden, starken Spannungsanhebungen. In allen drei Niederspannungsnetzen ist bereits ein regelbarer Ortsnetztransformator im Einsatz.

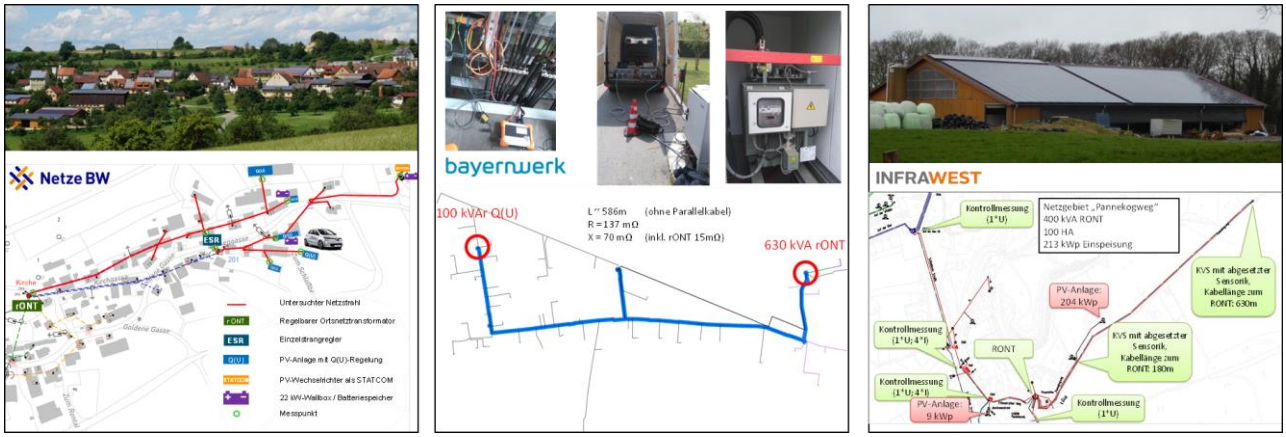


Abbildung II-4: Die drei Feldtestnetzgebiete „NETZlabor Sonderbuch“ (links), Langenisarhofen (mitte) und Pannekogweg (rechts)

Das „NETZlabor Sonderbuch“ der Netze BW steht exemplarisch für einen überdurchschnittlich hohen PV-Zubau im ländlichen Raum Süddeutschlands. Die lokal erzeugte Leistung aus den Photovoltaikanlagen übersteigt an sonnigen Tagen den Bezug des Ortes um mehr als das Zehnfache. Durch lange Freileitungspassagen mit historisch bedingten, kleinen Leitungsquerschnitten kommt es zu Grenzwertverletzungen des oberen Spannungsbandes. Ein rONT sowie ein Netzspeicher wurden daher durch den VNB installiert. Im Rahmen des vierwöchigen U-Control Feldversuches wurden zusätzlich ein Strangregler, ein weiterer Netzspeicher, Blindleistungsfähige Wechselrichter, ein STATCOM sowie eine 22-kW-Wallbox installiert. Über zehn im Netz verteilt angeordnete Messgeräte konnten hochaufgelöste Messreihen aufgezeichnet werden. Ziel dieses Feldversuches war primär die Demonstration der Umsetzbarkeit eines Niederspannungsnetzes mit zahlreichen lokalen und autonomen Spannungsreglern. Dazu wurden verschiedene Reglerkombinationen und Reglerparameter sowie Kennlinien getestet. Das Hauptaugenmerk bei der Auswertung der gesammelten Messdaten lag auf dem Zusammenspiel dieser Regler im Verbund.

Das Netzgebiet „Langenisarhofen“ der Bayernwerk AG ist ein mit dezentralen Erzeugungsanlagen stark durchdrungenes Netz ländlicher Ausprägung. Aufgrund der eines bereits verbauten 400 kVA rONTs sowie bestehenden Zugangsmöglichkeiten zu einzelnen Netzverknüpfungspunkten wurde Langenisarhofen als Feldtestnetz für die Untersuchung möglicher Interaktionen von rONT und Q(U)-Regelung ausgewählt. Dazu wurde ein 586 m langer Netzstrahl mit 137 mΩ Widerstand und 70 mΩ Reaktanz zwischen den rONT und einem 120-kVA-Wechselrichtersystem mit aktivierter Q(U)-Funktionalität geschaltet. Durch gezielte Anregung soll der Einfluss der Blindleistung auf den Spannungsfall entlang der Transformatorreaktanz und daher auf die Eingangsgröße der rONT-Steuerung untersucht werden. Eine eventuelle Wechselwirkung (Hochstufen, Schwingen, etc.) soll gezielt forciert und die notwendigen Rahmenbedingungen festgehalten werden.

Das Netzgebiet Pannekogweg wurde bereits in vorherigen Feldversuchen eingehend untersucht und weist daher eine hohe Durchdringung mit Messpunkten auf. Im Rahmen von U-Control wird ein Langzeitversuch über mehrere Monate mit einem nachgerüsteten Parkregler durchgeführt, um die Funktion und Stabilität auch in unterschiedlichen Jahreszeiten analysieren zu können. Dabei werden mögliche negative Auswirkungen auf die Anlage, wie z. B. Verluste durch Abregelung, im Detail betrachtet.

II.2. Ergebnisse zur Wirksamkeit und Effizienz von Verfahren zur statischen Spannungshaltung

II.2.1. Definition der Netzplanungskriterien

Die maßgebliche Grundlage für die Bildung der Simulationsergebnisse stellen die angewandten Netzplanungskriterien dar. Sie umfassen sowohl einzuhaltende Grenzwerte als auch Einsatzstrategien der Betriebsmittel im Netz. Generell wurden für die Einhaltung des Spannungsbandes die üblichen Vorgaben nach [17], [18], [19] berücksichtigt. Die geforderte Einhaltung des Spannungsbandes von U_N±10 % wurde abzüglich Toleranzen von je 1 % zur Berücksichtigung der Stufenstellung im Umspannwerkstransformator und eventueller Spannungsunsymmetrien zwischen den einzelnen Phasen auf U_N±8 % festgesetzt. Eine Zusammenfassung der Grenzwerte ist in Tabelle II.1 ersichtlich.

Tabelle II.1: Belastungsgrenzen der Betriebsmittel und Netzspannung

Betriebsmittel	**Grenzen**
Ortsnetztransformatoren	S_{max}=120 % S_N
Leitungen	I_{max}=100 % I_N
Netzverknüpfungspunkte	U_{max}=108 % U_N, $\Delta u_{NVP,NS}$≤3 % U_N, , $\Delta u_{NVP,MS}$≤2 % U_N
Netzspannung	**Einstellwerte**
Nennspannung	$U_{N,MS}$ = 20kV, $U_{N,NS}$ = 0,4kV
Betriebsspannung	fester Wert von 100 % $U_{N,MS}$ am UW-Abgang

Die zur Behebung der Spannungsgrenzwertverletzungen eingesetzten Mechanismen werden anlehnend an die in aktuellen Normen ausgeführten Kennlinien parametriert. Die Spannungshaltungsmechanismen cosφ(P), fester cosφ, feste Blindleistung, Q(U) und STATCOM werden im Folgenden als blindleistungsbasierte Konzepte oder Blindleistungskonzepte bezeichnet. Die zum Einsatz kommenden Kennlinien sind in Abbildung II-5 dargestellt. Eine Zusammenfassung ist in Tabelle II.2 dargestellt. Die Parameter spannungsregelnder Betriebsmittel, für die keine eindeutigen normativen Vorgaben existieren, wie rONT, ESR oder NS-STATCOM, wurden durch Literaturrecherche sowie Umfragen nach gängiger Praxis bei Netzbetreibern und Herstellern ermittelt. Eine Begrenzung der maximal einsetzbaren Spannungsregler pro Ortsnetz wurde bei Längsreglern und NS-STATCOM eingeführt, zumal ein Ausbau mit dieser Technologie von vornherein weniger wirtschaftlich wäre als ein direkter Ausbau mittels rONT.

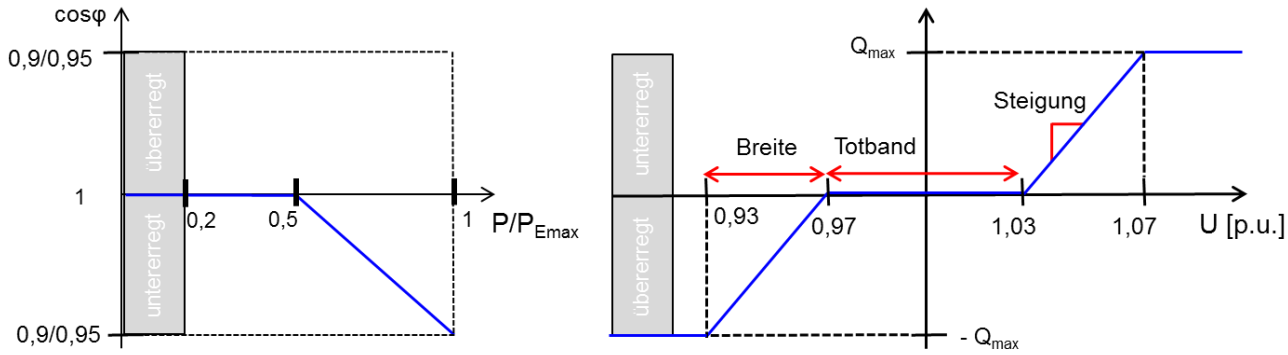


Abbildung II-5: Links: cosφ(P)-Kennlinie nach der VDE-AR-N 4105. Rechts: Q(U)-Kennlinie nach [1]

Durch den Einsatz des rONT konnte entsprechend der Anwendungsrichtlinien [17] [19] auf die Prüfung der Einhaltung des 2 % und 3 % Spannungskriteriums verzichtet werden, was die Entkopplung der unterschiedlichen Spannungsebenen und damit eine Nutzung des vollen 8 % Spannungsbandes für beide Spannungsebenen ermöglicht.

Eine Durchmischung der einzelnen EZA-basierten Spannungshaltungskonzepte erfolgte nicht. Alle Anlagen sind innerhalb eines Szenarios daher gleich parametriert.

Die Positionierung der Anlagen in den Musternetzen erfolgt dabei zufällig nach der Verteilung des deutschen EEG-Anlagenregisters, wie in Abbildung II-6 ersichtlich. Dabei wurden gemäß EEG 2017 §8 Abs. 1 an den Hausanschlüssen (NE7) nur Anlagen bis 30 kWp berücksichtigt, da bei höheren installierten Leistungen die Anschlusspflicht am vorhandenen Netzverknüpfungspunkt entfällt.

Tabelle II.2: Übersicht Parameter der Betriebsmittel

Betriebsmittel	Kennlinie	$\cos\varphi_{min}$	Netz-ebene	Position
Wechselrichter – fester cosφ	nach VDE AR-N4105:2011	0,9 / 0,95	NE5-7	jede EZA
Wechselrichter – cosφ(P)	nach VDE AR-N4105:2011	0,9 / 0,95	NE5-7	jede EZA
Wechselrichter – Q (U)	Kennlinie m. Totband nach EN 50438:2014 symmetrisch um den Nullpunkt mit U_u=103 % U_o=107 %	0,9 / 0,95	NE5-7	jede EZA
NS-STATCOM	wie Q(U)	0	NE7	Strangende mit höchster Spannung max. 2 pro Ortsnetz
rONT	stufenlose Regelung auf NS-Sammelschienenspannung: U_{SS}=100 % U_N	-	NE6	jeder ONT
SR	stufenlose Regelung auf Ausgangsknotenspannung: U_2=100 % U_N	-	NE7	1/3 der Stranglänge, max. 2 pro Ortsnetz
neue Leitung	MS: NA2XS2Y 3x185mm², NS: NAYY4x150mm²	-	NE5/7	jede Leitung
Transformator	S_N={630;800;1000} kVA	-	NE6	jeder ONT

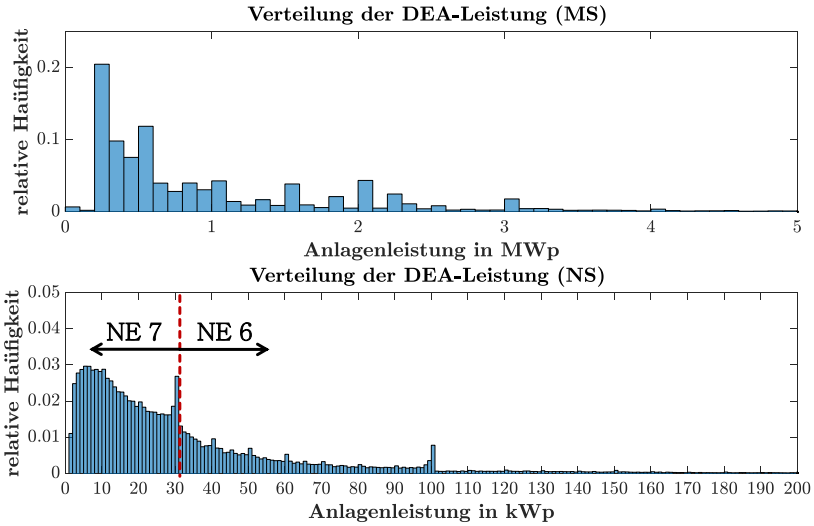


Abbildung II-6: Größenverteilung der zugebauten EZA

II.2.2. Bewertung hinsichtlich der Integrationspotentiale

Zur Veranschaulichung der Ergebnisse wurde eine Boxplotdarstellung gewählt. Die beiden äußeren Ränder der Box entsprechen dem jeweiligen 25 %- und dem 75 %-Quantil, der rote Strich dem Median. Die Whisker stellen die 5 %-und 95 %-Quantile dar.

Abbildung II-7 zeigt die Ergebnisse der Berechnungen mit 1000 zufälligen Anlagenverteilungen (Varianten). Es werden sowohl die alleinige Anwendung eines Konzepts als auch die Kombinationen berücksichtigt. Als

Bewertungskriterium wird der IP-Steigerungsfaktor eingeführt. Er beschreibt, um welchen Anteil sich die installierbare Anlagenleistung im Vergleich zu einem Betrieb ohne aktivem Spannungshaltungskonzept steigern lässt. Ein IP-Steigerungsfaktor von 0 bedeutet keine Steigerung und somit keine Wirksamkeit

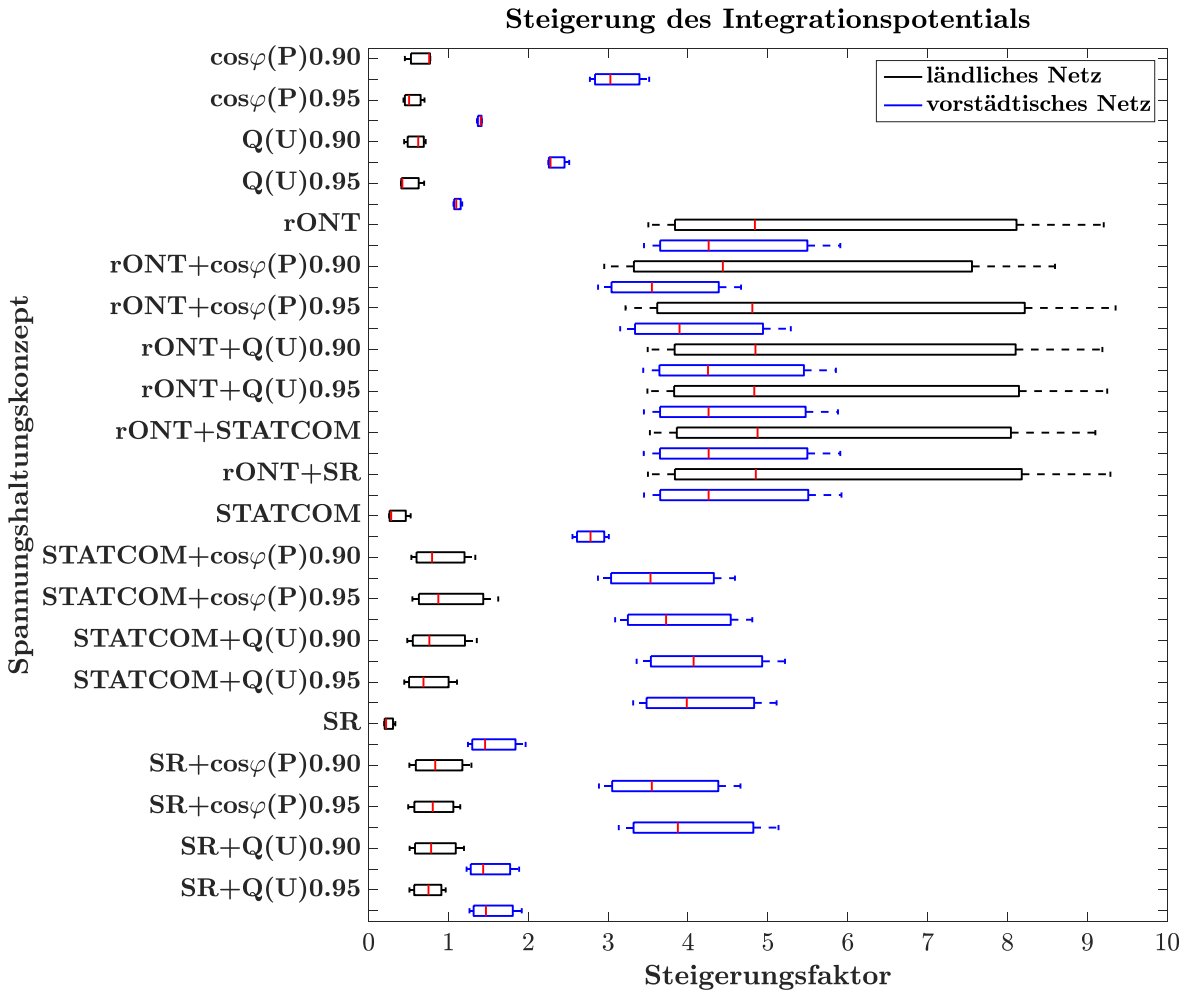


Abbildung II-7: Erreichte Steigerungsraten des Integrationspotentials durch Spannungshaltung

Die Blindleistungskonzepte erreichen Steigerungsraten um 0,5 im ländlichen (entspricht einer Steigerung des Integrationspotenzials um 50% gegenüber dem Basisszenario ohne Spanungshaltungskonzept) und 1-3 im vorstädtischen Netz. Die Unterschiede sind insbesondere durch den geringen Einfluss des Mittelspannungsnetzes im vorstädtischen Netz (keine direkte MS-Einspeisung, kurze MS-Stränge, höhere thermische Belastungsmöglichkeiten) begründet. Eine Ausnahme bildet die Verwendung von rONT, welche durch die Freigabe des kompletten Spannungsbandes von 8 % eine wesentliche Steigerung um Faktor 4-5 im Median erlaubt. Dieses hohe Integrationspotential kann durch Kombination mit anderen Spannungshaltungskonzepten aufgrund des Erreichens thermischer Belastungsgrenzen im Mittelspannungsbereich nicht weiter gesteigert werden. Innerhalb der blindleistungsbasierten Konzepte weist cosφ(P) die höchste Effektivität (Median: 0,76) auf, wobei die Q(U)-Regelung nur etwas schlechter (Median: 0,62) abschneidet. Im vorstädtischen Netz vergrößert sich der Vorsprung der cosφ(P)-Steuerung aufgrund

des durchschnittlich niedrigeren Spannungsniveaus an den Knoten etwas. Die Anwendung eines geringeren Verschiebungsfaktors bei den Einzelkonzepten ist zwar grundsätzlich von Vorteil, bei den Kombinationen mit rONT und Strangregler kann sich die zusätzliche Blindleistung jedoch negativ auf das Integrationspotential auswirken. Im städtischen Netz erreicht die Q(U)-Regelung aufgrund der niedrigeren Spannungsverhältnisse geringere Steigerungsfaktoren, als die cosφ(P)-Steuerung. Die Spannungshaltung durch zusätzliche Hardware im Netz zeigt in der Fläche eine geringe Wirksamkeit im Vergleich zu den dezentralen Konzepten. Im vorstädtischen Bereich mit tendenziell kürzeren Netzsträngen erweist sich der Einsatz eines NS-STATCOMs als interessante Alternative, um gegen drohende Spannungsprobleme vorzugehen.

