

Schlussbericht zum Verbundvorhaben

Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen (LISA)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms zur
„Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“

Förderkennzeichen: 0325687
Laufzeit des Vorhabens: 01.09.2014 bis 30.06.2017
Projektbetreuung: Projektträger Jülich (PTJ)
Forschungszentrum Jülich GmbH
Herr Dr. K. Waninger
Wilhelm-Johnen-Straße
D-52428 Jülich

Projektpartner &
Autoren:

- **Pfalzwerke AG (Projektkoordination) (PW)**
Stefan Lang, Peter Hauffe
Förderkennzeichen: **0325687A**
- **Pfalzwerke Netz AG (PWN)**
Dr. Klaus Zimmer, Heiko Geiß, Desiree Sartowski
Förderkennzeichen: **0325687B**
- **IDS GmbH (IDS)**
Dr. Michael Conrad, Dietmar Schweitzer
Förderkennzeichen: **0325687C**
- **A. Eberle GmbH & Co. KG (AEberle)**
Thomas Schwarz, Stefan Hoppert
Förderkennzeichen: **0325687D**
- **Power Plus Communications AG (PPC)**
Stefan Sender, Christoph Raquet
Förderkennzeichen: **0325687E**
- **Technische Universität Kaiserslautern, Lehrstuhl für
Energiesysteme und Energiemanagement (TUK)**
Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow, Marco Weisenstein
Förderkennzeichen: **0325687F**
- **Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und
Stromwirtschaft e.V. (FGH)**
Dr. Gregor Brammer, Fabian Schmidt
Förderkennzeichen: **0325687G**

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325687 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Übersicht Verbundpartner	4
1 Kurzdarstellung des Vorhabens.....	5
1.1 Motivation und Projektziele	5
1.2 Projektvoraussetzungen	6
1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens.....	6
1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand.....	8
1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	9
2 Kurzdarstellung der zentralen Projektergebnisse	9
2.1 Leitfaden	9
2.2 Koordinierter Betrieb spannungsstabilisierender Applikationen	10
2.3 Hybride Kommunikationsinfrastruktur	11
3 Projektdurchführung	13
3.1 Analyse der Anforderungen.....	13
3.2 Technische Analyse der technologischen Optionen	16
3.3 Systemsimulation.....	18
3.4 Systemkonzept.....	24
3.4.1 Anforderungen und Systemaufbau.....	24
3.4.2 Informations- und Kommunikationstechnik.....	25
3.5 Implementierung des Regelkonzepts	27
3.6 Vorbereitung Labor- und Feldtest	28
3.7 Labortest.....	29
3.7.1 Untersuchte Regelstrategien im Labor	29
3.7.2 Struktur des Labornetzes	29
3.7.3 Last- und Einspeiseprofile für den Labortest.....	30
3.7.4 Untersuchungen zum fehlerbehafteten Betrieb	32
3.7.5 Messtechnik.....	33
3.7.6 Auswertemethodik zum Vergleich der Regelkonzepte	33
3.7.7 Überprüfung des Kommunikationskonzepts im Labortest.....	34
3.8 Implementierung und Testphase.....	34
3.8.1 Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur im Ortsnetz Weisenheim am Berg	34
3.8.2 Implementierung der Applikationen	37
3.8.3 Durchführung der Feldtests.....	38
3.9 Erstellung des Leitfadens	45
4 Projektergebnisse.....	46
4.1 Regelkonzept zum koordinierten Betrieb.....	46

4.2	Statische Systemsimulationen	47
4.3	Dynamische Systemsimulationen und Stabilitätsanalysen.....	52
4.4	Labortest	55
4.4.1	Untersuchung der Fehlerzustände	55
4.4.2	Untersuchungen im fehlerfreien Betrieb.....	56
4.5	Feldtest	64
4.5.1	Verfügbarkeit von Mess- und Steuerstellen an der Regeleinheit.....	64
4.5.2	Anzahl der Stufenänderungen	65
4.5.3	Spannungseffektivwerte	67
4.5.4	Koordiniertes Regelkonzept im realen Betrieb.....	69
4.6	Technisch-wirtschaftliche Bewertung.....	70
4.7	Volkswirtschaftliche Auswirkungen	71
5	Verwertung.....	73
5.1	Wichtige Positionen im zahlenmäßigen Nachweis	73
5.2	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	73
5.3	Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse	73
5.4	Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	73
5.5	Veröffentlichung der Ergebnisse	75
6	Literaturverweise	76
7	Abbildungsverzeichnis.....	78
8	Tabellenverzeichnis	80
9	Abkürzungen	81
10	Anhang: Benennungs- und Adressierungsschema	82

Übersicht Verbundpartner

	Verbundpartner und Ansprechpartner	Tätigkeitsfelder
Energieversorger	<p>Pfalzwerke AG (Projektkoordinator) (PW) Kurfürstenstraße 29 67061 Ludwigshafen Tel.: 0621-585-2344 www.pfalzwerke.de</p> <ul style="list-style-type: none"> Herr Peter Hauffe Herr Stefan Lang 	<ul style="list-style-type: none"> Regionaler Energieversorger
Netzbetrieb	<p>Pfalzwerke Netz AG (PWN) Kurfürstenstraße 29 67061 Ludwigshafen Tel.: 0621-585-2336 www.pfalzwerke-netz.de</p> <ul style="list-style-type: none"> Herr Dr. Klaus Zimmer Herr Heiko Geiß Frau Desiree Sartowski 	<ul style="list-style-type: none"> Planung und Betrieb von Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen
Netzmanagement	<p>IDS GmbH (IDS) Nobelstr. 18 76275 Ettlingen Tel.: 07243 / 218-0 www.ids.de</p> <ul style="list-style-type: none"> Herr Dr. Michael Conrad Herr Dietmar Schweitzer 	<ul style="list-style-type: none"> Leittechniksysteme und Netzmanagement Automatisierungs-, Fernwirk- und Kommunikationstechnik Meter-Management Smart-Meter-Infrastruktur Industrielles Energiemanagement Energiemesstechnik GIS
Kommunikation	<p>Power Plus Communications AG (PPC) Dudenstraße 6 68167 Mannheim Tel.: 0621 / 40165-100 www.ppc-ag.de</p> <ul style="list-style-type: none"> Herr Stefan Sender Herr Christoph Raquet 	<ul style="list-style-type: none"> Smart-Meter-Gateways mit Mobilfunk-, Powerline- und anderen Kommunikationsmodulen Breitband-Powerline für Nieder- und Mittelspannung und andere IoT-Systeme Produkte, Beratung und Dienstleistungen für die Digitalisierung der Energiewende
Hersteller	<p>A. Eberle GmbH & Co. KG (AEberle) Frankenstraße 160 90461 Nürnberg Tel.: +49 (0) 911 / 62 81 08-0 www.a-eberle.de</p> <ul style="list-style-type: none"> Herr Stefan Hoppert Herr Thomas Schwarz 	<ul style="list-style-type: none"> Spannungsregelung von Transformatoren Niederspannungsregelung Power Quality mit Störschreiberfunktion Petersenspulenregelung & Erdschlussortung
Forschung	<p>Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) Besselstr. 20-22 68219 Mannheim Tel.: 0621 / 976807 – 10 www.fgh-ma.de</p> <ul style="list-style-type: none"> Herr Dr.-Ing. Gregor Brammer Herr Fabian Schmidt 	<ul style="list-style-type: none"> Anlagentechnik Systemtechnik Elektr. Prüfung von Betriebsmitteln Zerstörungsprüfung von Komponenten Netzvermessungen Netzberechnungen / -analysen Entwicklung von Netzmodellen
	<p>Technische Universität Kaiserslautern Lehrstuhl ESEM (TUK) Erwin-Schrödinger-Straße 67663 Kaiserslautern Tel.: 0631 / 205-2021 www.eit.uni-kl.de/esem</p> <ul style="list-style-type: none"> Herr Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Weißow Herr Marco Weisenstein 	<ul style="list-style-type: none"> Forschung und Lehre im Bereich Energiesysteme und Energiemanagement

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

1 Kurzdarstellung des Vorhabens

1.1 Motivation und Projektziele

Der stetige Zubau dezentraler, volatiler Erzeuger aus erneuerbaren Energien stellt große Herausforderungen an die Netzbetriebsführung und hier insbesondere an die Fähigkeit zukünftiger Verteilnetze Systemdienstleistungen für die eigene Netzebene zu erbringen. Der begrenzende Faktor für die Aufnahmefähigkeit von ländlichen Niederspannungsnetzen für dezentrale Elektrizitätserzeugung ist im Wesentlichen in der Spannungshaltung zu sehen. Die Einspeisung elektrischer Energie innerhalb des Niederspannungsnetzes, insbesondere durch PV-Anlagen, führt hier zu einer Spannungsanhebung an den Einspeisestellen im Netz. Das Gleiche gilt in Bezug auf die Zunahme der Last durch neue Verbraucher, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, für den Spannungsfall im Niederspannungsnetz.

Angewandte und mögliche spannungsstabilisierende Applikationen (SSA) sind der regelbare Ortsnetztransformator (rONT), Strangspannungsregler (SR), Blindleistungskompensationseinrichtungen (BKE), das Blindleistungsmanagement (BLM) der Erzeugungsanlagen (EZA) und seit der Verabschiedung des Strommarktgesetzes 2016 auch ein Einspeisemanagement (ESM) von EZA. In Abhängigkeit der spezifischen Netzsituation eignen sich die Applikationen unterschiedlich gut zur Spannungshaltung. Hinzu kommt, dass in vielen Fällen eine Kombination von Maßnahmen erst die technisch-wirtschaftlich optimale Spannungsregelung ermöglicht. Die Wahl des richtigen Lösungskonzepts in Abhängigkeit der Netzsituation vor Ort ist daher umfassend und schwierig.