II.2.3. Bewertung hinsichtlich des notwendigen Netzausbaus

Neben der bloßen Bewertung anhand der Integrationspotentiale wird der im Vergleich zum reinen konventionellen Netzausbau durch Spannungshaltung vermiedene Netzausbau bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden ermittelt. Als Systematik wurde die in [20] aufgeführte Methodik verwendet. Zur Festlegung der Durchdringungsgrade wurden die Mediane der minimal und maximal integrierbaren Leistungen aus der Integrationspotentialbestimmung herangezogen und in sieben äquidistante Stützstellen beim ländlichen und sechs beim vorstädtischen Netz eingeteilt. Somit wird evaluiert, ob sich ein anfangs hoher Ausbauaufwand bei weiterem EZA-Zubau relativiert, wozu ebenfalls unterschiedliche Anlagenverteilungen in Betracht gezogen wurden. Außerdem erlaubt dies die Ableitung von Empfehlungen entsprechend der Fragestellungen der Praxis, zu welchem Zeitpunkt und welchem Prognosewert für weitere EZA welche Maßnahmen gewählt werden soll. Die Ergebnisse sind nach Mittel- und Niederspannungsnetzausbau für das ländliche und das vorstädtische Netz aufgeschlüsselt. Ein hoher vermiedener Netzausbau ist positiv zu bewerten.

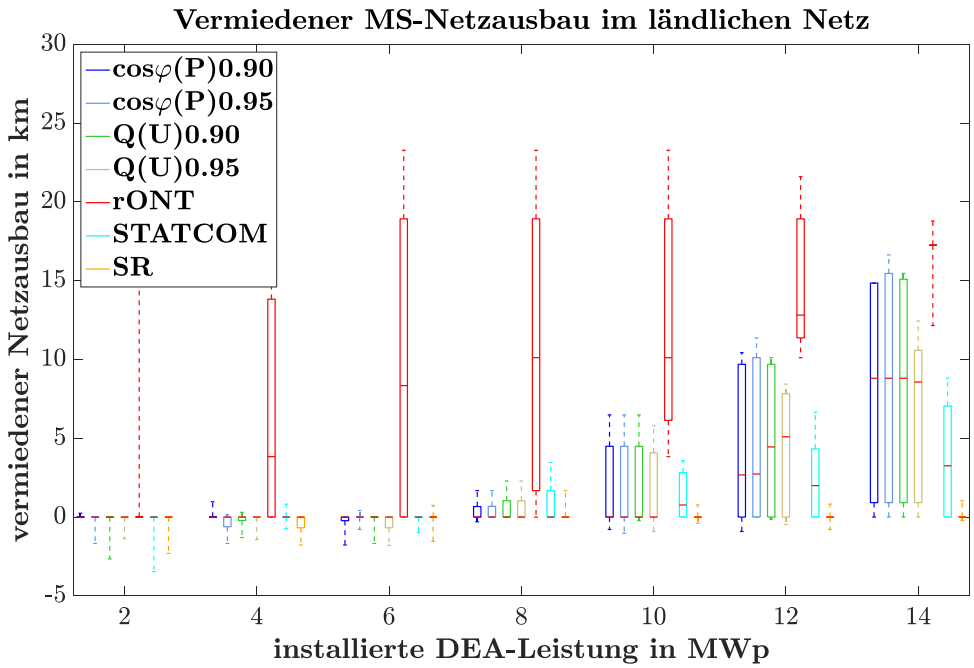


Abbildung II-8: Vermiedener Netzausbau im ländlichen Mittelspannungsnetz

Der Netzausbau im ländlichen Mittelspannungsnetz (dargestellt in Abbildung II-8) wird dominant durch die Verletzung des 2 %-Spannungsanhebungskriterium hervorgerufen. Da dieses Kriterium beim rONT-Einsatz durch die Entkopplung der Spannungsebenen nach [17] nicht berücksichtigt werden muss, lässt sich durch dieses Konzept mit Abstand der meiste anderweitige Netzausbau vermeiden. Eine Kombination des rONT mit anderen Spannungshaltungskonzepten verändert die Ergebnisse dahingehend, dass bei der höchsten Durchdringungsstufe durch cosφ(P) weniger Einsparpotential vorhanden ist als durch die geringere Blindleistungsbereitstellung durch Q(U). Die blindleistungsbasierten Konzepte cosφ(P) und Q(U) unterscheiden sich im ländlichen MS-Netz zu Beginn vernachlässigbar und ab höheren EZA-Durchdringungsgraden nur sehr gering. Grundsätzlich wirkt sich ein maximaler Verschiebungsfaktor von 0,9 bei Q(U)-Regelung als positiv aus.

Die Installation von STATCOMs bei Spannungsbandproblemen in den Niederspannungsnetzen trägt ebenfalls positiv zur Spannungshaltung im überlagerten Mittelspannungsnetz bei. So kann der Netzausbau im Mittelspannungsnetz reduziert werden. Durch die für die Mittelspannungsebene geringen Leistungen der nur in der NS-Ebene installierten STATCOMs, fallen die Einsparungen beim Mittelspannungsnetzausbau deutlich geringer aus, als bei der Anwendung anderer blindleistungsbasierter Spannungshaltungskonzepte, welche auch die MS-EZA umfassen.

Der Einbau von Strangreglern im Niederspannungsnetz zeigt keinerlei Rückwirkungen auf das Mittelspannungsnetz. Ebenso war bei etwaigen Kombinationen von Blindleistungskonzepten mit Strangreglern kein Einfluss des Strangreglers erkennbar. Das vorstädtische Netz zeigt aufgrund seiner kurzen Leitungslängen unabhängig vom gewählten Spannungshaltungskonzept keinerlei Netzausbaubedarf im Mittelspannungsbereich.

Analog zum Mittelspannungsnetz ist im Niederspannungsnetz die Verletzung des 3 %-Kriteriums [21] bei der Installation einer EZA der dominante Anlass für Netzausbau. Dementsprechend kann, wie in Abbildung II-9 dargestellt, die Anwendung des rONTs in Verbindung mit der Vernachlässigung des 3 %-Kriteriums in allen Fällen deutlich mehr Netzausbau gegenüber den anderen Konzepten vermeiden. Der Unterschied dieses Ergebnisses zu den anderen Konzepten fällt deutlich geringer aus. Eine Kombination mit anderen Spannungshaltungskonzepten bewirkt weder positive noch negative Veränderung hinsichtlich des Netzausbaus.

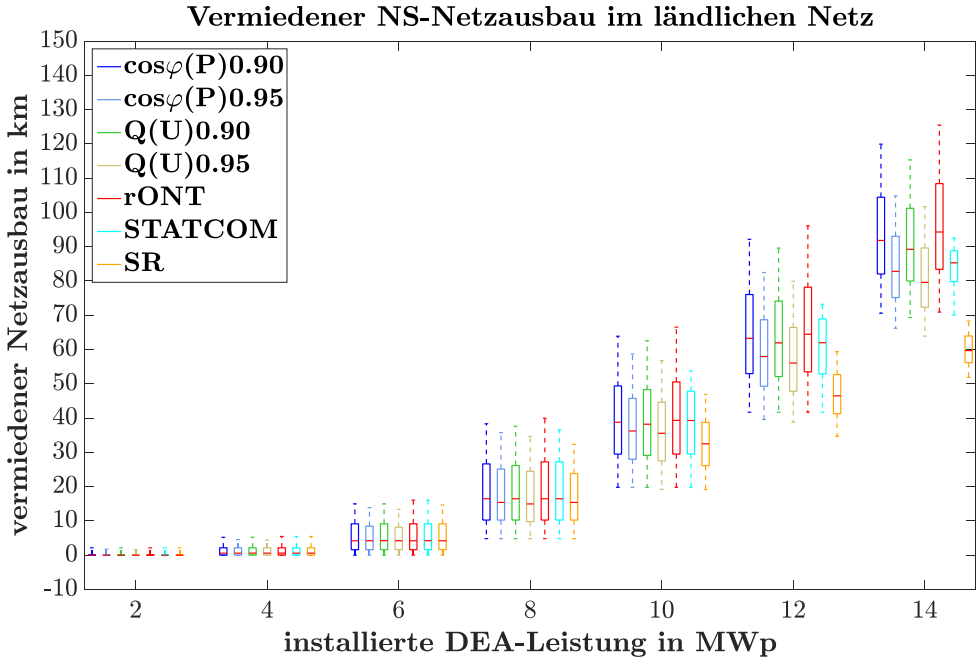


Abbildung II-9: Vermiedener Netzausbau im ländlichen Niederspannungsnetz

Innerhalb der dezentralen Blindleistungskonzepte wird ein Unterschied erst ab höheren EZA-Durchdringungen sichtbar, wobei durch den flächendeckenden Einsatz von cosφ(P) (blaue Box) das höchste Einsparpotential erreicht werden kann. Die Mehreinsparungen gegenüber der Q(U)-Regelung (grüne Box) liegen knapp unter 2 km und damit nur im niedrigen einstelligen Prozentbereich der Gesamtersparnisse. Der geringere Verschiebungsfaktor von 0,9 bietet hier uneingeschränkte Vorteile, indem er 10 % an zusätzlichem Netzausbau einsparen kann.

Spannungshaltung durch NS-STATCOM bietet bei niedrigeren Durchdringungsgraden eine gute Alternative zu den dezentralen Blindleistungskonzepten. Erst bei den höheren Durchdringungen (12 und 14 MW_p) lassen die Einsparungen deutlich nach und fallen auf einen Wert vergleichbar zu Q(U) 0,9 und cosφ(P) 0,95 ab, was im Erreichen der maximal zulässigen Stückzahl an STATCOMS in den einzelnen Ortsnetzen begründet ist. Der Einsatz von STATCOMs in Netzen in Kombination mit EZA-basierten Spannungshaltungskonzepten ist in der Lage den Netzausbau nahezu komplett zu reduzieren. Negative Effekte, wie durch die aufgrund der STATCOMs erhöhte Leitungsbelastung, welche zusätzlichen Netzausbau erfordert, treten nicht auf.

Der flächendeckende Einsatz von Strangreglern erweist sich im Vergleich mit den anderen Konzepten für Spannungshaltung als ungeeignet hinsichtlich des Einsparpotentials. Der Einsatz in Netzen mit cosφ(P)-Anlagen ist unproblematisch, jedoch führt die Kombination mit Q(U)-Anlagen zu einem geringeren vermiedenen Netzausbau, was auch im verringerten Integrationspotential widerspiegelt. Dies liegt darin begründet, dass die Anlagen in den kritischen Strängen des Netzes durch die Herabsetzung der Spannung mit ihrer Q(U)-Funktionalität nichtmehr zur Spannungshaltung beitragen und somit plötzlich nach dem Einbau des Strangreglers Spannungsbandverletzungen in den benachbarten Strängen auftreten.

II.2.4. Bewertung hinsichtlich der Jahresenergien

Die Ergebnisse der Jahressimulationen sind in Abbildung II-10 dargestellt. Zunächst ist ersichtlich, dass der Unterschied zwischen den einzelnen Konzepten mit zunehmender EZA-Durchdringung signifikanter wird. Bei geringen EZA-Durchdringungen entstehen die Verluste im Mittelspannungsbereich zunächst lastbedingt, was sich in der Abnahme der Verluste mit zunehmender installierter EZA-Leistung äußert. Erst durch die Lastflussumkehr bei 8 MW_p installierten EZAs werden die Verluste durch die Einspeisung getrieben. Dabei zeigt sich, dass der konventionelle Netzausbau aufgrund der Verringerung der Impedanz die niedrigsten jährlichen Netzverluste aufweist, wohingegen diese durch Netzausbau mit rONT um die Hälfte gesteigert werden.

Innerhalb der Blindleistungskonzepte weisen EZAs mit festem Verschiebungsfaktor gegenüber einer cosφ(P)-Steuerung um bis zu 25 % höhere Verluste bei gleichem konventionellem Netzausbauaufwand auf. Durch die Verwendung einer Q(U)-Regelung können die Verluste noch einmal um 10 % gegenüber der Spannungshaltung mit cosφ(P) reduziert werden. Die Trends fallen dabei in der Niederspannungsebene weniger stark als in der Mittelspannungsebene aus (Abbildung II-11).

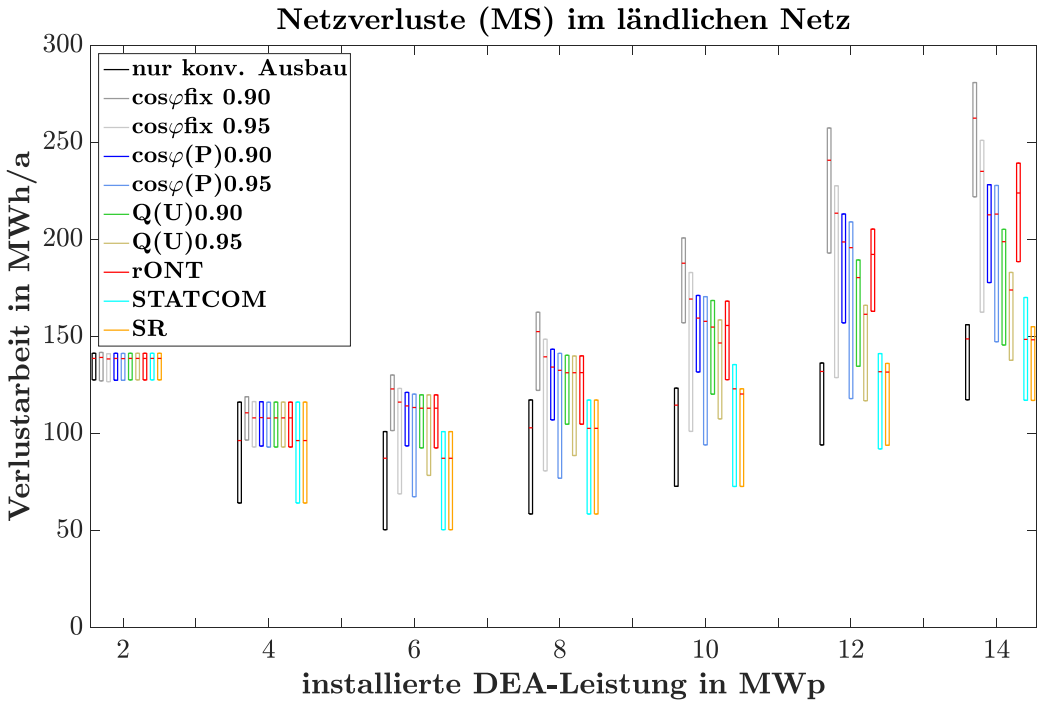


Abbildung II-10: Netzverluste im ländlichen Mittelspannungsnetz

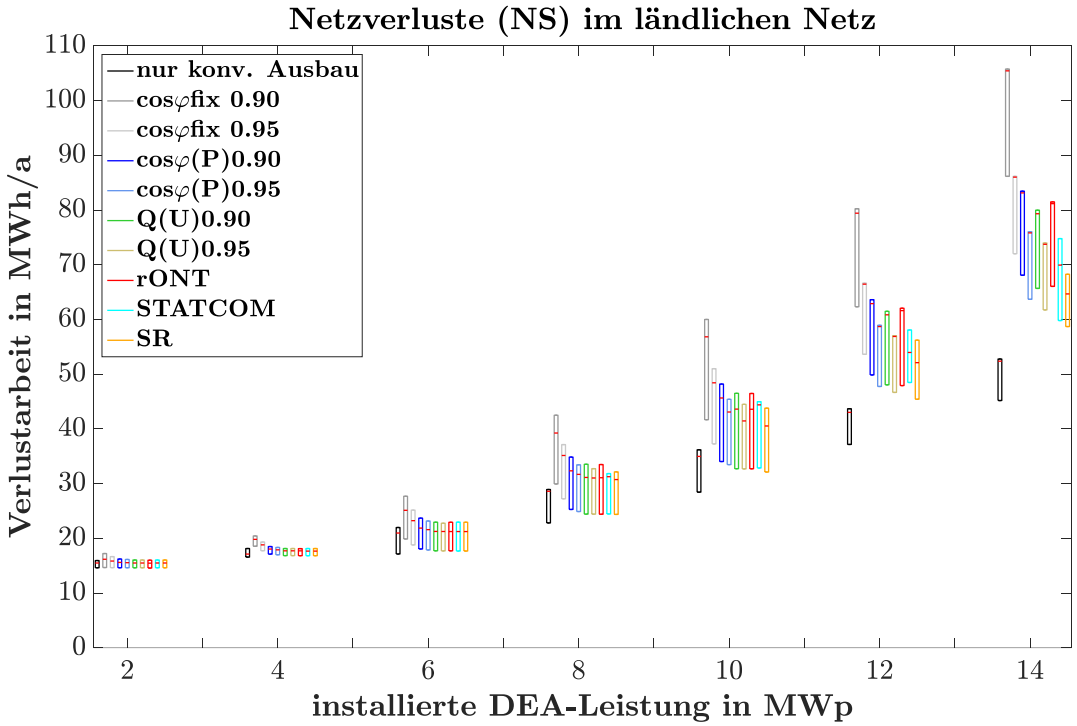


Abbildung II-11: Netzverluste in den ländlichen Niederspannungsnetzen

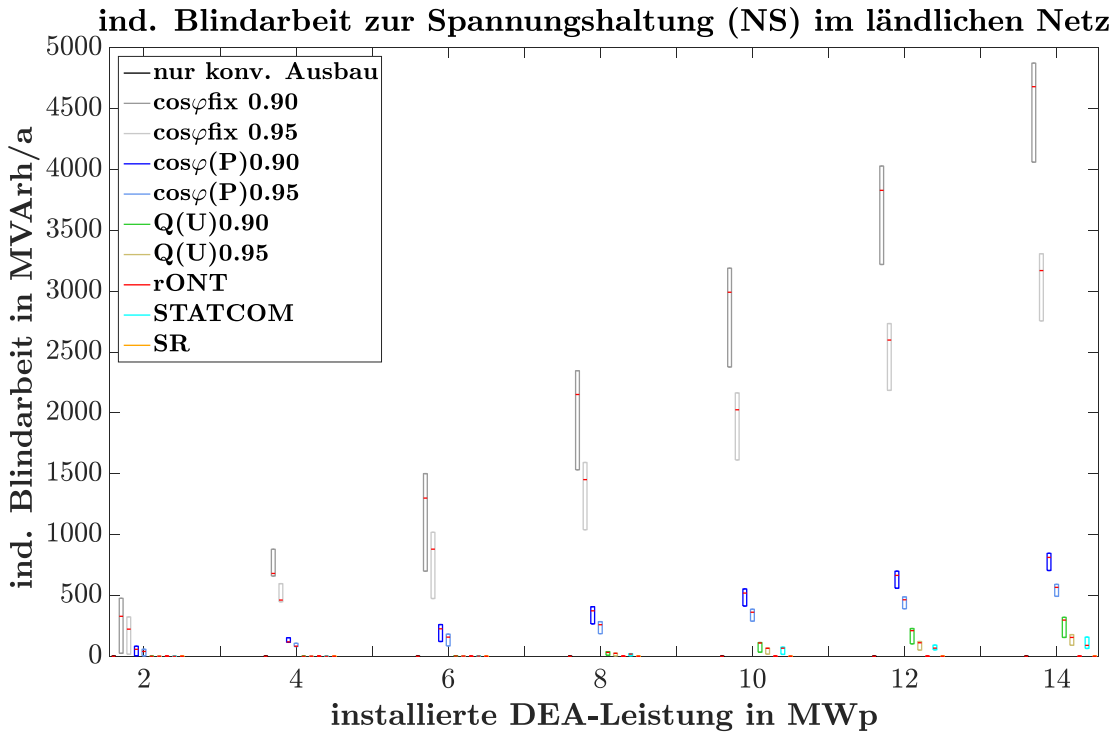


Abbildung II-12: zur Spannungshaltung benötigte Blindarbeit in den ländlichen Niederspannungsnetzen

Eine weitere entscheidende Größe ist die zur Spannungshaltung benötigte Blindarbeit. Die Auswertung in Abbildung II-12 zeigt, dass durch die Verwendung der cosφ(P)-Steuerung um über 80 % gegenüber einer Anlage mit festem Verschiebungsfaktor einsparen lassen. Durch Einsatz der Q(U)-Regelung ist eine Reduktion dieses Wertes von bis zu weiteren 70 % gegenüber cosφ(P) möglich. Die zur Spannungsstützung aufgewendete Blindarbeit ist mit Werten unter 1 MVArh/a vernachlässigbar gering. Da sich die Ergebnisse des Vorstadtnetzes tendenziell sehr ähnlich verhalten, sind sie nicht weiter aufgeführt.