In der Praxis fehlt den Netzbetreibern ein Leitfaden der aufzeigt, welche Maßnahmen oder auch Kombinationen von Maßnahmen zur Spannungshaltung für die eigenen netzspezifischen Situationen geeignet sind. Zudem fehlen Hinweise oder Empfehlungen für die technische Umsetzung eines Regelkonzepts, das die Koordination mehrerer Regelmechanismen im Netz übernimmt und so die Integration unterschiedlicher Maßnahmen zur Spannungshaltung im Netz verbessert. Bei Koordination der Applikationen muss zudem sichergestellt sein, dass es im Fehlerfall – also z.B. fehlende kommunikative Anbindung – zu keinen unzulässigen Zuständen kommt. Die IKT-Infrastruktur, sowohl die bereits in den ländlichen Gebieten vorhandene, als auch die neu aufzubauende, z.B. Breitband-Powerline (BPL), ist ein weiterer wesentlicher Faktor des Projekts.

Die zentralen Ziele des Projektes bestehen...

1. ... in der Entwicklung und Erstellung eines Leitfadens zum wirtschaftlichen und technisch koordinierten sowie kombinierten Einsatz von Maßnahmen zur dynamischen Spannungshaltung in Abhängigkeit der Netzsituation. Dies ist das Hauptziel des Vorhabens. Das Ergebnis ist ein Dokument, in dem alle Ergebnisse und Erfahrungen zum technisch-wirtschaftlichen Einsatz von Applikationen zur Spannungshaltung in Verteilnetzen zusammengefasst und weiteren Firmen/Verbänden zugänglich gemacht werden.
2. ... in der Entwicklung eines Regelkonzepts, welches die Synchronisation der Regelvorgänge im Niederspannungsnetz, applikationsübergreifend ermöglicht. Darüber hinaus wird in der Regelsystematik eine Rückfalloption vorgesehen, sodass die Versorgungszuverlässigkeit auch im Ausnahmezustand (z.B. Nichtverfügbarkeit der Kommunikation oder Serverfehler) sichergestellt ist.
3. ... in der Entwicklung eines Planungskonzepts hybrider Kommunikationsinfrastrukturen zur Anbindung der unterschiedlichen Applikationen zur Spannungshaltung im Verteilnetz. Dabei werden erstmalig die unterschiedlichen Anforderungen der Spannungsregelmechanismen in hybriden Netzen aus unterschiedlichen Kommunikationstechnologien abgebildet. Die Erkenntnisse fließen in den Leitfaden ein und werden im Feldaufbau verifiziert.

1.2 Projektvoraussetzungen

In den Jahren vor Beginn des Vorhabens gab es einen erheblichen Zubau von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen. Der durch ein gutes Subventions- zu Investitionsverhältnis ausgelöste rasche Zubau von PV-Anlagen Anfang der 2010er stellte viele Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Durch die hohen installierten Erzeugungsleistungen, welche teilweise in ländlichen Netzen die anzunehmenden Lasten um ein Vielfaches überstiegen, mussten viele dieser Verteilnetzbetreibergesellschaften kostenintensiven Netzausbau betreiben oder Netzanschlussbegehren ablehnen, um die anerkannten Verträglichkeitspegel nach der Norm EN 50160 einzuhalten.

Der Handlungsbedarf zum Ausbau bzw. zur Stärkung der deutschen Verteilnetze wurde auch durch die von mehreren Stellen angesetzten Verteilnetzstudien aufgezeigt, [1], [2] und [3]. Alle diese Studien kamen zu dem Ergebnis, dass der intelligente Einsatz von innovativen Technologien die Kosten für den Netzausbau senken könne. Als innovative Technologie wurde in allen Studien insbesondere der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) genannt. So wurden für die Anwendung des rONT zahlreiche Projekte aufgesetzt und durchgeführt, z.B. [4]-[9].

Diese Sachlage spiegelt die Gegebenheiten vor Beginn des Projektes wider: Einzelne große Netzbetreibergesellschaften testeten innovative Technologien als Pilotprojekte in Ihren Netzen. Jede Planung, Projektierung und Implementierung war eine einzelne Herausforderung mit individuellen Lösungen für zumeist gleiche Probleme.

Des Weiteren bekannte sich die Politik zur Digitalisierung der Energiewende (insbesondere zum Smart-Meter-Rollout) und stellte ein diesbezügliches Verordnungspaket (VO-Paket „Intelligente Netze“) für das Jahr 2015 in Aussicht [10]. Diese politischen Rahmenbedingungen werden zu einem vermehrten Einsatz von Informations-, Kommunikations- und Messtechnik in den Niederspannungsnetzen führen. Eine solche Entwicklung macht Regelungskonzepte mit Koordination mehrerer Akteure erst wirtschaftlich denkbar.

Bezüglich der Kommunikationstechnik waren noch keine standardisierten Abläufe vorhanden. Viele Produkte unterstützten und unterstützen auch heute noch lediglich proprietäre Schnittstellen und Protokolle. Der Aufbau hybrider Infrastrukturen ist unter diesen Umständen nicht möglich.

Ausgehend von den damaligen Gegebenheiten gab es von Seiten der Netzbetreiber und der Hersteller den Wunsch nach einem praxistauglichen Leitfaden zum Einsatz spannungsstabilisierender Applikationen. Insbesondere bestand ein Bedarf nach Handlungshinweisen und Informationen über im Netz einsetzbare Informations- und Kommunikationstechnologien, welche für viele Betreiber von Niederspannungsnetzen Neuland waren.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben wurde im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms zur „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie durchgeführt. Die Projektrealisierung erfolgte durch die nachfolgenden sieben Projektpartner (Abkürzung jeweils in Klammer)

- Pfalzerwerke AG, Ludwigshafen (PW),
- Pfalzerwerke Netz AG, Ludwigshafen (PWN),
- IDS GmbH, Ettlingen (IDS),
- Power Plus Communications AG, Mannheim (PPC),
- A. Eberle GmbH & Co. KG, Nürnberg (AEberle),
- Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Mannheim (FGH),
- Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement der TU Kaiserslautern (TUK),

jeweils gemäß der jeweiligen Kompetenzen. Das Projekt gliedert sich gemäß dem Projektrahmenplan in elf Arbeitspakete (AP), welche in Tabelle 1.1 aufgelistet sind:

Tabelle 1.1: Übersicht der Arbeitspakete

AP.- Nr.:	Arbeitspaket-Bezeichnung:	AP-Leitung:
0	Projektleitung-Zusammenarbeit der Projektpartner	PW
1	Analyse der Anforderungen	TUK
2	Technische Analyse der technologischen Optionen	TUK
3	Systemsimulation	TUK
4	Systemkonzept	IDS
5	Vorbereitung Labor- und Feldtest	PW
6	Labortests	FGH
7	Implementierung und Testphase	PWN
8	Vergleichende Bewertung	TUK
9	Projektbegleitende Dokumentation	PW (alle)
10	Verbreitung der Ergebnisse	PW (alle)

Im ersten Arbeitspaket wurde sowohl eine Analyse der Anforderungen an das System, bestehend aus Applikationen sowie Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik, definiert, als auch Untersuchungsszenarien ausgearbeitet. Die hier gemachten Recherchen und Entwicklungen, zusammen mit den in Arbeitspaket 2 gemachten Analysen zu den technologischen Optionen, dienten zur Umsetzung der in Arbeitspaket 3 durchgeführten Systemsimulationen, in denen reale wie auch synthetisch generierte Niederspannungsnetze untersucht worden sind.

Für die Informations- und Kommunikationstechnik wurde in Arbeitspaket 4 ein Systemkonzept erstellt mit Verfahren zur Festlegung der notwendigen Datenpunkte und Übertragungsbandbreite.

In Arbeitspaket 5 wurden der Labor- und der Feldtest mit der Definition von Untersuchungsszenarien und der Auswahl der Testkonfigurationen vorbereitet. Hier erfolgte auch die Auswahl des Netzes für den Feldtest.

In Arbeitspaket 6 wurden die in den vorhergehenden Arbeitspaketen entwickelten Algorithmen der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung und des koordinierten Betriebs getestet, um damit einen sicheren Feldtest gewährleisten zu können. Dabei wurden sowohl fehlerfreie als auch fehlerbehaftete Szenarien betrachtet. Außerdem wurde ein Vergleich dieser Regelstrategien mit der lokalen Spannungsregelung der Applikationen durchgeführt.

Arbeitspaket 7 beinhaltete die Implementierung der Applikationen und der IKT in das Netz des Feldtests sowie die darauffolgende Testphase. Alle Ergebnisse, insbesondere aus den Arbeitspaketen 3, 6 und 7 gingen in die technisch-wirtschaftliche Bewertung der technologischen Optionen in Arbeitspaket 8 sowie in die Erstellung des Leitfadens in Arbeitspaket 9 mit ein.

Insgesamt waren fünf Meilensteinereignisse vorgesehen, die jeweils am Ende eines inhaltlich wichtigen Abschnitts der Projektdurchführung positioniert und auch in Abbildung 1.1 enthalten sind. Im Einzelnen handelt es sich um folgende Meilensteinereignisse mit den jeweils erwarteten Ergebnissen:

- **Meilenstein 1:** Analyse der Anforderungen der technologischen Optionen abgeschlossen.
- **Meilenstein 2:** Systemkonzept erstellt und Systemsimulation durchgeführt und Vorbereitung für Simulation und Feldtests abgeschlossen.
- **Meilenstein 3:** Handlungsempfehlung für den Leitfaden zur kommunikativen Erschließung des Netzes fertig gestellt.
- **Meilenstein 4:** Labortest, Implementierung und Testphase abgeschlossen.
- **Meilenstein 5:** Handlungsleitfaden erstellt, Testsysteme erfolgreich implementiert, Analysen abgeschlossen.