II.3. Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit von Verfahren zur statischen Spannungshaltung

Die im Projekt untersuchten Spannungshaltungskonzepte wurden im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsanalyse untereinander und mit konventionellen Netzausbau-Maßnahmen verglichen. Da sowohl VNB-seitige Konzepte wie der rONT, als auch EZA-seitige Konzepte wie die Blindleistungsbereitstellung mit PV-Anlagen untersucht wurden, werden für diese beiden Parteien die zu erwartenden Kosten getrennt ermittelt und in den Abschnitten II.3.1 und II.3.2 vorgestellt. Die Ergebnisse werden dabei exemplarisch am Beispiel des ländlichen Typnetzes vorgestellt. Aufgrund des probabilistischen Simulationsansatzes mit 1000 Einzelsimulationen liefern die Ergebnisse eine Häufigkeitsverteilung der zu erwartenden Kapitalkosten je Szenario. Diese kann, wie die Ergebnisse zeigen, aufgrund der variierenden Anlagenverteilung und -größe eine große Streuung aufweisen. Die Ergebnisse sind daher als Boxplot mit dem Median (50 %-Quantil), dem 25 % und 75 % Quantil (Box) und dem 5 % und 95 % Quantil (unter und oberer Whisker) dargestellt. Um zusätzlich einen Eindruck der Zusammensetzung der Kosten aus den einzelnen Bestandteilen zu vermitteln, wurde je Szenario der Median jedes einzelnen Kostenblocks ermittelt und zu einem Gesamtkapitalwert zusammengefasst. Die Ergebnisse sind jeweils für eine Betrachtungsdauer von 40 Jahren angegeben. Es wurde auch mit abweichenden Zeiträumen von 20 und 60 Jahren simuliert. Aufgrund der Berücksichtigung der Restwerte der Betriebsmittel nach Ablauf der Betrachtungsdauer hat diese Variable nur einen kleinen Einfluss auf die ermittelten Kapitalkosten und wird im Folgenden nicht dargestellt.

II.3.1. Spannungshaltungskosten Verteilungsnetzbetreiber

Die VNB-seitigen Aufwände zur Spannungshaltung und Steigerung der Netzaufnahmekapazität umfassen nach der gewählten Unterteilung folgende Kostenanteile:

- Investitionen in Netzbetriebsmittel zur Spannungsregelung (rONT, Strangregler, STATCOM)
- Tausch des ONT aufgrund thermischer Überlastung
- Netzausbau Niederspannung
- Netzausbau Mittelspannung
- Beschaffung Verlustenergie
- Beschaffung Blindarbeit

Die Abbildung II-13 stellt für Verteilungsnetzbetreiber die ermittelten Kapitalwerte für acht ausgewählte Spannungshaltungskonzepte und -kombinationen für die verschiedenen installierten EZA-Leistungen in Boxplot-Form dar. Es zeigt sich eine breite Streuung der Ergebnisse bei den fünf Szenarien ohne rONT von bis zu 6 Mio. € inklusive der Ausreißer. Begründen lässt sich dies durch den teilweise notwendigen MS- und NS-Netzausbau aufgrund von Grenzwertverletzungen des 2 %-Kriteriums (MS) und des 3 %-Kriteriums (NS). Zu sehen ist dies in Abbildung II-14. Beide Kriterien wurden in den Szenarien mit rONT vernachlässigt,

da eine Entkopplung der beiden Spannungsebenen erreicht wird. Das gewählte Vorgehen spiegelt dabei den aktuellen Netzplanungsprozess wider.

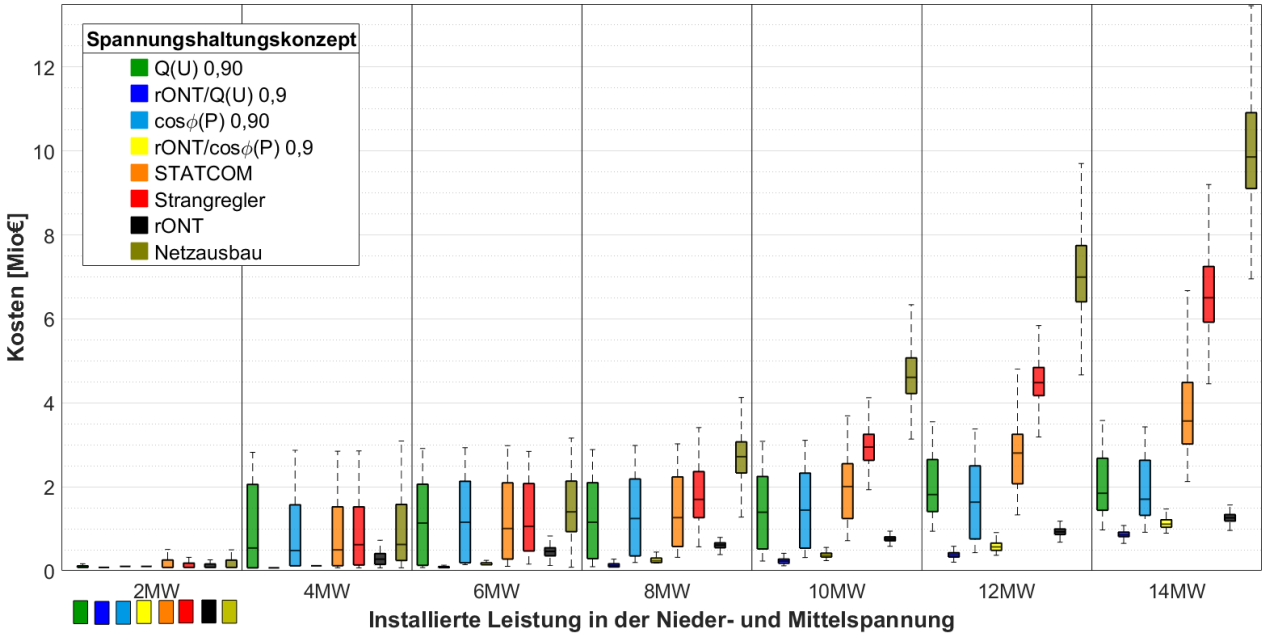


Abbildung II-13: Kapitalwertvergleich Spannungshaltungskosten für Verteilungsnetzbetreiber im ländlichen-Typnetz für installierte EZA-Leistungen zwischen 2 MW und 14 MW

Ebenfalls aus Abbildung II-14 kann ein mit der installierten EZA-Leistung ansteigendes Einsparpotenzial der Kosten von bis zu 9 Mio. € im Median abgelesen werden. Dieses resultiert aus dem Vergleich der günstigsten (rONT + Q(U)) und teuersten Variante (Netzausbau) bei einer installierten Leistung von 14 MW. Für alle dargestellten Szenarien ist der konventionelle Netzausbau stets die teuerste Lösung. Die nachfolgend teuersten Szenarien sind der NS-Strangregler sowie der NS-STATCOM. Beide werden im Gegensatz zum rONT in der Regel nur in einem meist mit besonders zahlreichen und großen EZA bestückten Netzstrahl eingesetzt. Solche ungleichmäßig belasteten Netze kommen in der Praxis nur gelegentlich vor, weshalb es im Median für die beiden Konzepte zu hohen zusätzlichen Kosten für Netzausbau kommt. Dies bestätigt den Einsatz dieser beiden Konzepte für Spezialfälle mit besonders inhomogener Verteilung der EZA auf die einzelnen Abgänge einer ONS.

Während Abbildung II-13 nach den installierten EZA-Leistungen blockweise sortiert ist, ist für eine Aufschlüsselung der Kosten eine Gruppierung der Spannungshaltungskonzepte, wie in Abbildung II-14 vorgenommen, zielführender. Die Ergebnisse zeigen die untergeordnete Rolle der Kosten für die Beschaffung der Blindenergie und Netzverluste sowie des Tausches von ONT aufgrund thermischer Überlastung bei zu hoher installierter Erzeugungsleistung bei der wirtschaftlichen Bewertung. Es wird zudem deutlich, dass aufgrund des 2 %-Kriteriums insbesondere bei den Blindleistungskonzepten und dem Strangregler ein großer Teil der Kosten auf den MS-Netzausbau entfällt. Zusätzlich entstehen beim Netzausbau-Szenario sowie dem Strangregler-Szenario durch das 3 %-Kriterium hohe Kosten durch den notwendigen NS-Netzausbau. Nahezu vollständig verhindert werden kann der Netzausbau im Szenario „rONT“. Dem gegenüber steht bei einer installierten EZA-Leistung von 14 MW ein Kapitalwert von 800.000 € für rONTs. Im Median wurden bei diesem Szenario 25 der insgesamt 33 ONS mit einem rONT versehen. Ein bemerkenswertes Teilergebnis ist zudem, dass bei den beiden Simulationsszenarien „rONT + Q(U)“ und „rONT + cosφ(P)“ alleine die Vernachlässigung des 2 %- und 3 %-Kriteriums ausreicht, um bis zu einer

installierten Leistung von 10 MW bis zu 1,1 Mio. € Netzausbau einzusparen, ohne dass im Median ein einziger rONT aufgrund einer Verletzung der + 10 %-Grenze aus der DIN EN 50160 [18] eingesetzt werden muss. Dieser Umstand verdeutlicht das große Einsparpotenzial einer gemeinsamen Netzplanung von MS und NS-Ebene und eines gemeinsamen Einsatzes von rONT und Q(U)-Regelung, wodurch eine flexible Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes ermöglicht wird.

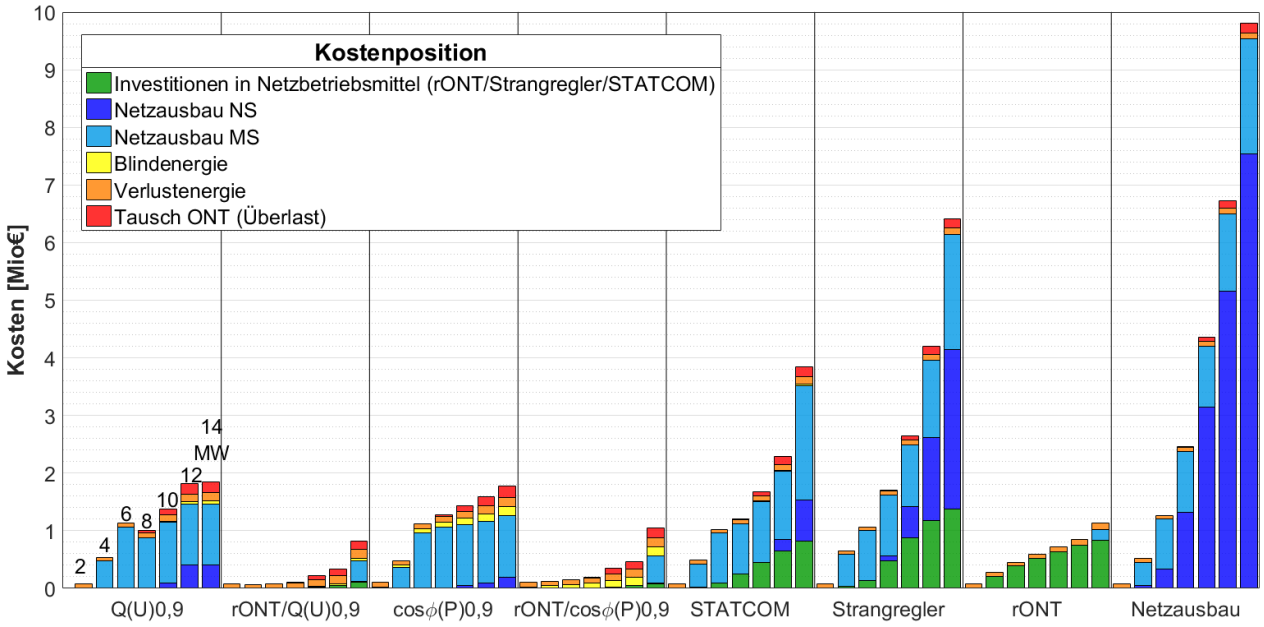


Abbildung II-14: Mediane der Einzelkostenpositionen für Verteilungsnetzbetreiber im ländlichen-Typnetz für installierte EZA-Leistungen zwischen 2 MW und 14 MW

Die gleichen Untersuchungen wurden zudem für das vorstädtische Typnetz durchgeführt. Grundsätzlich kam es hier zu ähnlichen Resultaten. Das Einsparpotenzial der Kostenspreizung (Netzausbau zu günstigstem Spannungshaltungskonzept) war noch größer (im Median bis zu 18Mio. €) und die Blindleistungskonzepte stellen im vorstädtischen Netz stets eine kostengünstigere Option als der rONT dar.

II.3.2. Spannungshaltungskosten für EZA-Betreiber

Mittels der technischen Anwendungsregeln des VDE|FNN VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110 werden auch Erzeugungsanlagen in die Pflicht genommen, sich an der statischen Spannungshaltung zu beteiligen. Die EZA-Betreiber-seitigen Aufwände zur Spannungshaltung und Steigerung der Netzaufnahmekapazität fallen im Vergleich zu den VNB-seitigen dabei deutlich kleiner aus und umfassen nach der gewählten Unterteilung folgende Kostenanteile:

- Investitionen in eine 10 % Überdimensionierung der Wechselrichter zur uneingeschränkten zeitgleichen Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung
- Zusätzliche Wechselrichterverluste durch Blindleistungsbereitstellung. Die zusätzlichen Wirkleistungsverluste können dem Anlagenbetreiber als monetärer Verlust in Form von entgangener Einspeisevergütung oder entgangenem Eigenverbrauch angerechnet werden.

Da nur die EZA-basierten Spannungshaltungskonzepte mittels Blind- und Wirkleistung einen maßgeblichen Einfluss auf die anfallenden Kosten für EZA-Betreiber haben, werden in der Folge nur diese ausgewertet.

Den größten Kostenanteil macht dabei die angenommene Überdimensionierung der Wechselrichter aus, die entsprechend der installierten EZA-Leistung, unabhängig vom gewählten Szenario, linear zunimmt, wie Abbildung II-15 zeigt. Bei 14 MW installierter Leistung liegt der entsprechende Kapitalwert für das untersuchte ländliche Typnetz bei 460.000 €. Im vorstädtischen Typnetz werden bis zu 800.000 € bei 24 MW erreicht.

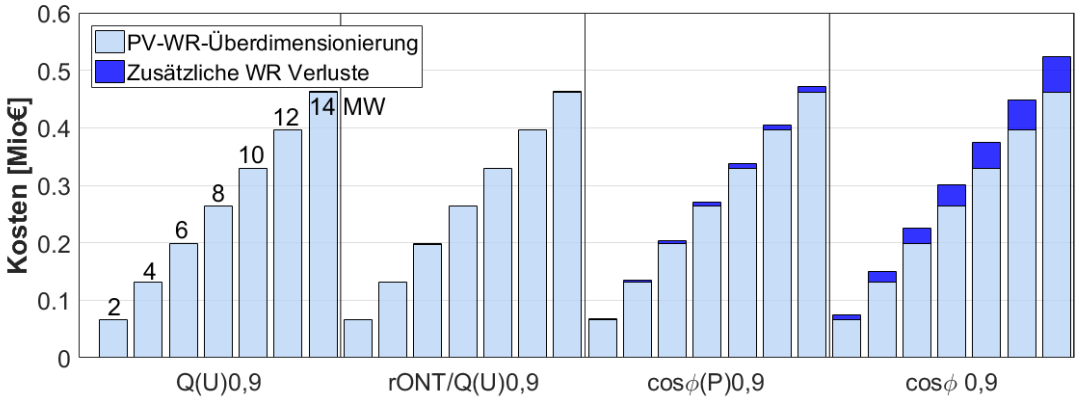


Abbildung II-15: Mediane der Einzelkostenpositionen für Anlagenbetreiber im ländlichen-Typnetz

Hinzu kommen in Abhängigkeit des gewählten Spannungshaltungskonzeptes und der installierten EZA-Leistung Wechselrichterverluste durch die zusätzlich bereitgestellte Blindleistung. In Abbildung II-16 sind diese für die verschiedenen Konzepte bezogen auf die Wechselrichterverluste im Betrieb mit cosφ 1 dargestellt. Während die Verluste bei einem konstanten cosφ 0,9 und der cosφ(P)-Steuerung unabhängig von der installierten EZA-Leistung und der Netzsituation sind, hängen sie bei der Q(U)-Regelung direkt von der vorliegenden Netzsituation ab und variieren daher von Anlage zu Anlage. Bei der Q(U)-Regelung liegen die zusätzlichen Verluste im ländlichen-Typnetz im Median zwischen 0 und 1 %, bezogen auf die Wechselrichterverluste bei reiner Wirkleistungseinspeisung. Bei cosφ(P) liegen sie bei + 5 % und bei einem konstanten cosφ 0,9 bei + 30 %. Selbst in ungünstigen Szenarien sind demnach fast alle EZA-Betreiber mit einer Q(U)-Regelung bessergestellt, als mit einem konstanten cosφ oder der cosφ(P)-Steuerung.

Für eine beispielhafte 10 kWp PV-Anlage entstehen somit durch die Blindleistungsbereitstellung jährliche Kosten für den Betreiber von ca. 1 € bei Q(U), von ca. 6 € bei cosφ(P) und von ca. 30 € bei einem konstanten cosφ 0,9. Die höchsten zusätzlichen Wechselrichterverluste entstehen bei einem konstanten cosφ von 0,9. Bei 14 MW installierter EZA-Leistung beträgt der Kapitalwert bis zu 60.000 € im untersuchten ländlichen-Typnetz. Durch den Einsatz eines rONT und der Q(U)-Regelung in den EZA können die bereitgestellte Blindleistung deutlich reduziert und damit auch die zusätzlichen Wechselrichterverluste gesenkt werden.

Die P(U)-Regelung im Sinne des Engpassmanagements bzw. die Kombination aus Q(U)- und P(U)-Regelung wurde ebenfalls untersucht. Die Abregelungsverluste der Wirkleistung waren jedoch in allen untersuchten Szenarien vernachlässigbar klein.