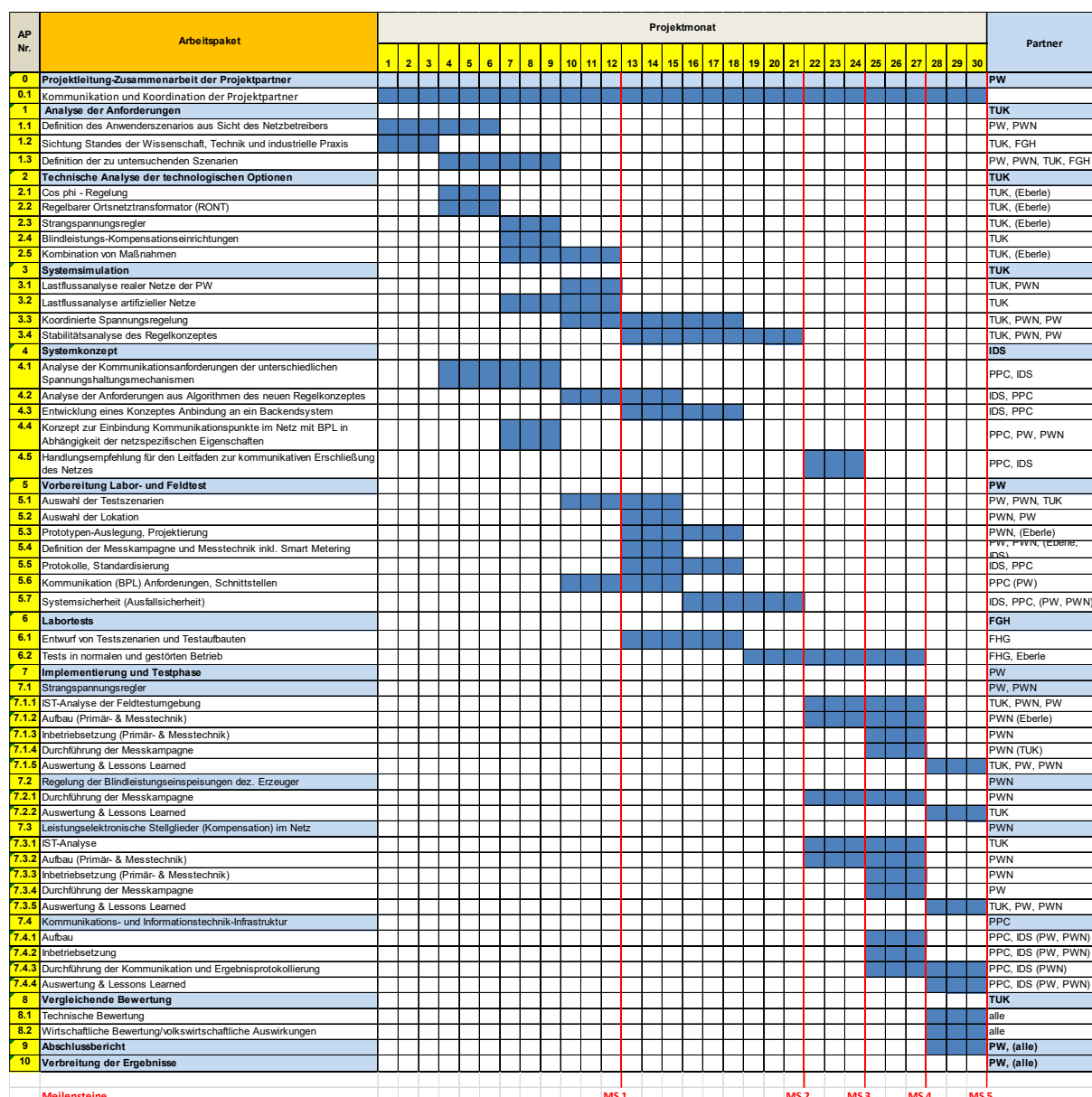


Abbildung 1.1: Projektplan

Aufgrund eines Fehlers im Arbeitsplan des Projektantrags wurde die Implementierung des Regelalgorithmus in die Regeleinheit und die dazugehörige Validierung des Reglers nicht berücksichtigt. Diese Aufgaben wurden von der TU Kaiserslautern zusätzlich übernommen, was jedoch zu einer Verlängerung des Projektzeitraumes bis zum 30.06.2017 führte, um einen späteren störungsfreien Betrieb im Feldtest zu gewährleisten. Dies hatte den Vorteil, dass die Feldtests in den sonnenreicheren Monaten stattfinden, in denen der Stromertrag von PV-Anlagen am Größten ist, und die Auswirkungen dieser Einspeisungen besser analysiert werden konnten.

1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Mit der 2012 in Kraft getretenen VDE Anwendungsregel 4105 wurde das lokale Blindleistungsmanagement für alle neu gebauten Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz verpflichtend, um damit zur Spannungshaltung beizutragen. Die Anwendungsregel enthält Vorgaben zur Beurteilung anzuschließender Erzeugungsanlagen sowie Anforderungen zu deren Beitrag zur statischen Spannungsstützung. Nicht enthalten sind Regeln zur Beeinflussung der Blindleistungsbereitstellung im laufenden Betrieb sowie der hierzu erforderlichen Schnittstellen / Kommunikationsanbindung.

Des Weiteren wurden in einzelnen Studien regelbare Ortsnetztransformatoren und Strangspannungsregler getestet, wobei es sich hierbei zumeist um Feldversuche von Forschungsprojekten und Prototypentests handelte. Weiterhin waren Konzepte zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz Gegenstand mehrerer wissenschaftlicher Arbeiten. Eine umfassende Übersicht und ein Vergleich aller verfügbaren und konzeptbasierten Lösungen gab es nicht.

Die im Rahmen des Projektes eingesetzte Breitband-Powerline-Technologie wurde bereits erfolgreich als Kommunikationsinfrastruktur in verschiedenen Projekten zu zukünftigen Anwendungen im intelligenten Stromnetz eingesetzt. Hierbei wurden insbesondere die Themenbereiche Smart-Metering, Demand-Side-Management, Steuerung dezentraler Erzeuger und Lastflexibilisierung in Privathaushalten betrachtet. Erfahrungen im Bereich integrierter Regelkonzepte für spannungsstabilisierende Applikationen und den daraus resultierenden Anforderungen an das Kommunikationsnetz fehlten jedoch bisher.

Zu den Möglichkeiten des Einsatzes hybrider Kommunikationsinfrastrukturen in Zusammenhang mit Breitband-Powerline waren keine aussagekräftigen, strukturierten Studien vorhanden.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Projektes erfolgte eine Zusammenarbeit mit mehreren Beteiligungsgesellschaften der Pfalzwerke AG, externen Auftragnehmern sowie den im Testnetz ansässigen Kunden.

Die Installation und Inbetriebnahme des regelbaren Ortsnetztransformators sowie des Strangspannungsreglers wurden von Mitarbeitern der PWN in Zusammenarbeit mit der REPA als Dienstleister für den Ortsnetzbau durchgeführt. Die Elektromontagetätigkeiten, sowie vor- und nachbereitende Tiefbaumaßnahmen wurden durch die REPA erledigt. Die PWN erfüllte die Überwachungs- und Dokumentationspflichten und agierte als direkter Ansprechpartner für ansässige Kunden.

Die für den Feldtestbetrieb eingesetzten Smart Meter wurden durch den Messdienstleister Voltaris installiert und administriert. Weiterhin stand die Firma Voltaris als Tochter der PW den Projektpartnern als Ansprechpartner für die intelligenten Messsysteme (iMSys) zur Verfügung. Die in den Kundenanlagen eingesetzte Messtechnik wurde durch Mitarbeiter der Pfalzwerke Juniorfirma montiert. Hierbei handelt es sich um Auszubildende im gewerblich-technischen Bereich, die unter Anleitung der vorgesetzten Meister, auch innerhalb kundeneigener Anlagen, Leistungen erbringen dürfen.

Bei den am Feldtest beteiligten Kunden handelt es sich um Privatpersonen, welche zur Teilnahme am Projekt gewonnen werden konnten. Diese erlaubten den Ein- und Umbau diverser Bestandteile der kundeneigenen Photovoltaik-Anlagen sowie der Mess- und Zähleinrichtungen. Hierbei wurden durch die Firma Pfalzsolar mehrere Photovoltaik-Wechselrichter durch Modelle mit Kommunikationsschnittstelle ausgetauscht. Die Pfalzsolar ist ein projektorientiertes Unternehmen, welche im Bereich nationaler und internationaler PV-Projektentwicklung und Installation tätig ist.

Die kommunikative Anbindung der dem Testnetz zugehörigen Ortsnetzstation wurde durch die Firma Pfalzkom|Manet realisiert und während der Feldtestphase betrieben.

Die Laboruntersuchungen fanden in einem gemieteten Niederspannungslabornetz der RWTH Aachen statt.

2 Kurzdarstellung der zentralen Projektergebnisse

2.1 Leitfaden

Zentrales Projektergebnis und erstes Projektziel ist der ausgearbeitete Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen. Der Leitfaden ist ganz im Sinne des Projektziels keine wissenschaftliche Dokumentation, sondern ein einfach gestaltetes Dokument mit praktischen Informationen und Empfehlungen für Netzbetreiber, um diesen eine schrittweise Integration von

neuen Technologien in ihr Netzgebiet zu erleichtern. Der Leitfaden steht der Öffentlichkeit mit Abschluss des Projekts zur Verfügung.

Der erste Schritt behandelt die Detektion und die Bewertung von Spannungsproblemen.

Im zweiten Schritt erfolgt die Auswahl der SSA. Grundlage der Auswahl ist immer ein Kosten-Nutzen Vergleich. Bei einer hohen Zahl zu erwartender neuer Erzeugungsanlagen (EZA) oder zu erwartender Zunahme der Last sowie bei stark ungleichmäßiger Verteilung der Leistung auf verschiedene Netzstränge, kann auch eine Kombination von SSA notwendig sein.

Der Leitfaden bietet drei verschiedene Verfahren für die Auswahl der SSA an, die sich bezüglich Aufwand, der Auswahl der SSA und als Konsequenz in der möglichen Erweiterung des Spannungsänderungsbereiches unterscheiden. Je einfacher das Verfahren, desto größer muss ein Sicherheitsfaktor gewählt werden, d.h. umso kleiner fällt die Erweiterung des Spannungsänderungsbereiches aus.

Der dritte Schritt beinhaltet die Auswahl der Regelstrategie und der zu verwendenden Informations-, Kommunikations- und Messtechnik (IKMT). Die Auswahl wird beeinflusst durch die gewählten SSA, die Art des Spannungsproblems und die individuelle Präferenz des Verteilnetzbetreibers (VNB).

Der vierte Schritt umfasst die Installation und Implementierung der SSA sowie der IKMT und der fünfte Schritt beinhaltet den Betrieb der SSA bzw. des Systems.

Abbildung 2.1 zeigt die Titelseite sowie die Struktur des Leitfadens, dieser steht der Öffentlichkeit unter dem folgenden Link zur Verfügung:

<https://www.eit.uni-kl.de/esem/forschung-entwicklung/verteilungsnetze/lisa/Leitfaden.pdf>

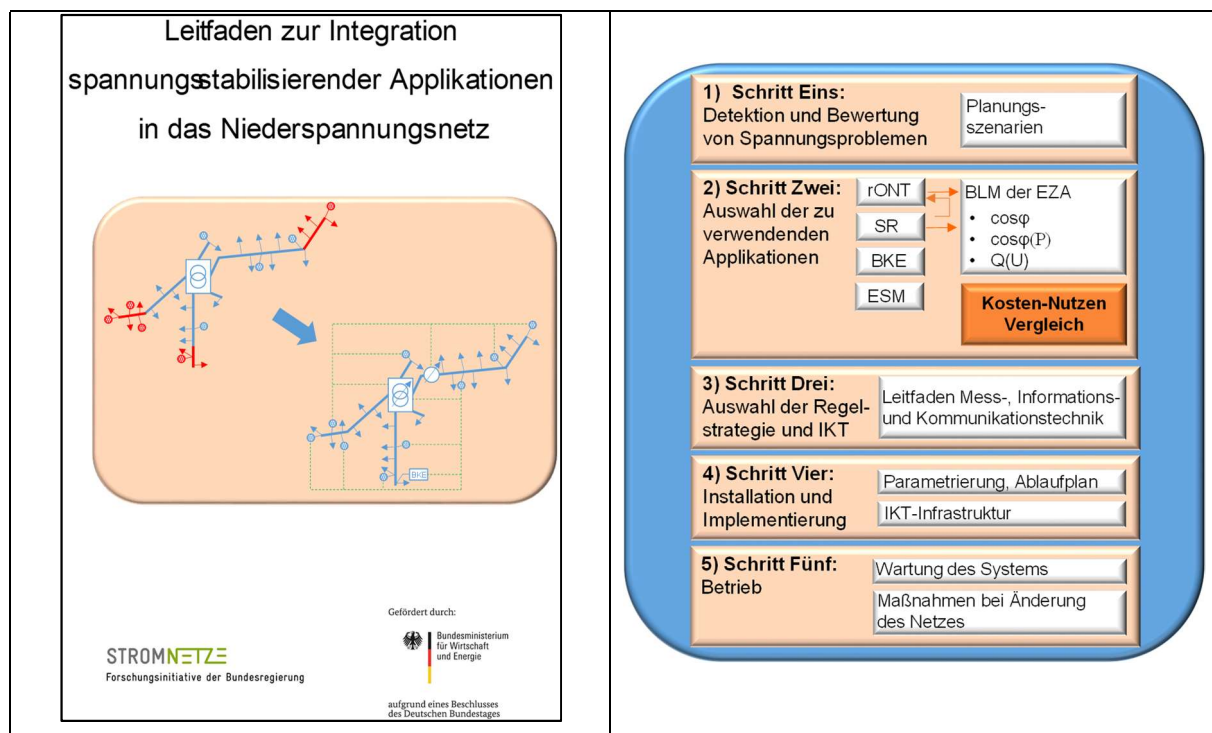


Abbildung 2.1: Titelseite (links) und Struktur (rechts) des Leitfadens

2.2 Koordinierter Betrieb spannungsstabilisierender Applikationen

Das Regelkonzept zum koordinierten Betrieb wurde nach einer umfassenden Literaturrecherche und eigenen Überlegungen der Anforderungen an ein solches System erstellt und wird in Abschnitt 4.1 präsentiert. Andere Ansätze eines Regelkonzepts wurden nach der Analyse innerhalb der Systemsimulationen verworfen. Die folgenden Punkte sind die zentralen Erkenntnisse des Projekts zum Regelkonzept:

- Sofern alle SSA ausreichend dimensioniert worden sind, kann der koordinierte Betrieb die Spannungen immer in einem zulässigen Bereich halten.
- Erkenntnis der statischen Systemsimulation: Der koordinierte Betrieb führt zu einer erheblichen Reduktion der benötigten Blindleistung gegenüber lokal agierenden BLM der EZA.
- Erkenntnis der dynamischen Systemsimulation: Der koordinierte Betrieb von Längsregler und BLM von Erzeugungsanlagen führt zu einer Verbesserung der Regelstabilität. Hingegen führt die Koordination von rONT und SR gegenüber dem Betrieb der Applikationen mit der Regelstrategie „Spannungsregelung mit abgesetzter Messung“ nahezu zu keiner Verbesserung der Regelstabilität.
- Erkenntnis des Labortests: Durch die strikt hierarchische Struktur im Regelkonzept wird der Strangspannungsregler im koordinierten Betrieb nicht optimal eingesetzt.
- Erkenntnis des Feldtests: Die Verwendung der abgesetzten Messwerte und das vorgegebene „fail-safe“-Verhalten des Regelkonzepts führen teilweise zu nicht optimalen Stufeneinstellungen bei rONT und SR.
- Durch die im Labortest und Feldtest festgestellten Verbesserungspotentiale sind bereits Verbesserungen des Regelkonzepts in der Entwicklung:
 - Veränderung des „fail-safe“-Verhalten und hinzufügen von Ausnahmen bei der hierarchischen Struktur im Regelkonzept.
 - Erweiterung des Regelkonzepts um einen Optimierungsalgorithmus.

2.3 Hybride Kommunikationsinfrastruktur

Das dritte Projektziel war die Entwicklung und Erprobung einer hybriden Kommunikationsinfrastruktur, welche den Anforderungen einer echtzeitfähigen Netzregelung gerecht wird.

Im ersten Schritt wurden die Anforderungen spannungsstabilisierender Maßnahmen an die Kommunikationsinfrastruktur erarbeitet. Hier lassen sich im Kern vier elementare Anforderungen herausstellen:

- **Hohe Verfügbarkeit**
Bei der Steuerung von Verteilnetzen müssen Paketverluste weitestgehend vermieden werden, sodass ein stetiger Austausch zwischen Sensorik und Reglern möglich ist.
- **Viele parallele Verbindungen**
Bei der Steuerung von Verteilnetzen werden Verbindungen zwischen Reglern und Sensorik dauerhaft gleichzeitig geöffnet. In Netzen kommen so schnell einige hundert offener Verbindungen zustande. Die IKT-Technologie muss in der Lage sein, dies zu händeln.
- **Direkte Kommunikation zwischen Endpunkten**
Die Telekommunikationstechnologie muss eine direkte Datenübertragung zwischen den Endpunkten (z.B. Regelsystem und Messstelle) zulassen.
- **Verfügbarkeit im Netz**
Die Kommunikationstechnologie muss an allen Mess- und Regelpunkten im Netz verfügbar sein (z.B. Trafostation, Kabelverteilerschrank, Haushalte, ...)

Aus diesen Anforderungen und Erkenntnissen wurde ein Kommunikationskonzept für spannungsstabilisierende Applikationen entwickelt. Das Konzept setzt dabei auf hybride Kommunikationsnetze, da sich diese besonders flexibel der jeweiligen Verteilnetzsituation anpassen lassen.

Das Konzept wurde im Verteilnetz „Weisenheim am Berg“ erfolgreich erprobt. Dort kamen zur Anbindung an das Backend Glasfaserverbindungen und eine Richtfunkstrecke zum Einsatz. Für die Kommunikation des Regelsystems vor Ort wurde eine Kombination aus LTE und Breitband-Powerline eingesetzt.

Hierbei konnte festgestellt werden, dass die Verfügbarkeit sowohl bei LTE als auch beim BPL-System, die Anforderungen im Bereich der Netzsteuerung erfüllt. Die gemessenen Verfügbarkeiten der über LTE angebundenen Systeme lagen im Feldtest bei größer 99,6%, bei den über BPL angebundenen Systemen bei größer 99,8% und somit in einem vergleichbaren Bereich.

Beide Technologien konnten die Anforderung bzgl. der Anzahl der gleichzeitig geöffneten Verbindungen erfüllen. Die direkte Kommunikation zwischen Endpunkten ist in LTE-Netzen nur mit Zusatzaufwand möglich. In BPL-Systemen lässt sich diese Anforderung ohne zusätzlichen Aufwand umsetzen.