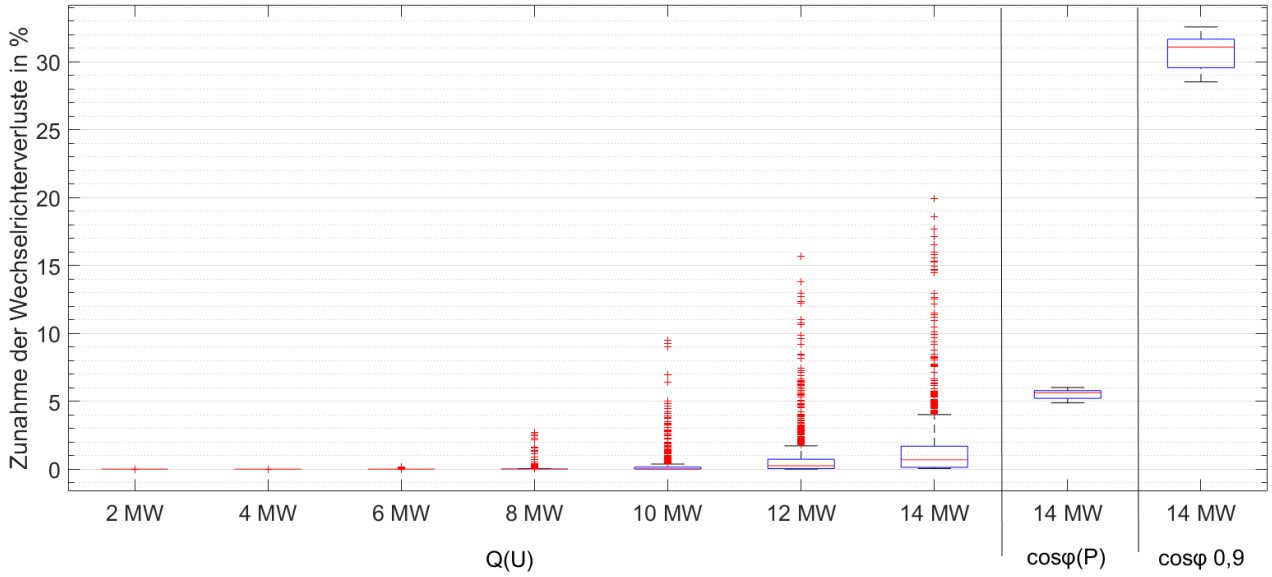


Abbildung II-16: Zusätzliche Wechselrichterverluste bei einem Betrieb mit cosφ < 1 für die Spannungshaltungskonzepte Q(U), cosφ(P) und konstanter cosφ 0,9 im ländlichen-Typnetz

II.4. Aspekte der Reglerstabilität

Die Motivation zur Untersuchung der Reglerstabilität erwächst aus der Tatsache, dass einige spannungsregelnde Betriebsmittel und Erzeugungsanlagen in der Niederspannung das Potenzial bergen, dauerhafte dynamische Spannungsschwankungen herbeizuführen. Im Gegensatz zur cosφ(P)-Steuerung, führt bspw. die Q(U)-Regelung zu einem geschlossenen Regelkreis, da die spannungsabhängige Blindleistungseinspeisung über die physikalischen Zusammenhänge im Netz zu einer Änderung der lokalen Spannung führt, wie in Abbildung II-17 dem vereinfachten Q(U)-Regelkreis dargestellt. Der Verstärkungsfaktor dieser Regelung wird im Wesentlichen durch die Kennliniensteilheit, die Zeitkonstante des PT_1-Blocks (Filter erster Ordnung) und der Netzimpedanz bestimmt, von denen die ersten zwei Parameter frei wählbar sind. Durch die Beschränkung auf eine maximale Kennliniensteilheit sowie eine geeignete Zeitkonstante lässt sich die Dynamik soweit einstellen, dass instabiles Verhalten - bei realistischen Netzparametern - ausgeschlossen werden kann.

Ein ähnlicher Wirkungszusammenhang ergibt sich bei rONT und Strangreglern, da die Eingangsgröße der Regelung – die lokal gemessene Spannung – durch die Ausgangsgröße der Regelung – die Stufenstellung – beeinflusst wird.

In Simulationen wurde untersucht wie sich die Parameter der Regelungen auf das Einstellverhalten nach einer sprunghaften Spannungsänderung auswirken. Die für diese Simulationen benötigten Modelle, wurden mithilfe von Labormessungen validiert. Darüber hinaus dienen die Laborversuche der Kontrolle, um sicherzustellen, dass Effekte, die durch die vereinfachte Modellierung im Rahmen der Simulationen nicht berücksichtigt wurden keinen nennenswerten Einfluss auf die aus den Simulationen abgeleiteten Aussagen haben. Simulationen wiederum erlauben die erschöpfende Untersuchung von Netzen und Parametrierungen, die in Laboren und im Feldversuch nicht nachgebildet werden können. Dort wirken die Verfügbarkeit von Versuchsobjekten und im Feldversuch zusätzlich die existierenden Netzeigenschaften sowie operative Sicherheitserwägungen begrenzend.

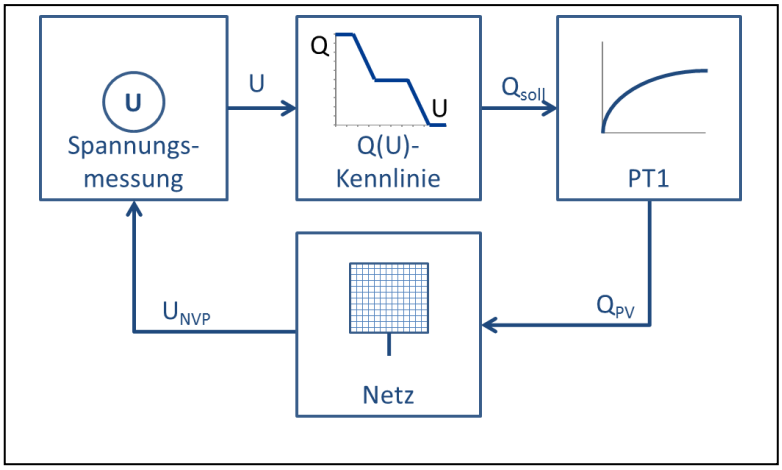


Abbildung II-17: Vereinfachter Regelkreis der Q(U)-Regelung

II.4.1. Simulationen

Für die Simulationen wurde – wie bereits in Abschnitt II.1.1 angerissen – vor allem ein worst-case Szenario gewählt. Dieser in Abbildung II-18 dargestellte Fall stützt sich auf folgende Quellen und Überlegungen:

- Die Spannungsbeeinflussung durch eine EZA oder STATCOM ist dann besonders hoch, wenn ein großer Blindleistungsstellbereich vorliegt und über eine hohe Impedanz, insbesondere ihren Reaktanzanteil X ein Spannungsfall hervorgerufen wird. Maßgeblich ist der sogenannte Blindleistungsangriffsfaktor (BAF), der in Anlehnung an den „DEA-Angriffsfaktor“ aus [20] entwickelt und in [22] beschrieben wird, über alle Blindleistungsquellen.

$$BAF = \sum X_i \cdot Q_{max,i}$$

- Es wird ein Fall ausgewählt, bei dem das Integrationspotenzial vollständig ausgenutzt wird.
- Es sind möglichst hohe Reaktanzen durch lange Leitungen herzustellen. Dazu wurde aus den Musternetzen sowie den Ziehungen zur EZA-Verteilung ein entsprechender worst-case-Fall ermittelt.
- Für die Auswahl ist zudem der BAF zu maximieren.

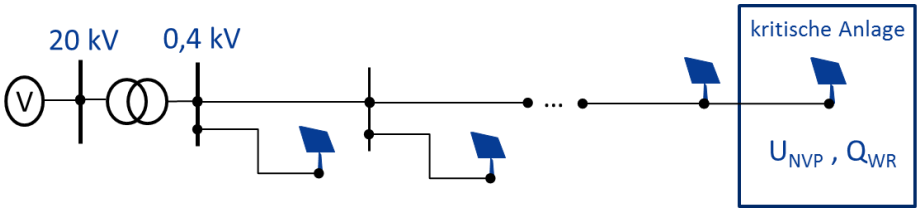


Abbildung II-18: Vereinfachte Darstellung untersuchtes Netz mit 19 Erzeugungsanalagen und einer kumulierten Leistung von 1000 kW

Die maximale Anregung dieses worst-case-Systems muss sich nach den im Normalbetrieb zu erwartende maximalen Spannungsänderungen orientieren. Daher wurde ein Wert von 6 % für einen Spannungssprung am HS/MS-Transformator gemäß dem in DIN EN 510160 angeführten Anhaltswert für die Mittelspannung

ausgewählt (Abbildung II-19). Vor Eingreifen der Regelungen ist dieser relative Spannungssprung auch im worst-case-Niederspanungsabgang nach Abbildung II-18 wirksam. Da die größten Spannungsänderungen im Zusammenspiel aller Regelungen sich am Abgangsende summieren, wird in den folgenden Ergebnissen jeweils nur der Knoten der markierten kritischen Anlage betrachtet.

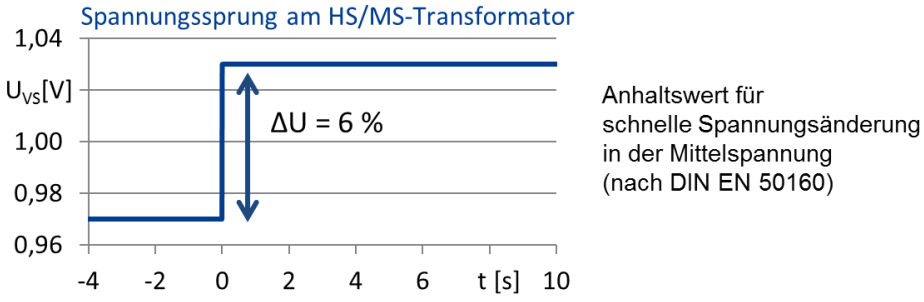


Abbildung II-19: Spannungssprung am HS/MS Transformator zur Anregung des Systems

Für den jeweils gleichen Spannungssprung wurden die Parameter der erstellten Reglermodelle in einem Bereich variiert, der sich aus der Strukturvorgabe der Q(U)-Kennlinie, der DIN EN 50438 als geltende Norm für Klein-EZA am NS-Netz sowie Untersuchungen der TU München ergeben haben.

Wie bereits erwähnt, sind bei einem PT_1-basierten Regler keine grundsätzlichen Instabilitäten im Sinne eines Netzzusammenbruchs zu erwarten. Sehr wohl unterscheidet sich das dynamische Verhalten nach Anregung in Dauer und Art des Einschwingverhaltens bis zum Erreichen eines eingeschwungenen quasistationären Zustands. Aufgrund der Spannungsbeeinflussung wird also für diesen Zeitraum die Spannungsqualität beeinflusst, so dass die Bewertungskriterien aus diesem Themenumfeld wie folgt festgelegt wurden:

- Das dynamische Verhalten soll die Anregung nicht übertreffen oder verstärken. Damit darf die nach Anregung auftretende maximale relative Spannungsänderung 6 % nicht überschreiten.
- Nach VDE-AR-N 4105 sollen durch die EZA keine schnellen Spannungsänderungen von mehr als 3 % hervorgerufen werden. Diese sind definiert als Änderung zwischen zwei aufeinander folgenden Effektivwerten und somit aus den Ergebnissen der RMS-Simulation einfach bewertbar.
- Die Kurzzeit-Flickerstärke darf nach DIN EN 61000-3-3 einen Wert von 1,0 nicht überschreiten.

Abbildung II-20 zeigt beispielhaft die Auswirkungen auf das Kriterium der maximalen Spannungsänderung bei Variation der reglerinternen Verzögerung sowie der Zeitkonstante des PT_1-Glieds der Q(U)-Regelung sowie der Steilheit der Q(U)-Kennlinie, wie sie für alle EZA im Netz angenommen wurden. Aus dem abgetasteten Parameterraum sind farblich rot die Fälle hervorgehoben, die nur für das eine angewendete Kriterium in der Parametrierung auszuschließen sind.

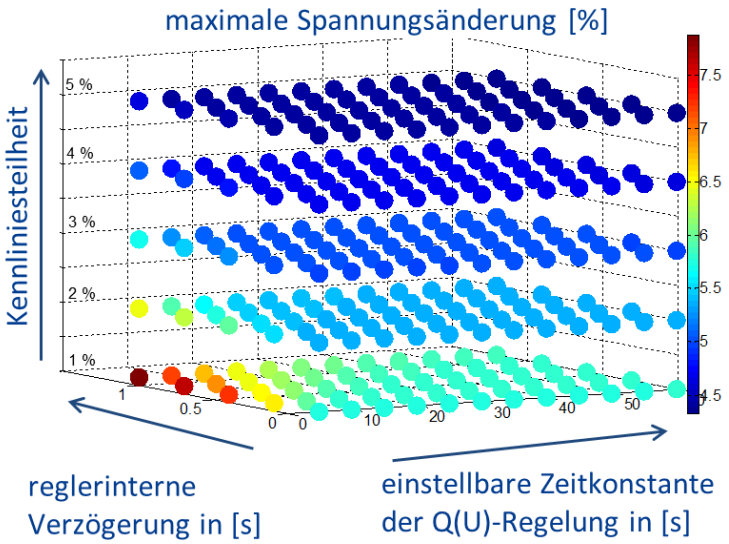


Abbildung II-20: Ergebnis der Parametervariation. Maximales Überschwingen der Spannung an der kritischen Anlage bei unterschiedlichen Parameterkombinationen. Gleiche Parameter bei allen simulierten Anlagen eingestellt.

Unter Auswertung aller durchgeführten Simulationen ergeben sich die folgenden Handlungsempfehlungen für die Parametrierung von Q(U)-Kennlinien für EZA:

- Die bereits in der DIN EN 50438 enthaltene Forderung eines PT1-Verhaltens der Regelung führt nahezu immer zu einem stabilen Einschwingverhalten ohne dauerhafte Schwingungen. Lediglich bei sehr hoch unterstellter Verzögerung bei der Übernahme von Messdaten in den Regler – dargestellt durch die reglerinterne Verzögerung in Abbildung II-20 – ergibt sich nicht nur ein Überschwingen in Bezug auf das anregende Ereignis, sondern können sich tatsächliche Schwingungen ergeben. Diese resultieren daher, dass die Regler erst mit zu großer Verzögerung den Einfluss der anderen Spannungsregelungen wahrnehmen und somit stets hinsichtlich der mittlerweile im Netz vorliegenden Spannung überreagieren können. Es ergibt sich eine Forderung, dass die reglerinterne Verzögerung weniger als 0,6 s betragen soll.
- Die Zeitkonstante des PT1-Reglers sollte größer 1 s betragen, aber einen Wert von 20 s nicht überschreiten. Die Einstellzeit, die die Zeit bis zum Erreichen von 95 % des Sollwertes entspricht und damit drei Zeitkonstanten umfasst, soll demnach einen Wertbereich von 3 s bis 60 s nicht verlassen.
- Für die Reglerbandbreite eines rONT hat sich der im FNN-Hinweis „Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) – Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb“ empfohlene Wert von 1,6-facher Stufenbreite im Hinblick auf Spannungsqualitätskriterien als geeignet erwiesen.

Für die ebenfalls untersuchte P(U)-Regelung hat sich gezeigt, dass der gleichzeitige Einsatz mit Q(U)-Regelungen bei jeweiliger PT1-Regelung stabil ausgestaltbar ist. Selbst bei der großen empfohlenen P(U)-Zeitkonstante von 100 s bietet ihr Einsatz Vorteile gegenüber der heute vorhandenen U>-Schutzfunktion, da eine Abschaltung vermieden wird.

II.4.2. Laborversuche

Validierung des Simulationsmodells

Das vorangehend untersuchte RMS-Modell zur Bestimmung des Einschwingverhaltens der Erzeugungsanlagen ist ein stark vereinfachtes Modell, bei welchem die unterlagerten Strom- und Leistungsregler lediglich durch ein PT_1-Glied und eine Spannungsmessung angenähert werden. Dass ein solches Modell für einen eingeschränkten Parameterbereich valide Ergebnisse liefert, wird auch in der diesjährig geplanten Dissertation [14] gezeigt. Zur Überprüfung der Validität der empfohlenen sowie ausgeschlossenen Parametrierungen wurden verschiedene Parametrierungen mehrerer Wechselrichter in den Laboratorien der Professur für elektrische Energieversorgungsnetze der TU München vermessen und mit den Simulationsergebnissen vergleichen. Abbildung II-21 zeigt zwei exemplarische Parametrierungen der Q(U)-Regelung realer, marktüblicher Wechselrichter.

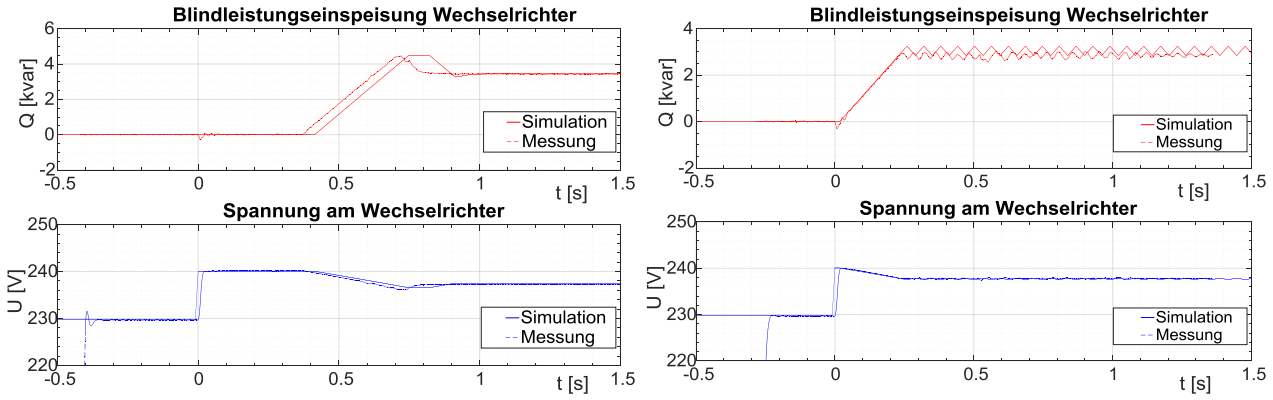


Abbildung II-21: Validierung zweier Parametrierungen der Q(U)-Regelung

Die Ergebnisse der Untersuchungen zum Einschwingverhalten und die daraus extrahierten Empfehlungen sind daher valide und belastbar. Es wurde sichergestellt, dass die vereinfachten Simulationsmodelle im Rahmen des gewählten Parameterraumes zutreffende Ergebnisse liefern.

Round-Robin-Test der Wechselrichter in den Laboren der beteiligten Partner

Die Ansteuerung der Erzeugungsanlagen, die Auslegung der Betriebsmittel und Kabel und auch die Programmierung des Messequipments kann einen Einfluss auf die aufgezeichneten Messergebnisse haben. Zum Ausschluss eventueller laborspezifischer Einflüsse wurden zwei verschiedene Wechselrichter im Labor der TU München parametriert und vermessen und anschließend zur Vermessung in den Laboren der RWTH Aachen und der TU Braunschweig transportiert. Die Parametrierung blieb dabei gleich. Im Labor der RWTH sind reale Kabel verlegt, bei der TU München und der TU Braunschweig wurde auf konzentrierte Ersatzelemente (R, L, C) zurückgegriffen. Die Messtechnik ist laborspezifisch programmiert. Es konnte gezeigt werden, dass

1) kein Unterschied im Regelverhalten der Erzeugungseinheit festzustellen war
2) die Unterschiede in der Messdatenauswertung (Programmierung der Messtechnik, Leistungsbestimmung durch FFT oder Filterung) nur einen leichten Einfluss haben und
3) sich der Unterschied zwischen realen Kabeln und konzentrierten Elementen (R, L, C) auf die Unsymmetrie auswirkt, jedoch nur einen marginalen und nachvollziehbaren Einfluss auf die Regelung der Wechselrichter hat.

Abbildung II-22 zeigt die Sprungantworten eines Wechselrichters in allen drei Laboren bei einem der neun verschiedenen Laborsetups des Round-Robin-Tests.