3 Projektdurchführung

3.1 Analyse der Anforderungen

Im Rahmen des Projektes wurden die folgenden spannungsstabilisierenden Applikationen berücksichtigt:

- regelbarer Ortsnetztransformator (rONT),
- Strangspannungsregler (SR),
- Blindleistungsmanagement (BLM) der Erzeugungsanlagen (EZA),
- Blindleistungsmanagement von Blindleistungskompensationseinrichtungen (BKE),
- Einspeisemanagement (Spitzenkappung) von Erzeugungsanlagen,

die in die drei Kategorien *Längsregler*, *Blindleistungsquellen* und *Wirkleistungsmanagement* unterteilt sind (siehe Abbildung 3.1).

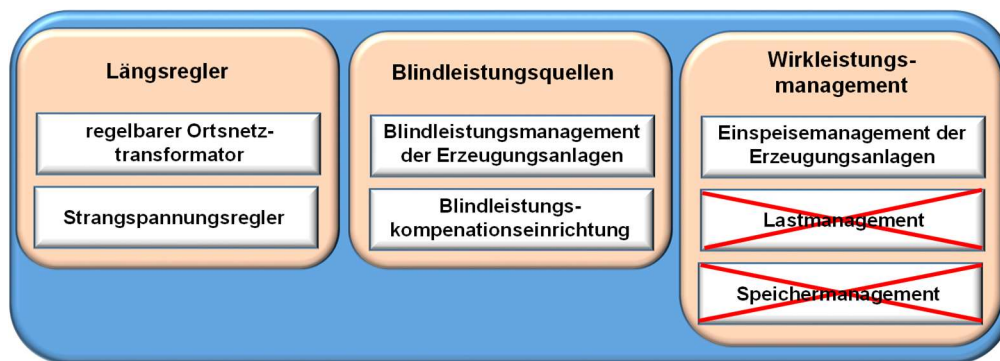


Abbildung 3.1: Übersicht der Applikationen

Zwei Applikationen der Kategorie Wirkleistungsmanagement werden nicht betrachtet, da sie in erster Linie Maßnahmen zum Agieren in einem Smart-Market oder zur Erhöhung der Energieautarkie sind:

- Lastmanagement bezeichnet die Steuerung bzw. Abregelung von Lasten;
- Speichermanagement bezeichnet die Speicherung der von den Erzeugungsanlagen (EZA) erzeugten elektrischen Energie.

Zur Analyse der Anforderungen zukünftiger Netzanwendungsfälle wurde eine umfangreiche Auswertung der Netzstudien durchgeführt. Es war notwendig, Ausbauszenarien festzulegen, um daraus die Einspeiseszenarien zu generieren. Abbildung 3.2 zeigt die recherchierten prognostizierten Verläufe des Zubaus installierter PV Leistung verschiedener Netzstudien. Die roten Dreiecke in Abbildung 3.2 markieren die in diesem Projekt zugrunde gelegten Ausbauszenarien für das Jahr 2015 als Ist-Szenario und für das Jahr 2035 als Langfrist-Szenario.

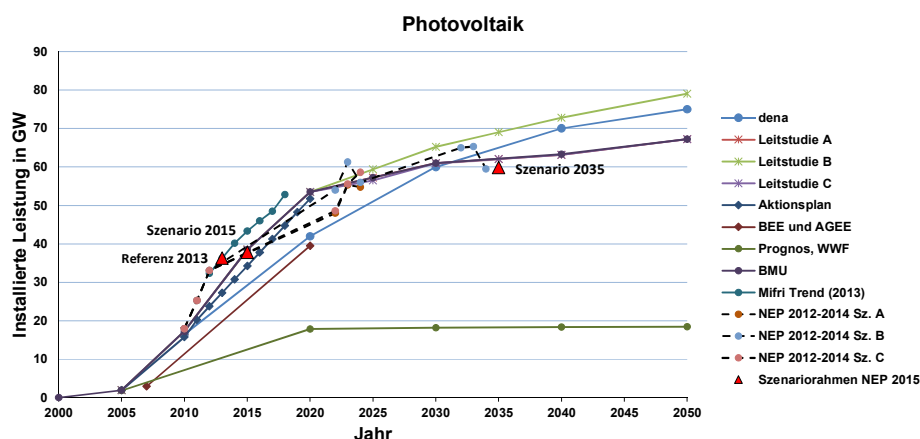


Abbildung 3.2: Vergleich der unterschiedlichen Studien zur Prognose des Zubaus von PV-Anlagen

Des Weiteren erfolgte eine Auswertung von öffentlich zugänglichen Daten zur installierten Erzeugungsleistung (siehe Abbildung 3.3, links) und darauf aufbauend unter Einbeziehung der Ausbauszenarien aus Abbildung 3.2 eine eigene Potentialanalyse für den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in einzelnen Ortsnetzen (siehe Abbildung 3.3, rechts). Es wurden ausschließlich Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) betrachtet, welche den größten Teil der installierten Erzeugungsleistung im Niederspannungsnetz ausmachen. Die Ergebnisse bildeten die Grundlage für die Festlegung der Szenarien, welche zur Durchführung der Systemsimulationen benötigt wurden. In Abbildung 3.3 sind die PV Leistungsdichten (installierte Leistung pro Quadratkilometer) über der Einwohnerdichte aufgetragen. Die gelben Punkte entsprechen Verteilnetzbetreibern mit einem Versorgungsgebiet deren Einwohnerzahl größer 20.000 ist. Die blauen Punkte stellen die regionalen Verteilnetzbetreiber dar. Die grünen Punkte repräsentieren Verteilnetzbetreiber mit einem Versorgungsgebiet deren Einwohnerzahl kleiner 20.000 ist. Die gestrichelten Linien dienen zur Orientierung. Die rote Linie besitzt eine Steigung von 1 kW pro Einwohner, die lilafarbene Linie hat eine Steigung von 2 kW pro Einwohner und die schwarze Linie weist eine Steigung von 3 kW pro Einwohner auf.

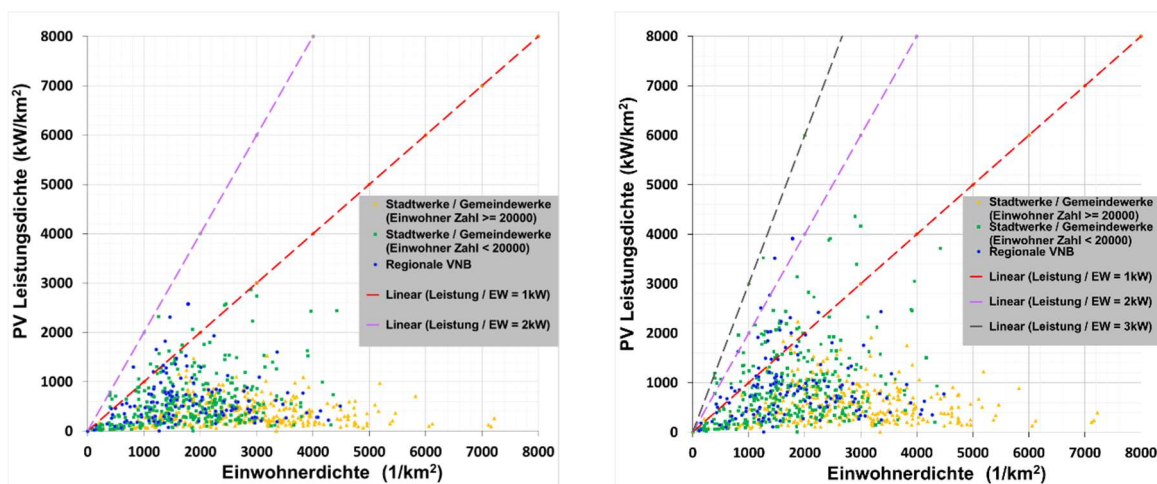


Abbildung 3.3: Prognosen zur Leistungsdichte je Einwohner für 2015 (links) und 2035 (rechts)

Über die PV Leistungsdichte pro Einwohner für die ländlich geprägten Verteilnetzbetreiber aus Abbildung 3.3 erfolgte eine Umrechnung auf die PV-Leistung je Entnahmestelle. Mithilfe der statistischen Verteilung von Personen je Haushalt im ländlichen Raum ergibt sich nach Tabelle 3.1 ein Umrechnungsfaktor von 2,3. Durch Multiplikation der PV Leistungsdichte pro Einwohner mit dem berechneten Faktor 2,3 ergibt sich in Abbildung 3.4 die PV Leistung je Entnahmestelle für das Jahr 2015 und für das Jahr 2035.

Tabelle 3.1: Statistische Verteilung von Personen je Haushalt im ländlichen Raum

Personen im Haushalt	1 Person	2-3 Personen	4 oder mehr Personen
Verteilung	30 %	51 %	19%

Die Ergebnisse sind sortiert vom VNB mit der höchsten PV Leistung bis zum VNB mit dem niedrigsten PV Leistung je Abnahmestelle. Das obere 1 %-Quantil der VNB und der entsprechenden PV Leistungen wurden als Basis für das Szenario der PV-Durchdringung verwendet. Die Durchdringung wurde dabei definiert als Summe der installierten PV Leistung durch die Anzahl von Hausanschlüssen multipliziert mit der festgelegten PV Leistung je Abnahmestelle.