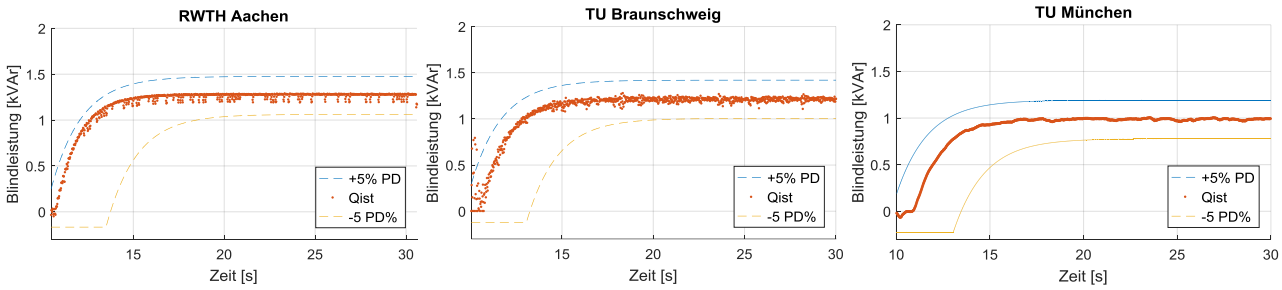


Abbildung II-22: Vergleich der Sprungantworten eines Wechselrichters in den Laboren der drei Partner bei einem der neun verschiedenen Round-Robin-Laborsetups.

Die Ergebnisse der drei Labore sind vergleichbar und verifiziert. Die dargestellten Unterschiede in der Amplitude der Blindleistung sind durch die wirksame Impedanz zwischen Erzeugungsanlage und Slack (Einspeiseknoten) definiert und nachvollziehbar. Durch Auswertung der 50 Hz-Komponente des Signals (FFT) kommt es bei der RWTH Aachen zu einigen punktförmigen Ausschlägen. In Braunschweig führt die Berechnung der Verschiebungswinkels φ aus einer Zeitmessung der Nulldurchgänge zu leicht verrauschten Ergebnissen. An der TU München wurden die gemessenen Ströme und Spannungen durch einen Tiefpass höherer Ordnung (Grenzfrequenz 50Hz) gefiltert. Der Verlauf beinhaltet somit auch subsynchrone Frequenzanteil und wirkt „weicher“. Als zu empfehlende Umsetzung kann die Bestimmung der 50Hz-Komponente durch eine FFT wie in Aachen genannt werden. Laborspezifische Einflüsse in Bezug auf Unsymmetrien oder Messtechnik-Programmierung, welche die im Projekt „U-Control“ erzeugten Ergebnisse in Frage stellen oder verzerren könnten, sind nicht vorhanden.

II.4.3. Zusammenfassung

Das dynamische Verhalten der Q(U)-Regelung wurde an einer Vielzahl an Labor- und Feldmessungen untersucht und kann durch geeignete Simulationsmodelle realitätsgetreu wiedergegeben werden. Die in Abbildung II-23 skizzierte Kennlinie kann in Verbindung mit einer PT_1-Einstellzeit T (entspricht dem dreifachen der PT_1 Zeitkonstante τ) zwischen 3 und 60 Sekunden auch unter der Berücksichtigung extremer Netzkonfigurationen empfohlen werden. Als Standard sollte T = 10 s gewählt werden Abbildung II-23 zeigt eine beispielhafte Laboruntersuchung eines marktüblichen Wechselrichters. Nach dem Durchfahren des Totbandes der Q(U)-Kennlinie folgt dieser der einzuhaltenden Referenz (PT_1) sehr gut. Die beschriebene Empfehlung stellt ein Kompromiss zwischen Schnelligkeit und Robustheit gegenüber variierenden Netzparametern dar und ist somit auch als Standard geeignet.

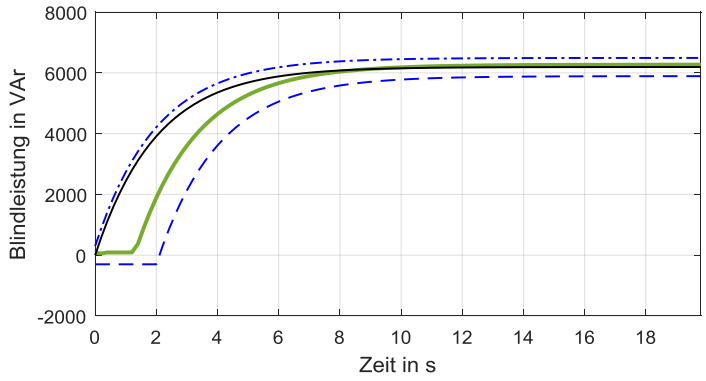


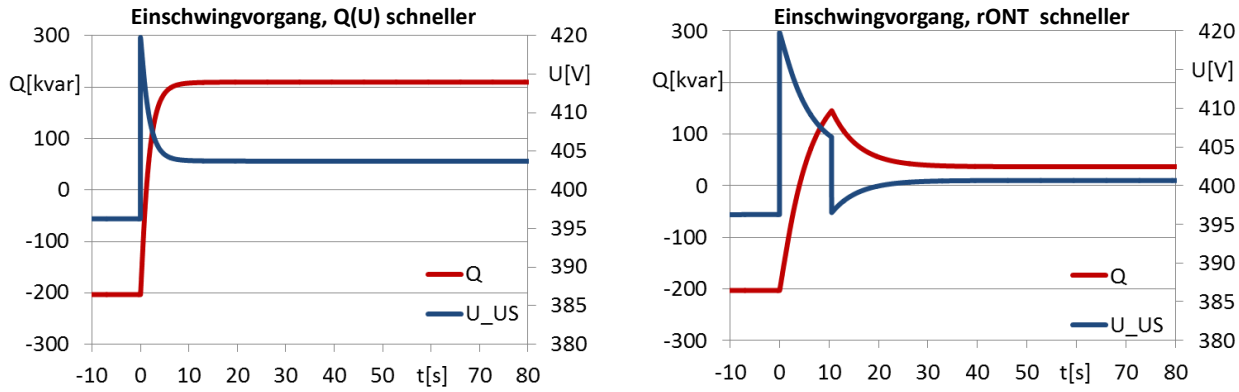
Abbildung II-23: Beispielhafte Laboruntersuchung der Q(U)-Regelung mit der vorgeschlagenen Kennlinie und einer Einstellzeit von T = 10s. Die Blindleistung (grün) bleibt in den Toleranzbändern (blau) und ähnelt nach dem Durchfahren des Totbandes dem idealen PT1-Glied (schwarz).

II.5. Aspekte der Reglerinteraktionen/Wechselwirkung von Reglern

Ein wesentlicher Baustein in einem funktionsfähigen, lokal und autonom geregelten Niederspannungsnetz ist das Zusammenspiel der einzelnen untersuchten Spannungsregler. Dabei wurden sowohl Interaktionen zwischen gleichen Reglern, z. B. zwischen zwei benachbarten Q(U)-Reglern, als auch zwischen verschiedenartigen Reglern, z. B. zwischen rONT und Q(U)-Regler beispielhaft untersucht. Darüber hinaus wurden auch Wechselwirkungen der Q(U)-Regelung eines PV-Wechselrichters mit anderen Netzfunktionen desselben Wechselrichters betrachtet. Insbesondere die FRT- und die AID-Funktion sind hier zu nennen.

II.5.1. Simulationen

Für den gemeinsamen Einsatz von rONT und Q(U)-Regelung stellt sich die Frage nach der Parametrierung zur Nutzung in einem Netz. Die Antwort darauf wird durch Jahressimulationen mit jeweils priorisiertem rONT oder priorisierter Q(U)-Regelung gegeben. „Priorisiert“ bedeutet, dass das jeweilige Betriebsmittel „schneller“ agiert, im Sinne eines Lastflussalgorithmus also vorrangig ausgeführt und der gemeinsame Arbeitspunkt erst danach berechnet wird. Durch die Nichtlinearität des rONT ergeben sich unterschiedliche Arbeitspunkte für 1) priorisierten rONT und 2) priorisierter Q(U)-Regelung. Die folgende Abbildung II-24 gibt einen Einblick in die Zusammenhänge.



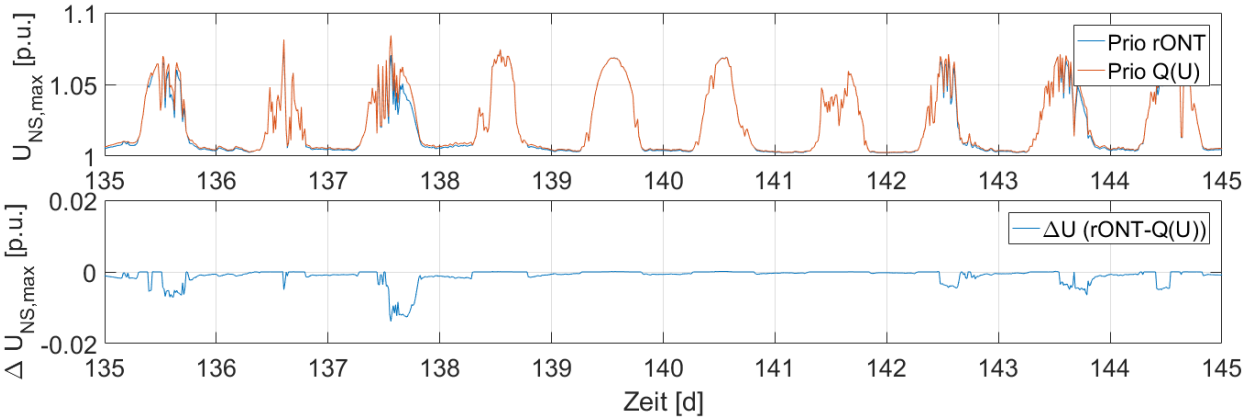


Abbildung II-24: Darstellung der dynamischen Zusammenhänge einer priorisierten Q(U)-Regelung (oben links) und eines priorisierten rONT (oben rechts) sowie eines beispielhaften Wochenverlaufs der Spannung in der Niederspannungsebene an einem kritischen Knoten.

Die Jahressimulationen wurden für verschiedene Stützpunkte des Integrationspotentials für das kombinierte Mittel- und Niederspannungs-Verteilnetzes durchgeführt. Insgesamt wurden 33 rONTs und bis zu 609 EZA mit Q(U)-Regelung simuliert. Bewertet wurden das Spannungsprofil, die Jahresblindarbeit, die Verlustenergie und die Schalthandlungen der rONTs. Es konnte gezeigt werden, dass ein priorisierter rONT die zu bevorzugende Option darstellt. Ein priorisierter rONT kann die Spannungen in allen NS-Netzen niedriger halten als eine priorisierter Q(U)-Regelung. Die Einsparung der Blindleistung fällt geringer aus als erwartet (2 % der summierten Blindarbeit aller EZAs bei vollem Integrationspotential), da sich durch die etwas höheren Spannungen in der Mittelspannung die dort platzierten EZAs stärker an der Spannungshaltung beteiligen. Zudem können die Schalthandlungen der rONTs durch die Priorisierung dergleichen um bis zu 40 % reduziert werden. Eine Priorisierung des rONT gegenüber der Q(U)-Regelung kann demnach zweifelsfrei empfohlen werden. Dazu ist die Einstellzeit der Q(U)-Regelung auf mindestens das Dreifache der rONT-Verzögerungszeit zu parametrieren. Nähere Informationen dazu finden sich in (16) in II.12.

Mithilfe der erstellten EMT-Modelle konnten insbesondere die Wechselwirkungen der Q(U)-Regelung mit den weiteren Netzfunktionen eines PV-Wechselrichters untersucht werden. Im Rahmen der Simulationen zur Inselnetzbildung konnten dabei Wechselwirkungen festgestellt werden, die zu einem Anstieg der Abschaltzeit des Wechselrichters führten. Die Ursache liegt in der Wirkungsweise der AID-Funktion, die in der Regel ebenfalls mittels Blindleistung arbeitet. Auf diese Weise sind theoretisch Szenarien denkbar, in denen sich Q(U) und AID in Ihrer Wirkung aufheben und damit zu einer verzögerten oder sogar zu keiner Abschaltung des Wechselrichters führen. Maßgeblichen Einfluss bei der Q(U)-Regelung hat dabei der Parameter der Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit dQ/dt. Bis zu einem Wert von 10.000 %/min, bezogen auf die Nennscheinleistung des Wechselrichters, lag die maximale simulierte Abschaltzeit der AID bei etwa 250 ms bzw. bei etwa 500 ms mit einer motorischen Last im Inselnetz. Wurde der Parameter dQ/dt weiter angehoben, stieg die maximale Abschaltzeit auf deutlich über eine Sekunde an, wie Abbildung II-25 zeigt. Details können in [16] nachgelesen werden. Daraus resultiert die Empfehlung, den Parameter dQ/dt der Q(U)-Regelung auf 10.000 %/min zu limitieren, um die beiden Netzfunktionen AID und Q(U)-Regelung sicher zu entkoppeln. Einen Einfluss der sehr schnell agierenden AID-Funktion auf die Q(U)-Regelung konnte nicht festgestellt werden.

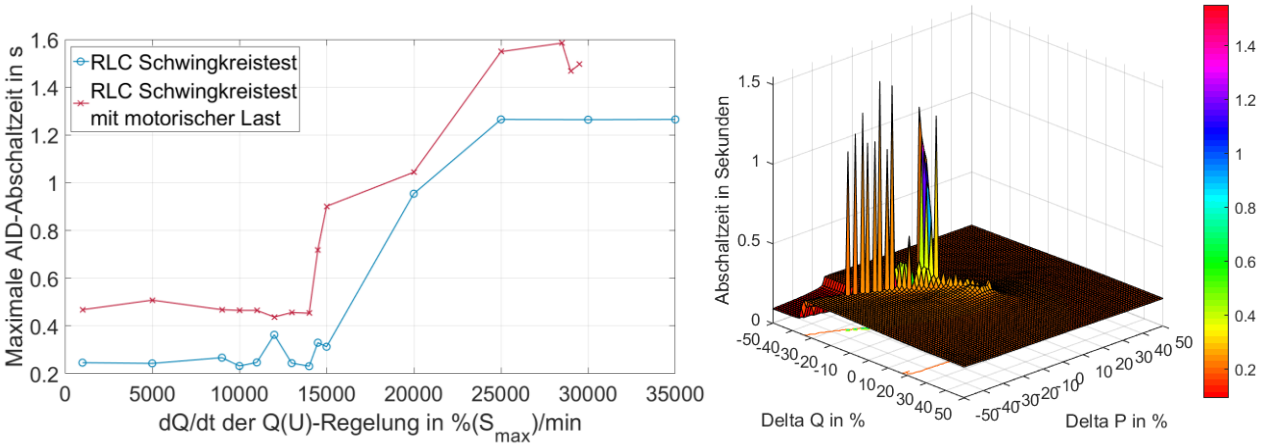


Abbildung II-25: Anstieg der AID-Abschaltzeit eines PV-Wechselrichter mit zunehmender Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit (dQ/dt) der Q(U)-Regelung (links) und AID-Abschaltzeiten für ein dQ/dt von25.000 %/min für eine Variation von ΔP und ΔQ (rechts)

Im Rahmen der EMT-Simulationen wurden zudem dreiphasige Einbrüche der Netzspannung zwischen zehn Millisekunden und einer Sekunde Dauer mit einer Restspannung von 0,9 pu bis 0 pu der Nennspannung in kleinen Schrittweiten untersucht. Für die beiden Betriebsmittel rONT und Strangregler zeigten die Ergebnisse die Notwendigkeit einer Unterspannungsblockierung auf, da andernfalls bei schnell regelnden Betriebsmitteln die Gefahr von kurzzeitigen Überspannungen nach Fehlerende, besteht. Ein solcher Grenzwert könnte z. B. bei 0,8 pu der Nennspannung gesetzt werden. Zudem wäre eine FRT-Fähigkeit der Steuerung dieser Betriebsmittel von Vorteil, um auch bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen einen sicheren Betrieb der Spannungshaltung zu gewährleisten. Bezüglich des Q(U)-Verhaltens während und nach Spannungseinbrüchen wurde folgendes festgestellt: Je kleiner die PT_1-Zeitkonstante der Regelung, desto schneller reagiert die Q(U)-Regelung auf Einbruch-Ereignisse und es erfolgt bereits eine Reaktion auf sehr kurze Einbruchs-Ereignisse. Eine Reaktion der Regelung wurde dabei in Anlehnung an die FGW TR3 [22] mit eine Blindleistungsänderung von ±5 % bezogen auf die Nennwirkleistung des Wechselrichters angesetzt. Beispielsweise reagiert die Q(U)-Regelung bei einer Parametrierung mit einer PT_1-Zeitkonstante von 5 s erst ab einer Dauer von Spannungseinbrüchen von 500 ms. Weitere Details der Simulationen zu den Spannungseinbrüchen finden sich in [23]. Die Empfehlung lautet daher, die Zeitkonstante der Q(U)-Regelung möglichst groß zu wählen, um unerwünschte Regleraktivitäten während und nach kurzzeitigen Spannungseinbrüchen zu vermeiden.

II.5.2. Laborversuche

Während sich bisher die Wechselrichter bei längeren (ab 100 ms) und tieferen (unterhalb von 0,8 pu) Spannungseinbrüchen abschalten mussten, greift seit kurzem die neue VDE-AR-N 4105 [19] und schreibt in der Niederspannung ein FRT-Verhalten vor. Dabei wird der Wechselrichter nicht mehr sofort abgeschaltet, sondern es wird zunächst für eine definierte Dauer Wirk- und Blindleistung zu Null geregelt. Dies betrifft auch die Q(U)-Regelung. In Übereinstimmung zeigten hier Simulationen und Laborversuche, dass im Kontext der Q(U)-Regelung insbesondere der Zeitbereich nach Fehlerende beobachtet werden muss. Für längere Einbruchsdauern (im Beispiel aus Abbildung II-26 2,9 s) kann es aktuell zu einer kapazitiven Blindleistungsbereitstellung der Q(U)-Regelung unmittelbar nach Fehlerende kommen, obwohl die Spannung bei Nennspannung oder bereits darüber liegt. Dieses Verhalten, wie es Abbildung II-26 zeigt,

wirkt spannungsanhebend und kann somit kurzzeitige Überspannungen hervorrufen und unterstützen. Ursächlich für dieses Verhalten ist die Verzögerung des Ausgangssignals der Q(U)-Regelung, bedingt durch das PT_1-Glied und eine fortlaufende Sollwertbildung während des FRT-Modus.

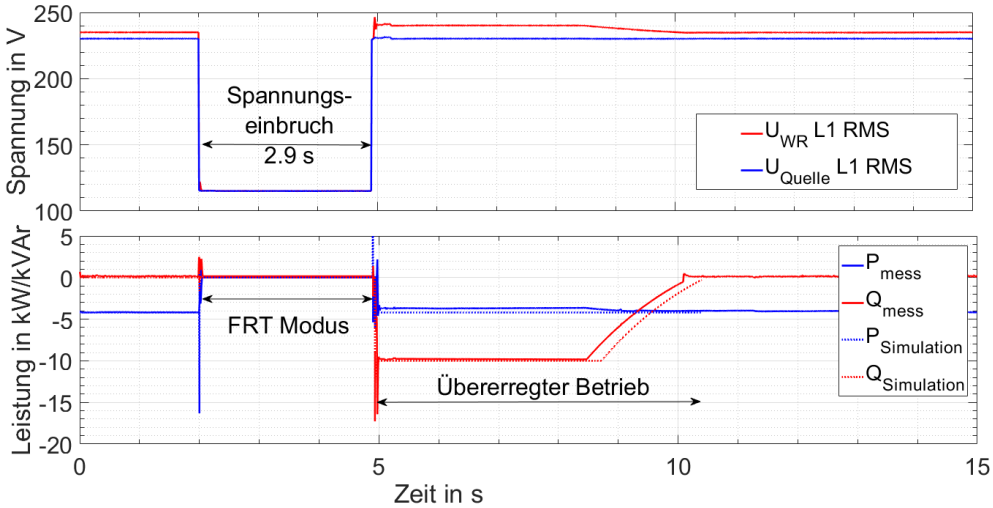


Abbildung II-26: Vergleich von Labormessung und Simulation für das Wechselrichterverhalten während und nach einem Spannungseinbruch. Q(U) und FRT aktiv

Die Empfehlung lautet daher, den Q(U)-Sollwert nach Beendigung des FRT-Modus auf den Wert Null zurückzusetzen. So kann ein kontraproduktives Verhalten der Q(U)-Regelung verhindert werden.