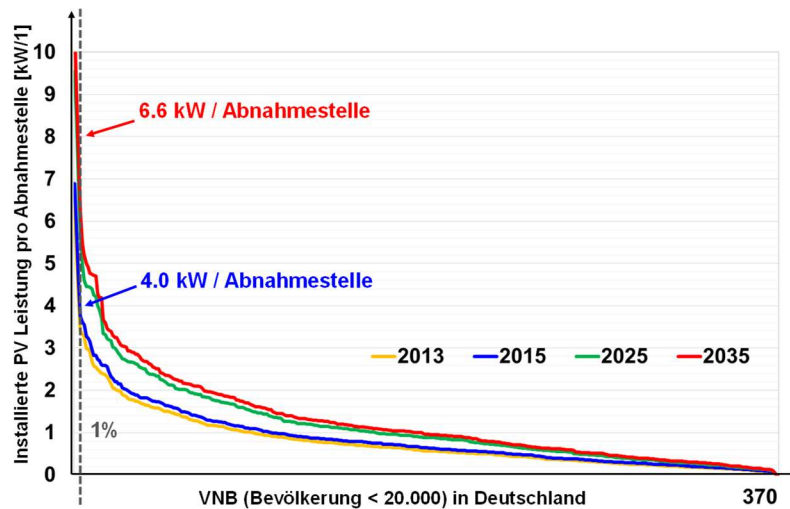


Abbildung 3.4: Prognostizierte Entwicklung der Leistung pro Abnahmestelle für kleine VNBs

Im nächsten Schritt wurde eine genaue Recherche zum aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik bezüglich Maßnahmen zur Spannungshaltung durchgeführt um den Handlungsbedarf zu konkretisieren. Relevante Forschungsprojekte wurden genauer analysiert und laufende Projekte verfolgt. Teilweise wurden Hersteller kontaktiert, um die technischen Eigenschaften zu konkretisieren.

Wegen der Vielzahl an verschiedenen Niederspannungsnetzen (NS-Netzen) wurden für praxisrelevante Kombinationen von Ausprägungen geographischer Strukturen, Netzausdehnungen, Leitungstechnologien und Verteilungen von Erzeugungsanlagen synthetische NS-Netze entwickelt, welche für die Systemsimulation verwendet werden konnten. Dies erforderte die Ermittlung der Strukturmerkmale aus öffentlich verfügbaren Statistiken sowie die Nutzung von Vorarbeiten anderer Autoren und Forschungsprojekten. Abbildung 3.5 zeigt das grundlegende Verfahren. Aus Angaben zur Bevölkerungsdichte wurden die Anzahl der Wohnungen bestimmt. Für verschiedene Siedlungsstrukturen wurden daraufhin Typen von Wohngebäuden und Geo-Strukturen von NS-Netzen festgelegt. Des Weiteren wurden jeder Wohnung typische Lasten zugeordnet. Abbildung 3.6 zeigt ein Beispiel für ein synthetisches Netz mit Strukturmerkmalen. Es wird hierbei zwischen Haushalten (HA) und Wohneinheiten (W) unterschieden, wobei ein Haushalt mehrere Wohneinheiten besitzen kann.

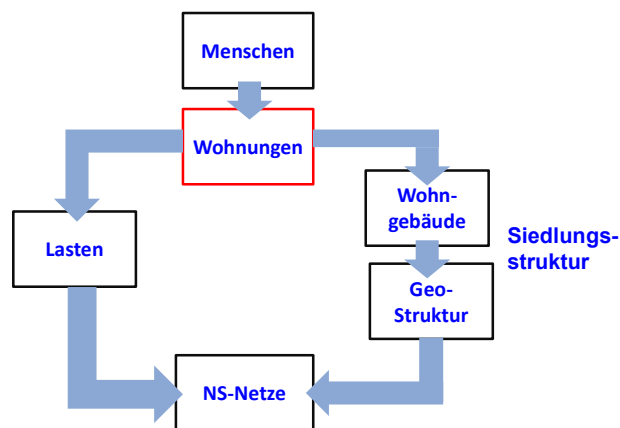


Abbildung 3.5: Grundlegendes Verfahren zur Entwicklung der synthetischen Netze

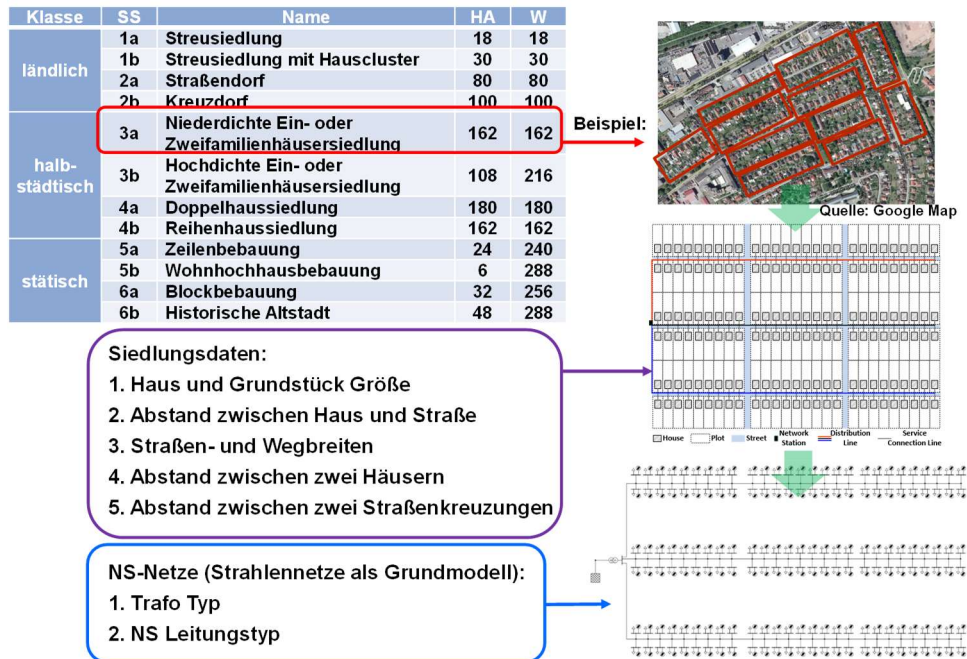


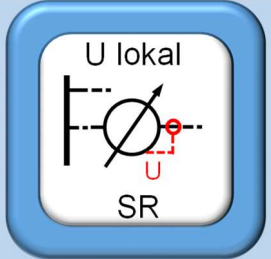

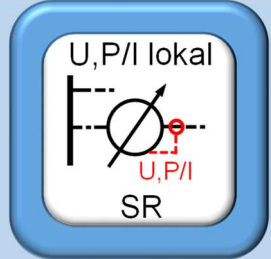
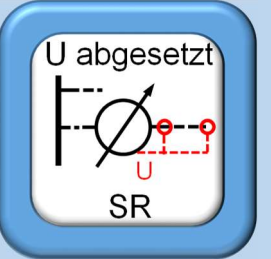
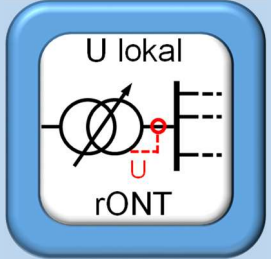
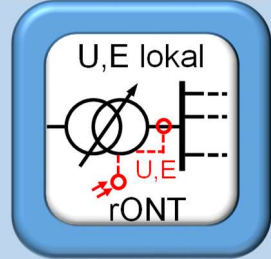
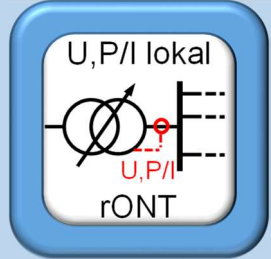
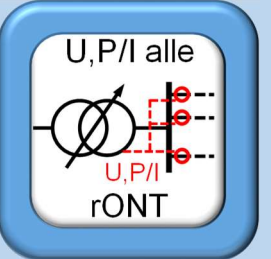


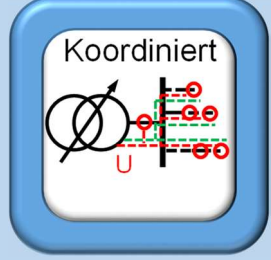

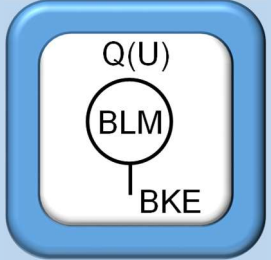
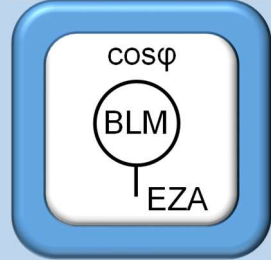
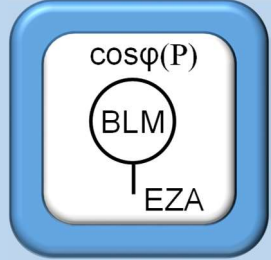
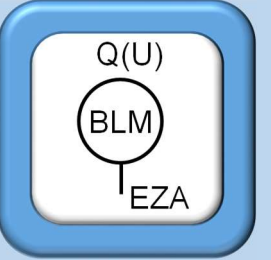
Abbildung 3.6: Beispiel zu einem synthetischen Netz

3.2 Technische Analyse der technologischen Optionen

In der technischen Analyse der technologischen Optionen wurden die bereits heute von Produkten unterstützten Regelstrategien sowie die theoretischen Regelkonzepte aus wissenschaftlichen Publikationen ermittelt. Alle relevanten SSA, Regelstrategien und Konzepte wurden zusammengestellt und durch die angesetzten Systemsimulationen analysiert. Tabelle 3.2 zeigt eine Übersicht zu den betrachteten SSA und dazugehörigen Regelstrategien bzw. Konzepten.

Die SSA, die Regelstrategien und Konzepte werden im Anhang des Leitfadens [11] detailliert beschrieben.

Tabelle 3.2: Übersicht der SSA und der zugehörigen „Regelstrategien“ (Messung, Steuerung)

Strangspannungsregler			
			
mit lokaler Spannungsregelung	mit lokaler Spannungsregelung und einstrahlungsabhängiger Schätzung der Spannung an kritischen Knoten	mit lokaler Spannungsregelung und Schätzung der Spannung an kritischen Knoten	mit lokaler Spannungsregelung und abgesetzter Messung
Regelbarer Ortsnetztransformator			
			
mit lokaler Spannungsregelung	mit lokaler Spannungsregelung und einstrahlungsabhängiger Schätzung der Spannung an kritischen Knoten	mit lokaler Spannungsregelung und wirkleistungs- bzw. stromabhängiger Sollwertvorgabe	mit lokaler Spannungsregelung und Schätzung der Spannung an kritischen Knoten
Regelbarer Ortsnetztransformator		Alle	Erzeugungsanlagen
			
mit lokaler Spannungsregelung und abgesetzter Messung	mit Spannungsregelung auf alle Smart-Meter Spannungsmesswerte	koordinierter Betrieb von SSA	Einspeisemanagement
Blindleistungskompensationseinrichtungen	Erzeugungsanlagen		
			
Blindleistung nach einer Q(U)-Kennlinie	Blindleistung nach der cosφ-Kennlinie	Blindleistung nach der cosφ(P)-Kennlinie	Blindleistung nach der Q(U)-Kennlinie

3.3 Systemsimulation

Vor Beginn der Systemsimulationen wurde ein Regelungskonzept für einen koordinierten Betrieb entwickelt. Hierbei lag der Fokus auf Einfachheit, Nachvollziehbarkeit und Implementierbarkeit des Konzepts. Das Konzept wurde in der statischen und der dynamischen Systemsimulation analysiert und bewertet. Darauf aufbauend wurde das Regelungskonzept in einen Programmcode für die eingesetzte Hardware überführt und eine softwareseitige Validierung vorgenommen. Die einzelnen Arbeitsschritte der Konzeptionierung waren:

- Analyse der Anforderungen an Regelkonzepte in Bezug auf Einfachheit und Robustheit.
- Ermittlung der Bedingungen für minimale Kommunikationsanforderungen.
- Analyse der Anforderungen hinsichtlich Ausfallsicherheit.
- Entwicklung von Regelalgorithmen für unterschiedliche Regelkonzepte.
- Test der Regelalgorithmen durch Simulationen an kleinen Beispielkonfigurationen.
- Auswertung der Simulationsergebnisse und Bewertung der Leistungsfähigkeit der Regelkonzepte.
- Auswahl geeigneter Regelkonzepte/Regelalgorithmen für nachfolgende Untersuchungen.
- Entwicklung eines Konzepts zur Behandlung von Fehlerzuständen und Sonderfällen.

Das entwickelte Regelkonzept und die Ergebnisse aus den Analysen bildeten die Basis des Simulationsrahmens für die notwendigen Systemsimulationen. Im ersten Schritt erfolgte die Lastflussanalyse realer Niederspannungsnetze. Anhand von „worst-case“ Szenarien wurden spannungskritische Netze der Pfalzwerke Netz AG identifiziert. In Abbildung 3.7 sind für zwei beispielhafte Netze deren Netzknoten in korrekter geografischer Lage abgebildet. Diese sind als Ergebnis der Lastflussanalyse farblich markiert. Mit Hilfe eines Farbcodes kann damit auf die Spannung in den Knoten bei „worst-case“ Szenarien geschlossen werden. Aus einer Auswahl von spannungskritischen Netzen wurde das Testnetz 1 aus Abbildung 3.7 für die praktische Untersuchung im Feldtest ausgewählt.

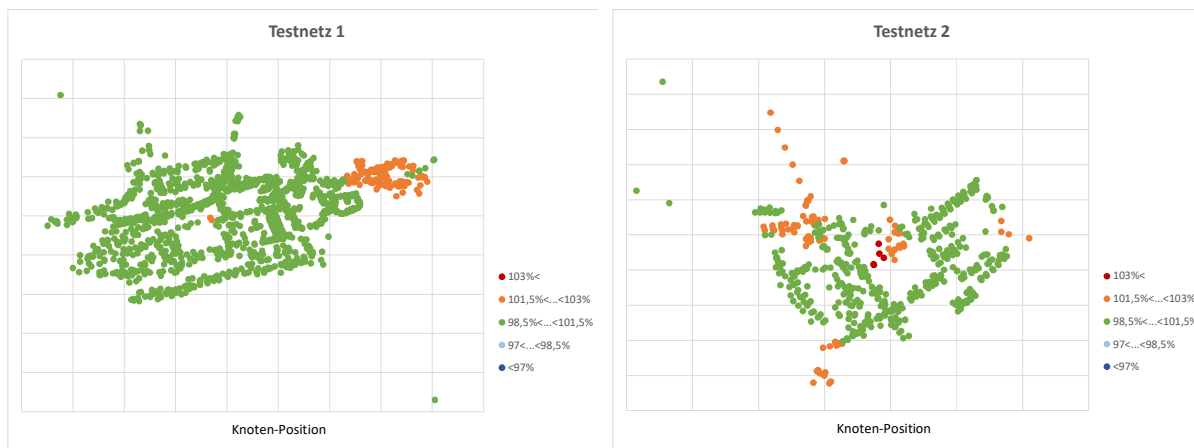


Abbildung 3.7: Lastflussanalyse realer Netze

Des Weiteren wurden für die Auswahl der Netze verschiedene Applikationen eingesetzt und unter Verwendung der „worst-case“ Szenarien die Lastflusssimulationen wiederholt. Die Lastflusssimulationen wurden unter aktuellen Gegebenheiten, wie der installierten Erzeugungsleistung und der Anzahl der Haushalte durchgeführt (Planungshorizont 2015). Als Vergleich zeigen die beiden Darstellungen in Abbildung 3.8 die Spannungssituation im Testnetz 3 bei einem „worst-case“ Einspeiseszenario einmal ohne und einmal mit regelbaren Ortsnetztransformatoren. Der rONT konnte nahezu in allen Netzsträngen die Spannung innerhalb eines zulässigen Spannungsänderungsbereichs von 3 % (nach der VDE Anwendungsregel 4105) halten. Bei allen untersuchten Netzen ist für aktuelle Planungsszenarien der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators mit lokaler Spannungsregelung ausreichend, um eine zulässige Spannung zu gewährleisten.

Im nächsten Schritt wurde der Planungshorizont ausgeweitet. Erst mit zunehmendem Planungshorizont werden in einigen Netzen andere Applikationen oder Regelstrategien als der regelbare Ortsnetztransformator notwendig. Dazu wurde in allen Netzen die installierte PV-Leistung erhöht bis eine Durchdringung von 50 % erreicht wurde. Lediglich in 5 von 30 Teilnetzen war der Einsatz des regelbaren Ortsnetztransformators mit lokaler Spannungsregelung nicht mehr ausreichend. In diesen Ausnahmefällen führte die Erweiterung des rONT Regelkonzepts um eine Spannungsregelung mit wirkleistungsabhängige Sollwertvorgabe wieder zu zulässigen Spannungen.

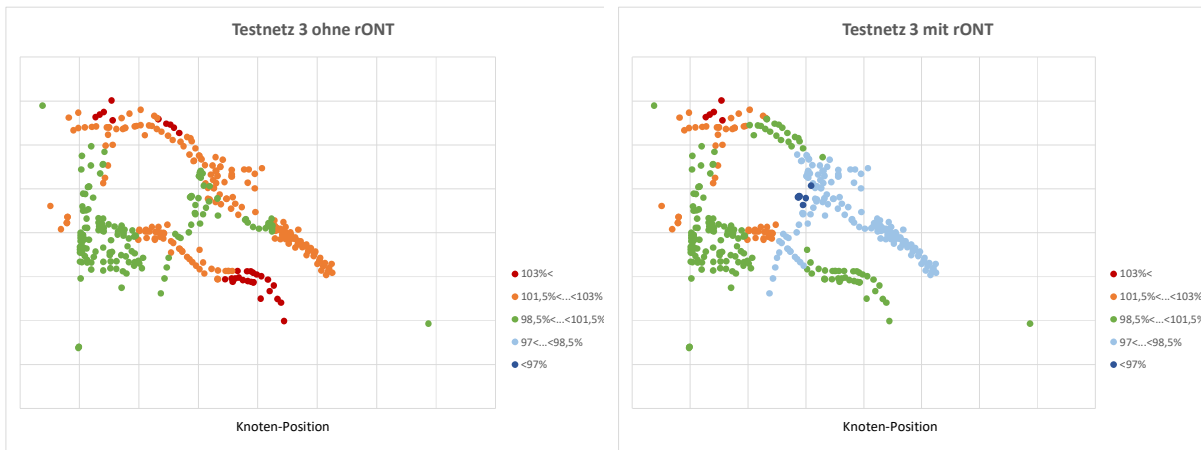


Abbildung 3.8: Lastflussanalyse realer Netze ohne und mit rONT

Im nächsten Schritt wurden alle Varianten von Applikationen, Kombination von Applikationen und Regelstrategien mit den entwickelten synthetischen NS-Netzen und generierten Last- und Einspeisezeitreihen in umfangreichen Systemsimulationen analysiert. Durch die Analyse von charakteristischen NS-Netzen sollten möglichst allgemeingültige Erkenntnisse abgeleitet werden. Zur Generierung der Last- und Einspeisezeitreihen wurde ein Zeitreihengenerator entwickelt. Mit diesem ist es möglich, synthetische Last- wie auch Einspeisezeitreihen über ein ganzes Jahr zu erstellen. Dabei werden 15-Minuten-Werte generiert, also insgesamt 35.040 Zeitpunkte jeweils für die Jahre 2015 und 2035. Wegen der großen Menge an notwendigen Simulationen, wurden die Systemsimulationen automatisiert.