Zur Inselnetzbildung wurden ebenfalls Laborversuche durchgeführt. Dabei konnten in stichprobenartigen Messungen die Abschaltzeiten der Simulation bestätigt werden. Die Abweichungen lagen dabei stets unter 50 ms. Die Simulationsergebnisse zu den ansteigenden maximalen Abschaltzeiten bei einem größeren dQ/dt der Q(U)-Regelung konnten nicht validiert werden, da die verfügbaren Wechselrichter bereits auf eine maximale Blindleistungsänderungsrate von 10.000 %/min begrenzt sind.

II.5.3. Feldversuche

Im Rahmen des vier wöchigen Feldversuches der TU Braunschweig im NETZlabor Sonderbuch der Netze BW GmbH wurden explizit das Zusammenspiel der verschiedenen getesteten Spannungsregler und mögliche Interaktionen unter die Lupe genommen. Das Verhalten der Regler im ungestörten Netzbetrieb stand dabei im Vordergrund. Abbildung II-27 gibt einen Überblick über das Feldtestnetz sowie die Messpunkte.

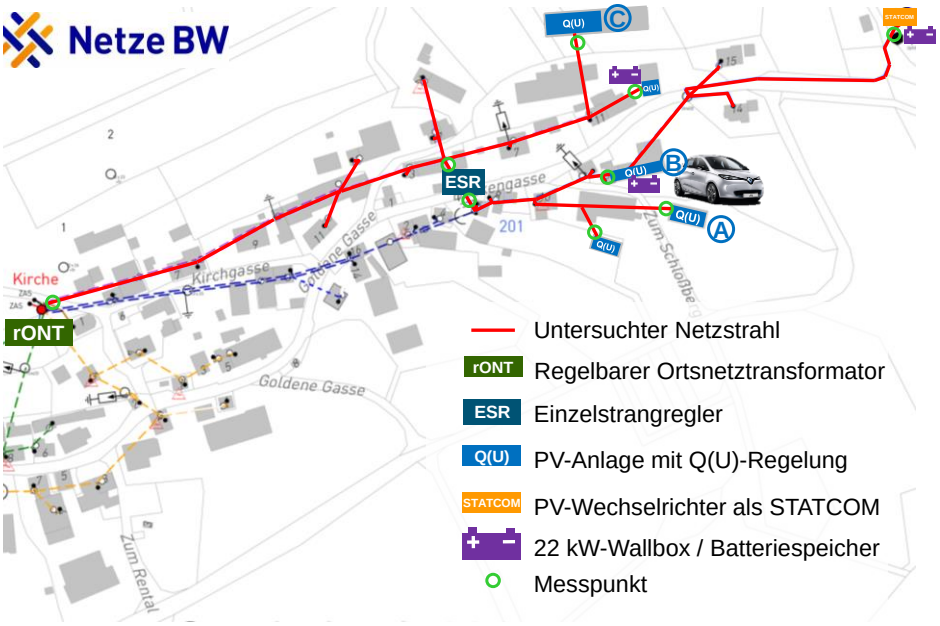


Abbildung II-27: Testgebiet „NETZlabor Sonderbuch“ im Gebiet der Netze BW GmbH mit Übersicht zu den eingesetzten Spannungshaltungstechnologien und den Messpunkten

In der Ortsnetzstation befindet sich bereits seit 2013 ein neun-stufiger 630 kVA rONT mit einer Stufenbreite von 2 % U_N. Für die Versuche wurde lediglich der längste von acht Hauptstrahlen (ca. 500 m lang) des Netzgebietes näher betrachtet. Über 200 kVA der insgesamt 530 kVA PV-Anlagenleistung im gesamten Netzgebiet sind hier angeschlossen. Da die vorhandenen Wechselrichter keine Q(U)-Regelung unterstützen, wurden durch einen Gerätetausch insgesamt über 90 kVA Wechselrichternennleistung innerhalb dieses Netzstrahls durch Q(U)-fähige dreiphasige Wechselrichter ersetzt. Zusätzlich wurde am Strangende noch ein 20 kVA PV-Wechselrichter als STATCOM angeschlossen.

Im Rahmen des Feldversuches konnte ein sicherer Netzbetrieb mit mehreren verschiedenen aktiven Spannungsreglern in einem Niederspannungsnetz erfolgreich demonstriert werden. Die zahlreichen getesteten Reglerkombinationen, -kennlinien und -parameter können im Detail in [24] nachgelesen werden. Neben den last- und erzeugungsbedingten Spannungsschwankungen auf der Mittelspannungsebene sind die Stufenereignisse der Umspannwerksregelung ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Spannungsregler in der Niederspannungsebene, da sich ein solches Ereignis auf das gesamte nachgelagerte Verteilnetz auswirkt. Die Stufenereignisse der UW-Regelung können je nach Betriebspunkt der rONT-Regelung unmittelbar bzw. nach Ablauf der eingestellten Totzeit eine rONT-Stufung in entgegengesetzter Richtung nach sich ziehen. Im Feldversuchszeitraum führten jedoch lediglich weniger als 4 % der UW-Stufungen innerhalb von 60 s zu einer rONT-Stufung. Umgekehrt ging ebenfalls nur etwa 4 % der rONT-Stufungen ein Stufenereignis der UW-Regelung voraus. Eines der wenigen Beispiele für eine solche Reglerinteraktion zeigt Abbildung II-28. Dabei folgt in kurzem Abstand von 12 s eine rONT- (Nr. 3) einer UW-Stufung (Nr. 1). Ein ähnliches Verhalten auf UW-Stufungen zeigte im Feldversuch auch der Einzelstrangregler. Einige Testszenarien beinhalteten dabei sowohl den rONT, als auch den Einzelstrangregler, was ebenfalls problemlos möglich ist. Letzterer misst an seinen Klemmen dabei sowohl Stufenereignisse der UW-, als auch der rONT-Regelung. Prinzipiell gilt sowohl für den rONT, als auch den Einzelstrangregler: Durch eine kleinere Totbandbreite steigt die Wahrscheinlichkeit einer Folgeschaltung.

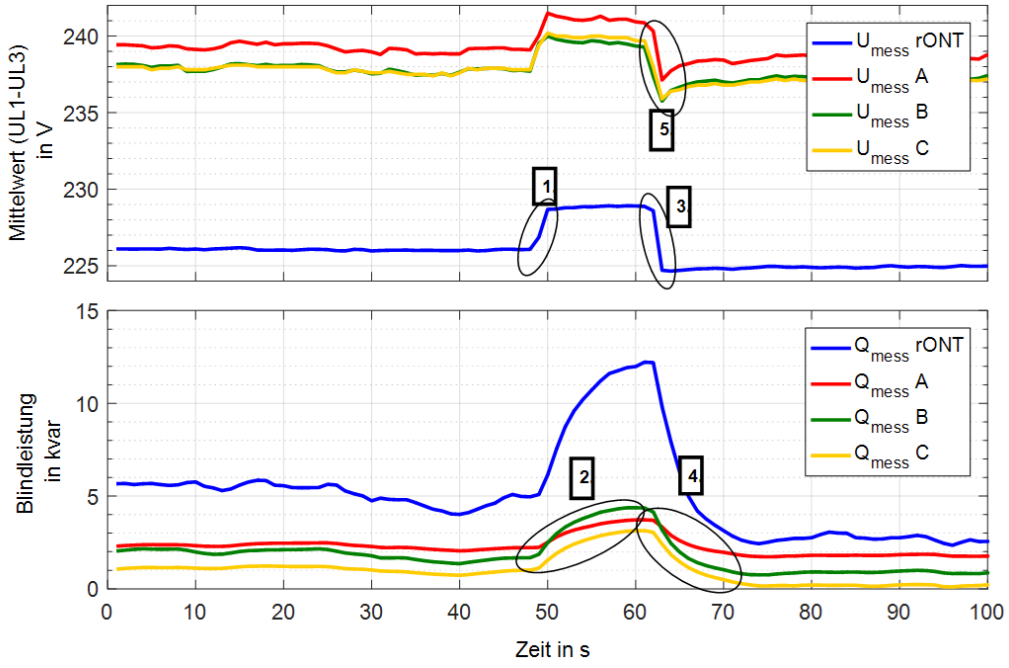


Abbildung II-28: Reglerinteraktion im Feldtest zwischen UW-, rONT- und drei Q(U)-Reglern

Abbildung II-28 enthält neben dem Spannungs- und Blindleistungsverlauf an der Sammelschiene des rONT auch entsprechende Messergebnisse für die Netzverknüpfungspunkte dreier exemplarischer PV-Wechselrichter mit Q(U)-Regelung (Nr. 2, 4 und 5). Ihre Standorte im Netzplan lassen sich Abbildung II-27 entnehmen. Auf beide Stufenereignisse aus Abbildung II-28 reagieren im vorliegenden Fall die drei abgebildeten Q(U)-Regler gemäß ihrer gemessenen Spannung und der eingestellten Kennlinie. Zunächst mit einem Anstieg (Nr. 2), in der Folge mit einem starken Abfallen, der induktiven Blindleistung (Nr. 4). Durch die 15 s Einstellzeit in den Q(U)-Reglern wird der jeweils neue Blindleistungsarbeitspunkt erst mit einer kleinen zeitlichen Verzögerung und einem PT_1-förmigen Verhalten angefahren. Nachts oder bei Betriebspunkten der Q(U)-Regler im Bereich des Totbandes der Kennlinie kommt es zu keiner Reaktion dieser Regler auf derartige Spannungsänderungen.

Die Feldversuchsmessergebnisse bestätigen zudem ein wichtiges Ergebnis der Simulationen, dass im Zusammenspiel des rONT mit der Q(U)-Regelung ein großes Einsparpotenzial an Blindleistung zur Spannungshaltung gehoben werden kann. Eine Detailauswertung der insgesamt 120 rONT-Stufenschaltungen über die Dauer des Feldversuches zeigt: 56 % aller Stufenschaltungen reduzierten (unabhängig von ihrer Richtung) den Blindleistungsaustausch mit dem Mittelspannungsnetz. 40 % verursachten keine Veränderung, was sich durch die Abschaltung der Blindleistungsregelung mit den Wechselrichtern zur Nacht und mit den eingestellten Q(U)-Kennlinien mit Totband erklären lässt. Lediglich in 4 % der Situationen führte eine rONT-Stufung zu einem Anstieg des Blindleistungsaustausches.

Abbildung II-28 zeigt zudem auch die Wirkung der von den Wechselrichtern bereitgestellten Blindleistung auf die Netzspannung an verschiedenen Punkten im Netz. Während an den Netzanschlusspunkten der PV-Wechselrichter ein Rückgang der induktiven Blindleistung durch die Arbeitspunktverschiebung auf der Q(U)-Kennlinie dazu führt, dass die Spannung, gegenüber dem Zeitpunkt der rONT-Stufung um etwa 1,5 V ansteigt (Nr. 5. in Abbildung II-28), ist dieser Effekt an der Sammelschiene des rONT (blau) mit ca. 0,3 V (Nr. 3. In Abbildung II-28) kaum noch vorhanden. Zu zweiten Folgeschaltung des rONT, bedingt durch die

Q(U)-Regelung kann es erst kommen, wenn die blindleistungsbedingte Spannungsänderung an der Sammelschiene des rONT etwa so groß ist wie der Betrag der vorangegangenen rONT-Stufung, so dass das Regeltotband erneut verletzt wird. Das vorliegende Beispiel zeigt also, dass eine wechselseitige Beeinflussung der rONT und Q(U)-Regelung im NETZlabor Sonderbuch aktuell ausgeschlossen werden kann. Eine Verstärkung der Spannungsänderung in Richtung der rONT-Stufung, verursacht durch die Q(U)-Regelung, ist durch den Aufbau der Q(U)-Kennlinie ausgeschlossen. Ein schwingendes Verhalten, mit Stufenschaltungen des rONT abwechselnd in beide Richtungen, unterstützt durch die Blindleistung aus den Q(U)-Reglern, kann anhand der Messungen und der Erkenntnisse in (16) aus II.12 ausgeschlossen werden. Einzig eine flächendeckende Fehlparametrierung der Q(U)-Regler (Vertauschung von kapazitivem und induktivem Betrieb) würde diesen Fall theoretisch ermöglichen.

Dem diskutierten Effekt einer Blindleistungsbedingten rONT-Stufung widmete sich der Feldversuch der TU München in Zusammenarbeit mit der Bayernwerk AG im Netzgebiet Langenisarhofen. Der rONT wies die Standardparametrierung mit einem Totband von 2 %, einer Stufenbreite von 2,5 % und einer Verzögerungszeit von 10 s auf. Das Wechselrichtersystem wurde mit der Standard-Q(U)-Kennlinie und einer Einstellzeit von 5 s parametriert. Zum Aktivieren und Deaktivieren der Q(U)-Funktionalität wurde der Spannungssollwert (Symmetriepunkt der Kennlinie) sprungartig zwischen 0.9 und 1.0 pu variiert. Sobald die Spannung an der unterspannungsseitigen Sammelschiene in einem bestimmten Bereich lag (siehe blauer Graph in Abbildung II-29) wurde die Q(U)-Regelung aktiviert (t=12 s). Die induktive Blindleistung führte zu einem Spannungsfall am rONT, sodass dieser nach 10 s eine Stufung auslöste (t=26 s). Die höhere Spannung am Wechselrichter führte zu einer erhöhten Blindleistung und diese wiederum zu einer erneuten Spannungssenkung am rONT. Die zusätzliche Spannungssenkung reichte für eine weitere Stufung jedoch nicht aus.

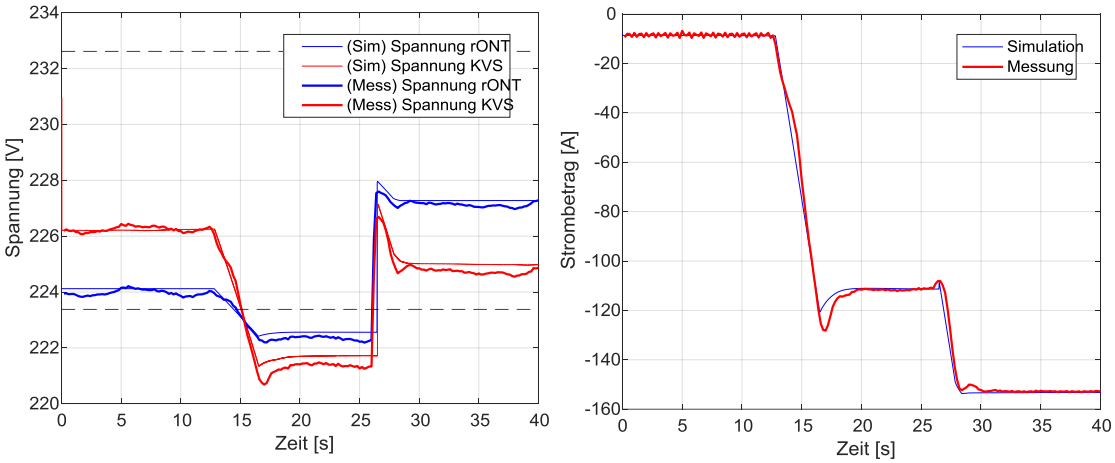


Abbildung II-29: Feldtestmessergebnisse zur Untersuchung einer blindleistungsbedingten rONT-Stufung

Die hier beobachtete Wechselwirkung ist unkritischer Natur, da sie keiner Schwingung, sondern einem einseitigen „Hochschaukeln“ entspricht. Der sich einstellende Netzzustand ist zwar nicht ideal im Sinne des Netzbetriebs sowie der Verluste, jedoch unkritisch im Sinne der Stabilität. Durch geeignete netzplanerische Auslegung kann er jedoch unschwer verhindert werden. Auch bei anderen Parametrierungen von rONT und Q(U) ergaben sich keine kritischeren Wechselwirkungen.

Einen Überblick über die theoretisch möglichen Interaktionen von Spannungsreglern im Verteilungsnetz gibt die nachfolgende Abbildung II-30. In den drei durchgeführten Feldversuchen konnten mit Ausnahme der bewusst herbeigeführten rONT-Stufung in Langenisarhofen ausschließlich Top-down-Interaktionen beobachtet werden. Es konnten in der Praxis keine Bottom-up-Interaktionen festgestellt werden, da dafür eine sehr hohe Blindleistung notwendig wäre. Beide Arten der Interaktionen sind jedoch unkritisch und können nicht zu einem grenzstabilen oder instabilen Verhalten führen.

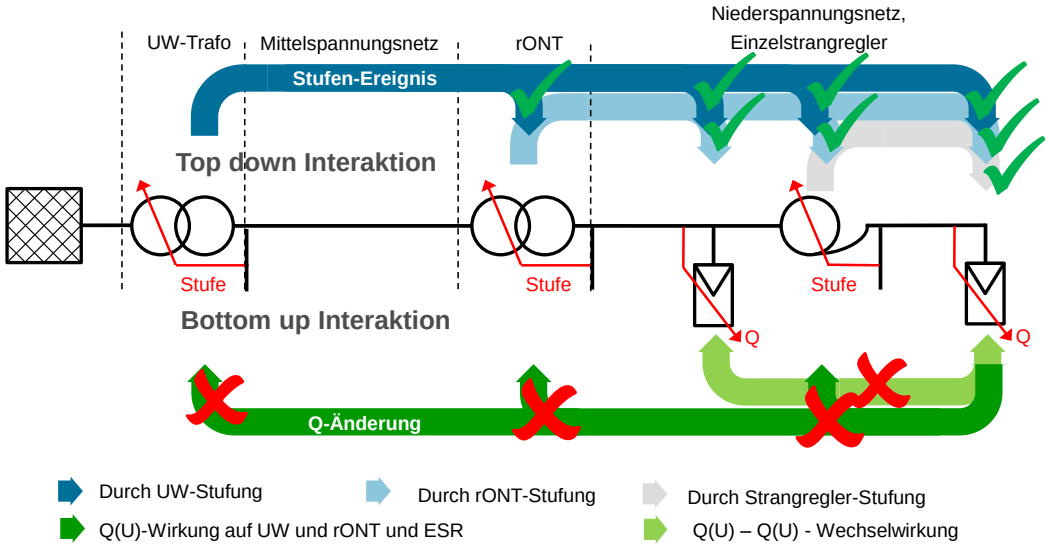


Abbildung II-30: In den Feldversuchen beobachtete (✓) und nicht beobachtete (×) Interkationen von Spannungsreglern im Verteilungsnetz

Insgesamt konnten die drei unabhängigen Feldtests die Ergebnisse der Simulationen und Laborversuche bestätigen und zeigen, dass auch mehrere dezentrale und autonome Spannungsregelungen sicher und stabil miteinander kombiniert werden können. Unerwünschte Wechselwirkungen oder Instabilitäten konnten nicht beobachtet werden.

II.6. Optimierte Reglerparameter/Kennlinien

II.6.1. Simulationen

Für die erstellten Stützstellen (II.1.1) werden im Rahmen der Optimierungen sowohl für das ländliche- als auch das vorstädtische Netz Untersuchungen bezüglich der Effizienz der unterschiedlichen Verfahren durchgeführt. Unter der Effizienz wird die Fähigkeit des Verfahrens verstanden, mit einer möglichst geringen Jahresblindarbeit die geforderte Spannungshaltung zu realisieren. Zur Untersuchung werden Kennlinienparameter sowohl der Q(U)-Regelung als auch cosφ(P)-Steuerung mit einem iterativen Verfahren optimiert. Die Parameter werden so gewählt, dass die maximale Spannung 1,08 pu in jedem Zeitpunkt im Jahr gerade eben eingehalten wird.

Q(U) ist effizienter als cosφ(P)

Wie in Abbildung II-31 dargestellt, kann die Jahresblindarbeit mit der Q(U)-Regelung signifikant reduziert werden im Vergleich zur cosφ(P)-Steuerung. Zusätzlich fällt bei der Betrachtung auf, dass eine steilere Kennlinie mit einer Steigungsbreite von lediglich 0,01 pu (vgl. Abbildung II-5) von Totband bis maximaler Blindleistung eine geringere Jahresblindarbeit aufweist. Es kann daher geschlussfolgert werden, dass eine steile Kennlinie hinsichtlich der Effizienz der Spannungsregelung Vorteile aufweist. Bei einer mittleren Steilheit der Q(U)-Kennlinie kann etwa 59 % der Jahresblindarbeit gegenüber cosφ(P) eingespart werden.

Es sind nur die sechs Szenarien aufgeführt, die im Szenario ohne Spannungsregelung überhaupt eine Spannungsbandverletzung aufweisen. Es ist lediglich ein einziges Stadtnetz betroffen, wohingegen die untersuchten Landnetze regelmäßig Spannungsbandverletzungen aufweisen.

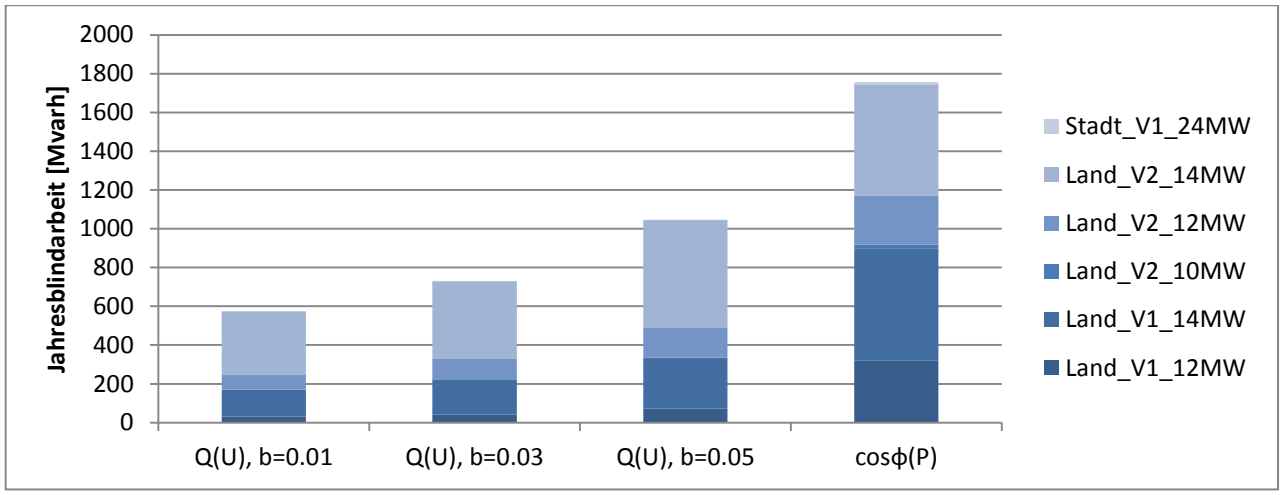


Abbildung II-31: Jahresblindarbeit unterschiedlicher Verfahren bei optimalen Parametern

Einheitliche Parametrierung ist möglich

Zunächst wurde jedes Szenario einzeln betrachtet und optimiert. In der praktischen Anwendung ist es jedoch erforderlich, dass es eine Standardparametrierung für alle installierten Anlagen gibt. Aus diesem Grunde wird untersucht, inwiefern eine einheitliche Parametrierung aller Anlagen für unterschiedliche Netzgebiete möglich ist. Es werden einheitliche Parameter für alle Szenarien gleichgewichtet optimiert. In Abbildung II-32 ist die kumulierte Jahresblindarbeit über alle 26 Netze dargestellt (siehe II.1.1). Bei der cosφ(P)-Steuerung gibt es stets einen signifikanten Anstieg der Jahresblindarbeit beim Übergang von individuell zu einheitlich optimierten Parametern. Dieser Effekt kann bei der Q(U)-Regelung beim größeren Wechselrichter-Arbeitsbereich (Trichter 90) nicht festgestellt werden, so dass einheitliche Parameter möglich sind. Eine steile Q(U)-Kennlinie ist einfacher allgemeingültig zu definieren, da die Steigerung der Jahresblindarbeit hier besonders niedrig ausfällt. Vorteile der Q(U)-Regelung gegenüber der cosφ(P)-Steuerung ergeben sich insbesondere bei einem möglichst großen Blindleistungsarbeitsbereich und einer Kennlinienbreite b < 0,05.

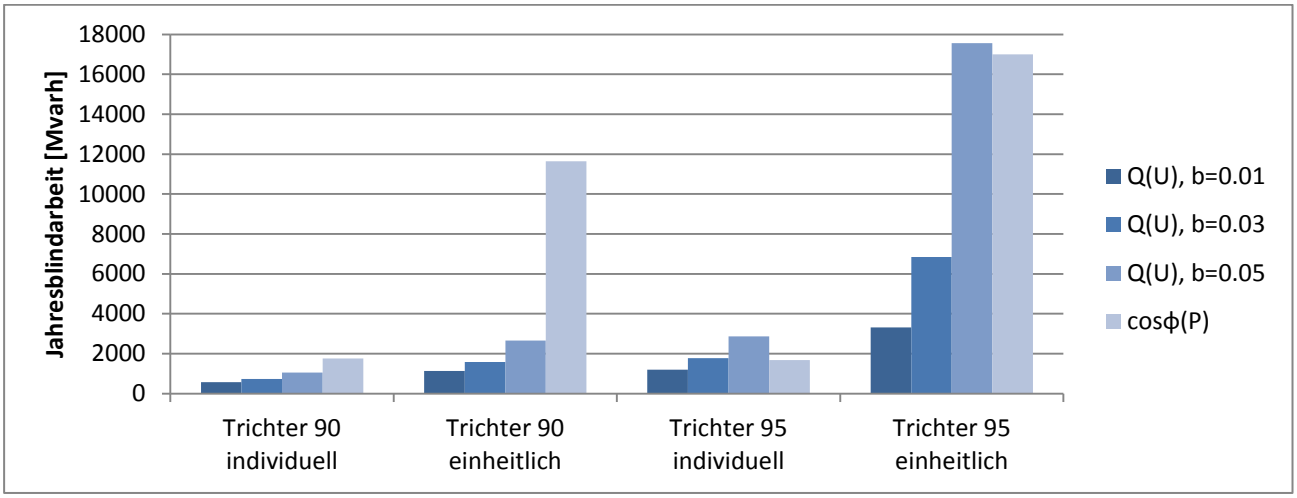


Abbildung II-32: Jahresblindarbeit bei einheitlichen und individuellen optimalen Parametern

Das Einsparpotential durch die Q(U)-Regelung im Vergleich zur cosφ(P)-Steuerung hängt von der installierten Anlagenleistung ab. Insbesondere bei nur wenigen integrierten Anlagen (2 MW_p bis 6 MW_p) wird die Spannungsregelung eigentlich gar nicht benötigt und die Q(U)-Regelung erreicht eine Reduktion um 100 %. Dieser Vorteil kann nur durch die Q(U)-Regelung mit ausreichend großem Totband realisiert werden. Beim Landnetz mit 14 MW_p installierten EEG-Anlagen wird immer noch eine Reduktion um mindestens 50 % bei der mittleren Q(U)-Kennliniensteilheit mit einer Breite von 0,03 pu erreicht. In der Abbildung II-33 ist die Jahresblindarbeit über die integrierte Anlagenleistung im ländlichen Netz dargestellt.

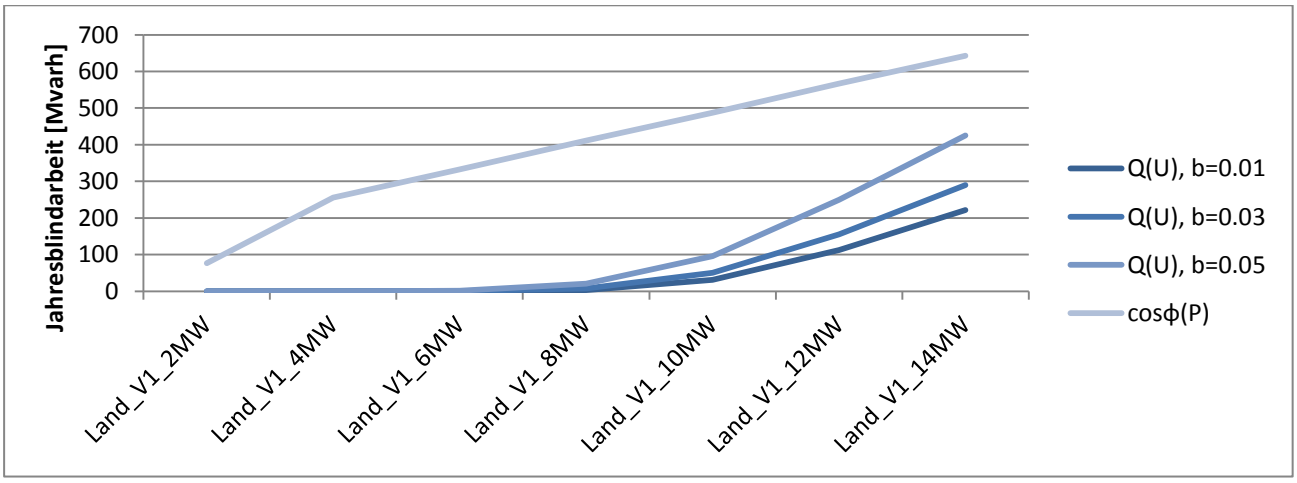


Abbildung II-33: Jahresblindarbeit bei einheitlichen optimalen Parametern über mehrere Stützstellen

Im vorstädtischen Netz ist das Einsparpotential durch die Q(U)-Regelung noch größer, da hier weniger Spannungsbandverletzungen auftreten. Bei einer EZA-Summenleistung von 24 MW_p wird eine Reduktion der Jahresblindarbeit um 89 % erreicht.

Wechselrichter-Arbeitsbereich sollte möglichst groß sein

Die Optimierung der Reglerparameter wurde für alle festgelegten Arbeitsbereiche des Wechselrichters durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung II-34 dargestellt. Je größer der Arbeitsbereich ist, desto kleiner wird die Jahresblindarbeit und die Effizienz des Verfahrens wird verbessert. Dabei ist die maximale Blindleistung bei voller Einspeisung relevanter als die maximale Blindleistung im Teillastbereich. Je steiler die Kennlinien parametriert sind, desto geringer wird der Einfluss der maximalen Blindleistung.

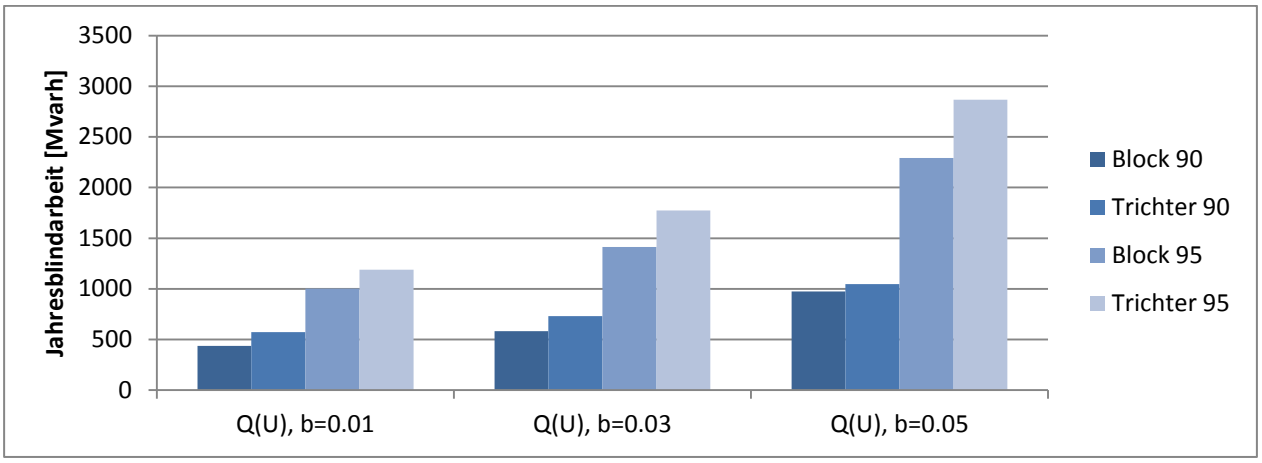


Abbildung II-34: Optimale Parametrierung bei unterschiedlichen WR-Arbeitsbereichen

II.6.2. Laborversuche

Validierung im Labor erfolgreich

Zur Erprobung der Standard- sowie der optimierten Kennlinien an realen Wechselrichtern wird für eine definierte Anlagenkonstellation ein optimaler Parametersatz bestimmt. In Abbildung II-35 ist das Ergebnis der Labormessung in Form der kumulierten Blindarbeit (x-Achse) in Bezug zur maximalen Spannung (y-Achse) im Versuchsnetz dargestellt. Durch den Einsatz der Blindarbeit kann in allen Fällen die maximale Spannung gesenkt werden. Die individuell optimierte Kennlinie Q(U)3 erzielt die geringste Blindarbeit unter Einhaltung der Nebenbedingung U < 1,08 pu, gefolgt von der Standardkennlinie Q(U)2 und der einheitlich optimierten Kennlinie Q(U)1.

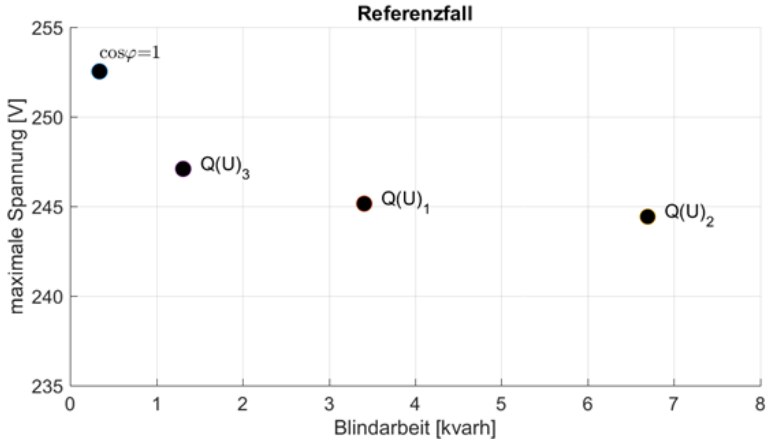


Abbildung II-35: Vergleich der Kennlinien im Laborversuch – Referenzfall

Im direkten Vergleich zeigt sich, dass die individuelle Optimierung hier vorteilhaft gegenüber der einheitlichen Optimierung ist. Dies ist in der beschränkten Parametrierung der realen Wechselrichter begründet. Ein Totband mit Q = 0 ist bei einem Hersteller und Einstellung der Ländernorm VDE-AR 4105 nicht vorgesehen, weshalb für alle Wechselrichter im Versuch eine Kennlinie ohne Totband parametriert ist. In den übrigen Fällen ist jedoch ein Totband vorgesehen, weshalb die Ergebnisse nicht direkt mit den Simulationen übertragbar sind.

II.7. Fazit und Handlungsempfehlungen

Die Vielzahl an durchgeführten Simulationen an den vier Forschungsstandorten, die Laborversuche in den drei Universitätslaboren und die drei durchgeführten Feldversuche führten zu einer großen Bandbreite an Ergebnissen und wissenschaftlichen Erkenntnissen. Im Rahmen des letzten Arbeitspaketes wurden diese zusammengefasst, konsolidiert und in Handlungsempfehlungen für die Stakeholder: Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller und Standardisierungsgremien überführt. Nachfolgend findet sich eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

II.7.1. Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Verteilungsnetzbetreiber

Technische Erkenntnisse:

- Die Q(U)-Regelung kann bis zu 80 % der Jahresblindenergie gegenüber einem fest eingestellten cosφ einsparen.
- der rONT weist durch Öffnung des gesamten Spannungsbandes für das Niederspannungsnetz mit Abstand die höchste Effektivität auf.
- Die Wahl eines geringeren Verschiebungsfaktors hat positiven Einfluss auf die Effektivität von cosφ(P)-Steuerung und Q(U)-Regelung.
- Eine cosφ(P)-Steuerung ist marginal effektiver als die Q(U)-Regelung
- Beim Einsatz von rONTs weisen mit Q(U)-Regelung ausgestattete EZAs ein höheres Integrationspotential auf als bei cosφ(P)-Steuerung.
- Strangregler sind nicht als alleiniges Spannungshaltungskonzept zur Erreichung flächendeckend hoher Integrationspotentiale geeignet.
- Die empfohlene Standard Q(U)-Kennlinie für die Niederspannung ist als guter Kompromiss zwischen Spannungshaltung und Blindleistungseinspeisung ausreichend.
- Der Einsatz einer Q(U)-Regelung statt einer cosφ(P)-Steuerung verhindert unnötige Schalthandlungen eines rONT, speziell an Tagen mit unbeständigem Wetter. Bei Einsatz eines rONT ist die Q(U)-Regelung der cosφ(P)-Steuerung vorzuziehen.
- Bei Einsatz von Q(U) in Kombination mit dem rONT sollte der rONT priorisiert werden: Die Verzögerungszeit des rONT sollte kleiner sein als die Einstellzeit der Q(U)-Regelung, im besten Falle um den Faktor drei. So kann unnötige Blindleistungsbereitstellung vermieden werden.
- Wechselwirkungen von rONT und Q(U)-Regelung im Sinne eines grenzstabilen Verhaltens ist bei korrekter Parametrierung in der Praxis ausgeschlossen.
- Ein einmaliges, durch die Blindleistung der Q(U)-Regelung bedingtes, Stufen des rONT ist in der Praxis möglich. Dies fällt jedoch in den Bereich normaler Wechselwirkungen und kann gegebenenfalls durch eine geeignete Parametrierung der Betriebsmittel verhindert werden.

- Bei Einsatz eines Einzelstrangreglers (Längsreglers) in Kombination mit einem rONT sind gleiche Zeitverzögerungen der Regelungen zu vermeiden.
- Die Nachrüstung einer Q(U)-Regelung an Bestandsanlagen ist nur im Ausnahmefall und mit Zertifizierung/Prüfung durchzuführen. Eine funktionale Integration im Wechselrichter ist zu bevorzugen.
- Auch eine Vielzahl an lokalen und autonomen Spannungsreglern in einem Niederspannungsnetz können sicher und stabil betrieben werden.

Wirtschaftliche Erkenntnisse:

- Die geringsten Netzausbaukosten entstehen beim Einsatz der Kombination Q(U) und rONT.
- Der Einsatz einer Q(U)-Regelung führt zu den geringsten zusätzlichen WR-Verlusten durch die Blindleistungsbereitstellung für EZA-Betreiber.
- Mit Spannungshaltung durch Blindleistung können die spannungsgetriebenen Netzausbaukosten stark gesenkt werden.
- STATCOM und Strangregler stellen Spezialkonzepte für inhomogene EZA-Verteilung im Netz dar und sind für den großflächigen Einsatz vergleichsweise teure Lösungen.
- Die Einführung einer kombinierten Netzausbauplanung für MS und NS kann den notwendigen Netzausbau auch ohne zusätzliche Betriebsmittel erheblich reduzieren und sollte von den VNB in Erwägung gezogen werden.

II.7.2. Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Hersteller

Anlagenorientierte Erkenntnisse:

- Fehlparametrierungen von EZA mit Q(U)-Regelung müssen unbedingt softwareseitig verhindert werden (z. B. Verwechslung von induktiv und kapazitiv).
- Die Gradienten-Begrenzung der Blindleistung für die Q(U)-Regelung sollte standardmäßig auf 10.000 %/min eingestellt werden. Höhere Werte sind zu vermeiden.
- Die Q(U)-Regelung darf nach einem Spannungseinbruch (Fehlerfall) bei Spannungswiederkehr keinen negativen Einfluss auf die Netzspannung haben.
- Der nutzbare Wechselrichterbereich für die Blindleistungsregelung sollte möglichst groß sein (Effizienz und Wirksamkeit).
- Eine einheitliche Bezeichnung für einstellbare Parameter nach gültigen Richtlinien ist zu empfehlen.

Betriebsmittelorientierte Erkenntnisse:

- Beim rONT und beim Strangregler sollte die Einstellung „Toleranzband < Stufenbreite“ gesperrt sein. Dies kann zu einem nichtlinearen Grenzzyklus des Reglers führen.
- Für den rONT und den Strangregler ist die Implementierung einer Unterspannungsblockierung zu empfehlen. Die Blockierung hält bei länger anhaltenden geringen Spannungen die Stufe des rONT /Strangreglers fest und verhindert somit eine mögliche Spannungsüberhöhung nach Fehlerklärung.
- Die Funktionalität von Strangreglern ist in verschiedenen Arbeitsbereichen zu testen. Das Betriebsmittel sollte bei positiven, negativen und auch ohne Leistungsfluss in der Lage sein die spannungssenkende oder -erhöhende Wirkung aufrechtzuerhalten.
- Eine einheitliche Bezeichnung für einstellbare Parameter nach gültigen Richtlinien ist zu empfehlen.

II.7.3. Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Technische Regelwerke

- Die Q(U)-Regelung ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht als Standardverfahren zu empfehlen.
- Eine ab Werk eingestellte Standardkennlinie für die Q(U)-Regelung ist zu empfehlen.
- Das Vorhandsein eines Totbandes in der Q(U) Kennlinie verhindert die unnötige Bereitstellung von Blindleistung und reduziert die aufgebrachte Blindarbeit in erheblichem Maß.
- Die Zeitkonstante des PT_1-Gliedes der Q(U)-Regelung sollte zwischen 1 s und 20 s liegen. Als Kompromiss zwischen Schnelligkeit und Robustheit wird ein Wert von 3,34 s (Einstellzeit von 10 s) empfohlen.
- Anforderungen an Arbeitsbereiche/FRT Verhalten von rONT/ESR definieren
- Vorgaben für Prüfung der rONT/ESR Regelung sollten in Normen spezifiziert werden.

II.7.4. Handlungsempfehlungen für zu entwickelnde Prüfverfahren

- Für das Prüfverfahren der Q(U)-Regelung ist ein dynamisches Toleranzband von 4 % der Nennwirkleistung sinnvoll.
- Die Prüfung der Q(U)-Regelung einer Erzeugungseinheit (EZE) sollte unbedingt im geschlossenen Regelkreis mit einer realen Netzimpedanz ausgeführt werden.
- Mathematische Routinen zur Leistungsberechnung im Rahmen von Labormessungen können Ergebnisse beeinflussen und sollten einheitlich sein (vgl. Round Robin Versuche).

II.8. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

TU Braunschweig

Zur erfolgreichen Bearbeitung des Projektes sind an der TU Braunschweig Personalausgaben für zwei wissenschaftliche Mitarbeiter, einen zeitweise am Projekt beteiligten Labortechniker, sowie die Beschäftigung von studentischen Hilfskräften angefallen. Die durchgeführten Arbeiten umfassen das Erstellen von Simulationsmodellen, die Planung und Durchführung der Laborerweiterungen, sowie das Planen, Vorbereiten, Durchführen und anschließende Auswerten der Simulationen, der wirtschaftlichen Bewertung, der Laborversuche und des Feldversuchs im NETZlabor Sonderbuch. Der Labortechniker übernahm im Projekt Aufgaben der Planung und Durchführung der Laborerweiterung. Die studentischen Hilfskräfte wurden zur Erstellung von Simulationsmodellen, der Durchführung von Simulationen, sowie der Durchführung von Labormessungen eingesetzt. Es waren gegenüber der ursprünglichen Planung mehr Personalmittel notwendig, da der Abschluss der EMT-Simulationen die kurzfristige Mitarbeit weiterer Kollegen notwendig machte und das Zusammentragen der Kostendaten für AP3 zeitaufwändiger war als geplant.

Zur Erweiterung des Netzintegrationslabors der TU Braunschweig wurde ein Niederspannungs-Längsregler erworben, um bis auf den regelbaren Ortsnetztransformator alle Spannungshaltungskonzepte im Labor mit realen Komponenten testen zu können. Für die Messungen zum Verhalten der Spannungsregler im Inselnetzfall war der Erwerb einer induktiven und kapazitiven Lastbank erforderlich. Bei der erworbenen Netznachbildung handelt es sich um eine echtzeitfähige Analogsteuerung zur Regelung des Netzsimulators, mit deren Hilfe eine Power-Hardware-in-the-Loop-Simulation eines regelbaren Ortsnetztransformators realisiert wurde. Des Weiteren waren Erweiterungen des Dewetron-Labormesssystems zur Durchführung

der Messkampagnen notwendig. Ebenso mussten zwei zusätzliche PQ-Messgeräte mit der Möglichkeit zur GPS-Zeitsynchronisation für den Feldversuch erworben werden.

TU München

Zur erfolgreichen Bearbeitung des Projektes sind an der TU München kosten für zwei wissenschaftliche Mitarbeiter sowie für die Beschäftigung von wissenschaftlichen Hilfskräften angefallen. Es wurde eine umfassende Simulationsumgebung geschaffen, die für eine hohe Anzahl probabilistischer Szenarien zukünftiger Netze das Integrationspotential und den vermiedenen Netzausbau für alle zu untersuchenden Kombinationen von Spannungshaltungskonzepten rechnet. Zudem werden energetische Jahreskennwerte (Verluste, Blindarbeit, eingespeiste Wirkenergie) zur wirtschaftlichen Bewertung bestimmt. Die Vorbereitung der Simulationsumgebung, die Erstellung der zuverlässigen und validierten Methodik und die systematische Durchführung überstiegen den ursprünglich angesetzten Arbeitsaufwand, sodass durch die Verlängerung des AP 2 zusätzliche Personalmittel benötigt wurden. Die Entwicklung der Musternetze, die Labormessungen zur Validierung der simulierten Wechselwirkungen, der Round-Robin-Test sowie der Feldtest konnten innerhalb der angesetzten Zeit und finanziellen Mittel bewältigt werden. Die wissenschaftlichen Hilfskräfte trugen zum Gelingen der systematisch durchgeführten Simulationen sowie der Labormessungen bei.

Ohne die Investitionen in den Ausbau des Netzintegrationslabors der TU München hätten weder die Labormessungen noch der Round-Robin-Test zur Validierung aller Labore durchgeführt werden können. Auch für die Vorbereitung der Feldtests war das Labor notwendig, da die ausgebrachten Wechselrichter und Steuerungen vorab programmiert, getestet und von Fehlern befreit werden mussten. Der Erwerb der programmierbaren AC-Quelle war von zentraler Bedeutung zur gezielten Versorgung des gesamten Prüfstandes. Ohne definierte Versorgungsspannungen und Anregungen hätten die Tests und Messungen nicht durchgeführt werden können. Das erworbene Messsystem war in der Lage auch hochdynamische Ereignisse festzuhalten, sodass die im Projekt erhaltenen Ergebnisse und Erkenntnisse belastbar und frei von interpretativen Fehlern sind. Die steuerbare Last war für das Einstellen eines exakten Netzzustandes und die Nachbildung von Lastprofilen erforderlich.

RWTH Aachen

An der RWTH Aachen sind Personalausgaben für zwei wissenschaftliche Mitarbeiter sowie zeitweise zusätzlich beteiligte Labortechniker angefallen. Zusätzlich dazu wurden auch studentische Hilfskräfte beschäftigt. Es wurden sowohl simulative als auch praktische Arbeiten durchgeführt, für die das Labor entsprechend aufgerüstet werden musste.

FGH

Zur erfolgreichen Bearbeitung des Projektes sind bei der FGH Personalausgaben für einen wissenschaftlichen Mitarbeiter, sowie die Beschäftigung von studentischen Hilfskräften angefallen. Die durchgeführten Arbeiten umfassen das Erstellen von Simulationsmodellen, das Planen, Vorbereiten, Durchführen und anschließende Auswerten der Simulationen, die Recherche von nationalen und internationalen Normen, die Ableitung von Handlungsempfehlungen, sowie die Mitarbeit an der Projektgruppe zur Novellierung der Norm VDE-AR-N-4105.

II.9. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Anhaltende Vorbehalte von Verteilungsnetzbetreibern gegenüber lokalen und autonomen Spannungs-Regelungsverfahren zeigen die Schwierigkeit auf, neue Verfahren und Konzepte zur Spannungshaltung in

die Betriebspraxis des Verteilungsnetzes zu überführen. Die Durchführung von Simulationen, Laborversuchen und Feldversuchen durch renommierte Forschungsinstitute im Rahmen eines öffentlich geförderten Forschungsprojektes zur Darstellung der Wirksamkeit, Wirtschaftlichkeit und Stabilität der untersuchten Spannungshaltungskonzepte ist daher erforderlich und angemessen, um die Akzeptanz bei den Anwendern zu steigern und somit eine kosteneffiziente Netzintegration weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen in die Verteilungsnetze zu gewährleisten.

II.10. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplanes

Mit den erarbeiteten Handlungsempfehlungen des U-Control Projektes können Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller und Mitglieder von Gremien zur Erarbeitung technischer Regelwerke eine direkte Umsetzung der erzielten Projektergebnisse sicherstellen. Sie erreichen damit eine kostengünstige und sichere weitere Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, sowie Elektrofahrzeugen und Power-to-Heat-Anwendungen in ihre Niederspannungsnetze. Teurer konventioneller Netzausbau kann auf diese Weise vermieden werden. Mit dem Veröffentlichung der überarbeiteten VDE-AR-N 4105 im Mai 2018 wurde auf Empfehlung des U-Control-Konsortiums die Q(U)-Regelung als empfohlenes Blindleistungsverfahren für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz eingeführt. Weitere Hinweise des Konsortiums, insbesondere die Prüfung einer solchen Regelung betreffend wurden ebenfalls in dem technischen Regelwerk umgesetzt.

Insbesondere die Forschungsergebnisse zur Stabilität und zur Interaktion von Spannungsreglern im Verteilungsnetz können einen wesentlichen Beitrag zur weiteren Verbreitung der Spannungshaltungskonzepte leisten. Stabilitätsvorbehalte sind demnach unbegründet.

Im Zuge der Projektbearbeitung konnte bei allen beteiligten Partnern ein großes Wissen im Bereich der statischen Spannungshaltung und der lokalen autonomen Spannungsregelung aufgebaut werden. Dies umfasst Modellierungs- und Netzberechnungsthemen gleichermaßen wie den Transfer in die Laborumgebung und schlussendlich in die Praxis. Das erarbeitete Wissen wird im Zuge eines Informationstages in Zusammenarbeit mit dem VDE FNN in 2018 an Verteilungsnetzbetreiber weitergegeben. Zudem kann es in weiteren Forschungsanträgen und –vorhaben, wie beispielsweise „Netzregelung 2.0“, „U-Quality“ und „SmartGridCluster“ genutzt werden. Im Rahmen der Projektarbeit sind zahlreiche wissenschaftliche Publikationen auf Fachkonferenzen erarbeiten und präsentiert worden. In 2018 ist darüber hinaus mit der Fertigstellung von zwei Dissertation mit engem Projektbezug zu rechnen, weitere werden in 2019 folgen.

II.11. Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Die Fragestellungen der statischen Spannungshaltung im Verteilungsnetz bei steigender dezentraler Erzeugungsleistung werden auch in anderen aktuellen Forschungsvorhaben adressiert. Einen Gesamtvergleich aller aktuell verfügbaren Technologien und Konzepte verfolgt jedoch keines der bekannt gewordenen Projekte. Der dreistufige Untersuchungsansatz mit Simulationen, Laborversuchen und anschließenden Feldversuchen findet sich ebenfalls nur in wenigen ähnlichen Forschungsprojekten wieder. Es sind daher keine Fortschritte oder vergleichbare Ergebnisse bei anderen Stellen bekannt geworden.

II.12. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen im Rahmen der Projektlaufzeit

Erfolgte Veröffentlichungen

(1) Projekthomepage: www.u-control.de, seit 2015 online
(2) M. Lindner, „A Dynamic Rms-Model of the Local Voltage Control System Q(V) Applied in Photovoltaic Inverters," in CIRED, Lyon, 2015.
(3) M. Lindner, C. Aigner, R. Witzmann, F. Wirtz, I. Berber, M. Gödde und R. Frings, Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannunsproblemen in der Niederspannung, Graz, 2016.
(4) M. Schoeneberger, S. Patzack und H. Vennegeerts, Stability Assessment for Automated Voltage Controlling Equipment in Distribution Grids, Wien: Solar Integration Workshop, 14. - 15. November 2016.
(5) O. Marggraf, I. Berber, B. Engel, „Kombinierte Spannungshaltung mittels regelbarem Ortsnetztransformator und Blindleistungsregelung im Feldversuch", 31. Januar – 01. Februar 2017, Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin
(6) M. Lindner und R. Witzmann, Analytische Stabilitätsuntersuchungen von Spannungshaltungskonzepten am Beispiel der Q(U)-Regelung in der Niederspannung, Berlin: 4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 2017.
(7) O. Marggraf, I. Berber, B. Engel, „Sichere Netzintegration mittels Q(U)-Regelung und rONT im Praxistest", 08.-10. März 2017, 32. PV-Symposium, Kloster Banz Bad Staffelstein
(8) M. Meyer, M. Cramer, P. Goergens and A. Schnettler, Optimal Use of Decentralized Methods for Volt/var Control in Distribution Networks, Manchester: PowerTech Conference, 2017.
(9) O. Marggraf, S. Laudahn, B. Engel, et al., U-Control - Recommendations for Distributed and Automated Voltage Control in Current and Future Distribution Grids, Berlin: 7th Solar Integration Workshop, 24.-25. Oktober2017.
(10) M. Schoeneberger, S. Patzack, H. Vennegeerts, et al., Derivation of a Q(U)-control Tolerance Band for Inverters in Order to Meet Voltage Quality Criteria, Berlin, 7th Int'l Solar Integration workshop, 24.-25. Oktober2017
(11) O. Marggraf, S. Laudahn, B. Engel, et al., U-Control – Analysis of Distributed and Automated Voltage Control in current and future Distribution Grids, Bonn: Internationaler ETG Kongress, 28. - 29. November 2017.
(12) M. Lindner, R. Witzmann, Modelling and validation of an inverter featuring local voltage control Q(V) for transient stability and interaction analyses, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 101 (2018), S. 280-288
(13) C. Aigner, R. Witzmann, Influence of power system planning criteria on hosting capacity of distribution grids with high DER-penetration, Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, 20.-21. September 2018

Eingereichte und angenommene Veröffentlichungen

(14) O. Marggraf, B. Engel, Experimental and Field Tests of Autonomous Voltage Control in German Distribution Grids, 2018 IEEE PES Conference Innovative Smart Grid Technologies Europe, Sarajevo, 21.-25. October 2018,
(15) M. Lindner, R. Witzmann, On the stability of Q(V) in distribution grids, 2018 IEEE PES Conference Innovative Smart Grid Technologies Europe, Sarajevo, 21.-25. October 2018

Geplante Veröffentlichungen

(16) M. Lindner, Stabilität und Interaktionen aktiver Verfahren der statischen Spannungshaltung: Modellierung und Analyse im Verteilnetz, Dissertation an der TU München, 2018
(17) M. Cremer, Prüfmethodik zur systemischen Untersuchung spannungsregelnder Komponenten in Niederspannungsnetzen, Dissertation an der RWTH Aachen, 2019
(18) O. Marggraf, Auslegung und Bewertung von lokalen autonomen Spannungsregelkonzepten in Verteilungsnetzen, Dissertation an der TU Braunschweig, 2019
(19) C. Aigner, Planungskriterien unter Berücksichtigung aktiver Spannungshaltungskonzepte im Verteilnetz, Dissertation an der TU München, 2019

Literaturverzeichnis

[1] TU Braunschweig, RWTH Aachen, TU München und FGH e.V., „Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung," Studie für den FNN, 2015.

[2] v. Diedrichs, Abschlussbericht: Laborerprobung des Betriebes von einphasigen PV-Wechselrichtern mit Q(dU)-Kennlinie im NS-Netz, Projekt im Auftrag der EWE-Netz GmbH und im Austausch mit der EnBW Regional AG, Wilhelmshaven, 2010.

[3] C. Elbs, R. Nenning, R. Pardatscher und R. Witzmann, Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH - Endbericht, Bregenz, 30.06.2014.

[4] P. Esslinger und R. Witzmann, Studie Q(U) - Schlussbericht der TU München in Kooperation mit der EnBW Regional AG, der E.ON Bayern AG, der SMA Solar Technology AG, der KACO new energy GmbH und der Siemens AG, München, 31.08.2012.

[5] H. Brunner, A. Lugmaier, B. Bletterie, H. Fechner und R. Bründlinger, DG DemoNetz - Konzept Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung - konzeption von Demonstrationsnetzen, Wien, Juni 2008.

[6] T. Bülo, D. Geibel, S. Sutter und K. Boldt, - Öffentlicher Abschlussbericht - Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz, 2014.

[7] C. Dierckxsens, A. Woyte, B. Bletterie, A. Zegers, W. Deprez, A. Dexters, K. van Roey, J. Lemmens, R. Poosen, J. Lowette, K. Nulens, Y. T. Fawzy, B. Blazic, B. Uljanic und M. Kolenc, Cost-effective integration of photovoltaics in existing distribution grids:, 2013.

[8] M. Heidl, C. Winter, D. Hanek, B. Bletterie, S. Kadam, A. Abart, E. Traxler und K. Leeb, morePV2grid - more functionalities for increased integration of PV into gird - Projektbericht, Wien, 2013.

[9] J.-C. Töbermann, J. v. Appen, M. Braun, R. Fritz, E. Kämpf, M. Kraiczy, T. Stetz, H. Wang, D. Premm, A. U. Schmiegel, S. Bröscher, D. Jung, C. Witte, J. Brantl und S. Schmidt, PV-Integrated - Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung – Neue Verfahren für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen, 2015.

[10] G. Kerber, Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, München: Dissertation am Fachgebiet für elekrtische Energieversorgungsnetze, TU-München, 2010.

[11] J. Scheffler, Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, Doktorarbeit, Universität Chemnitz, 2002.

[12] M. Lindner und R. Witzmann, „Common Rank Approximation – A new method to speed up probabilistic calculations in distribution grid planning," in *IEEE PES Transmission & Distribution*, Dallas, 2016.

[13] M. Lindner, „COMMON RANK APPROXIMATION IN DISTRIBUTION GRID PROBABILISTIC SIMULATION". Europa Patent 17704179.5, 31 01 2017.

[14] M. Wagler und R. Witzmann, Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung, 14. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2016, Graz, 2016.

[15] B. Heesen, Investitionsrechnung für Praktiker - Fallorientierte Darstellung der Verfahren und Berechnungen, Wiesbaden: Springer Gabler, 2012.

[16] S. Laudahn, Dynamisches Verhalten von wechselrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Kontext eines sicheren und stabilen Netzbetriebs, Dissertation, Braunschweig, 2017.

[17] VDN/BDEW, *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), Edition of June 2008 with BDEW supplements,* 2011.

[18] DIN, DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2011.

[19] VDE, VDE-AR-N 4105:2018-05 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Mai 2018.

[20] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,* Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012.

[21] FNN Forum Netztechnik/Netzbertieb im VDE, *VDE-AR-N 4105 Power generation systems connected to the low-voltage distribution network,* 2011.

[22] FGW, TR3: Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, 2016.

[23] O. Marggraf und B. Engel, „Experimental and Field Tests of Autonomous Voltage Control in German Distribution Grids," in *IEEE PES ISGT 2018*, Sarajevo, 2018.

[24] O. Marggraf, I. Berber und B. Engel, Sichere Netzintegration mittels Q(U)-Regelung und rONT im Praxistest, Kloster Banz Bad Staffelstein: 32. PV-Symposium, 08. - 10. März 2017.