Abbildung 3.9 zeigt das Schema dieser Automatisierung. Für verschiedene Last- und Einspeisezeitreihen sowie für die verschiedenen synthetischen NS-Netze wurden Lastflusssimulationen ohne Spannungsregelung (Referenz) und mit den verschiedenen Varianten der Spannungsregelung durchgeführt. Die Ergebnisse der umfangreichen Simulationen wurden zur technischen Bewertung der Applikationen und Regelstrategien verwendet.

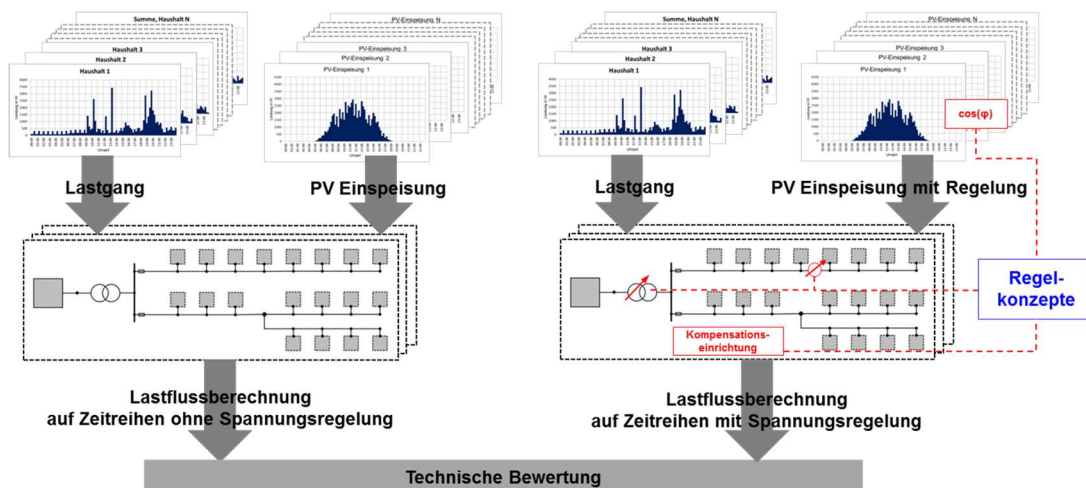


Abbildung 3.9: Schema der Automatisierung der Systemsimulation

Zu Beginn der Simulationen wurde eine sogenannte Worst-Case-Analyse für jedes Netz und jedes Szenario durchgeführt. Dabei wurden keine Lastzeitpunkte untersucht, sondern lediglich der reine Einspeisefall und der reine Lastfall betrachtet. Nach Durchführung der Worst-Case-Analyse für jedes betrachtete Szenario wurden die Lastzeitreihensimulation durchgeführt. Dazu erfolgte zunächst eine Auswahl an zu untersuchenden Szenarien und Methoden zur Spannungshaltung. Ein vereinfachter Simulationsablauf ist in Abbildung 3.10 als Ablaufdiagramm dargestellt.

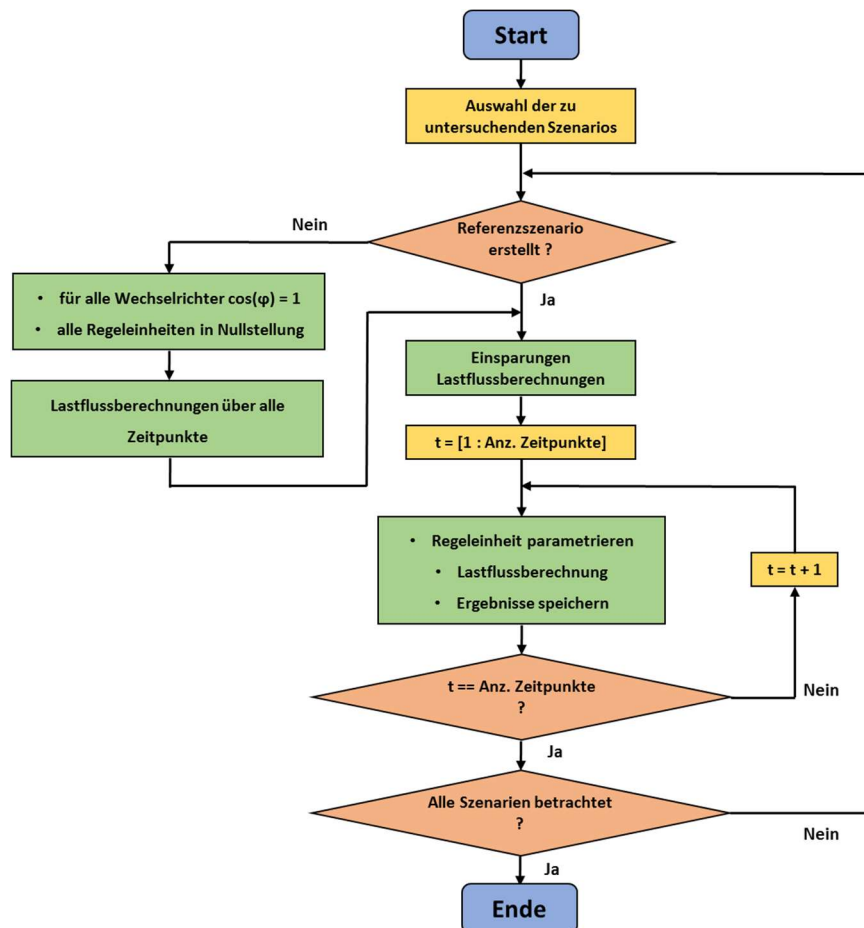


Abbildung 3.10: Ablaufdiagramm zu den Systemsimulationen in AP 3.2

Nach der Auswahl der zu untersuchenden Szenarien wird zunächst geprüft, ob für dieses Szenario bereits das Referenzszenario erstellt wurde. Bei der Erstellung des Referenzszenarios werden alle Wechselrichter mit $\cos\varphi = 1$ betrieben und alle vorhandenen Regeleinheiten befinden sich in ihrer Nullstellung. Danach wird über alle 35.040 Last- und Einspeisezeitpunkte eine Lastflussberechnung durchgeführt. Mit den Ergebnissen des Referenzszenarios erfolgt eine Analyse bzgl. der Einsparung von Lastflussberechnungen für die Simulation mit Spannungshaltungsmethoden. Dadurch kann die Simulationsdauer deutlich reduziert werden. Anschließend wird über alle ermittelten Zeitpunkte die Regelung parametriert, eine Lastflussberechnung durchgeführt und die Ergebnisse gespeichert.

Zur wirtschaftlichen Beurteilung wurde die Annuitätenmethode verwendet. Mithilfe der Annuitätenmethode können die verschiedenen Maßnahmen und Regelstrategien bzgl. ihrer Wirtschaftlichkeit verglichen werden. Dabei wurde zunächst der Barwert (BW) in Gleichung (2.1) ermittelt. Danach konnte in Gleichung (2.2) der Rentenbarwertfaktor (RBF) bestimmt werden. Die Annuität (A) ergibt sich aus dem Quotienten von Barwert und Rentenbarwertfaktor (siehe Gleichung (2.3)).

$$BW = \sum_{t=1}^T \frac{C_{(t)}}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{A}{(1+i)^t} = A \cdot \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

$$RBF_{i,T} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+i)^t} = \frac{(1+i)^T - 1}{(1+i)^T \cdot i} \quad (2.2)$$

$$\text{Kosten} = A = \frac{PV}{RBF_{i,T}} = BW \cdot \frac{(1+i)^T \cdot i}{(1+i)^T - 1} \quad (2.3)$$

<i>BW</i>	Barwert
<i>T</i>	Betrachtungszeitraum
<i>i</i>	Zinssatz
<i>C</i>	Zahlungszeitreihe
<i>A</i>	Annuität
<i>RBF</i>	Rentenbarwertfaktor

Der Barwert setzt sich aus der Summe der Investitionsausgaben (engl. Capital Expenditure, Capex) und den operativen Kosten (engl. Operational Expenditure, Opex) zusammen. Der Rentenbarwertfaktor wurde mit einem Zinssatz von 6 % und über eine Laufzeit von 20 Jahren berechnet.

Zur technischen Beurteilung der Methoden zur Spannungshaltung wurde eine Kenngröße zum Nutzen definiert. Dabei wird die Summe aller Zeitpunkte mit Überspannungen oder Unterspannungen über die simulierte Zeitreihe gebildet. Diese Summe wird durch die Summe aller Überspannungen und Unterspannungen ohne Maßnahmen und ohne Regelung geteilt. Dieser resultierende Quotient wird von 1 abgezogen und mit 100 % multipliziert. Dadurch ergibt sich ein möglicher Wertebereich von 0 bis 100 %. Ein Nutzen von 100 % bedeutet, dass alle Spannungsbandverletzungen mit der betrachteten Maßnahme und Regelstrategie gelöst werden konnten. Je kleiner der Nutzen ist, desto weniger wirksam war die untersuchte Methode hinsichtlich der Spannungshaltung.

$$\text{Nutzen} = \left(1 - \frac{\text{Überspannungen} + \text{Unterspannungen}|_{\text{mit Regelung}}}{\text{Überspannungen} + \text{Unterspannungen}|_{\text{ohne Regelung}}} \right) \cdot 100\% \quad (2.4)$$

Die dynamischen Systemsimulationen wurden zur Klärung der Einhaltung der Regelstabilität für alle bereits in den statischen Systemsimulationen untersuchten Applikationen und Regelstrategien durchgeführt. Die Regelstabilität ist abhängig von den gesetzten Reglerparametern, weshalb diese zusätzlich zu den Applikationen variiert wurden. Zur Durchführung der dynamischen Systemsimulationen waren leistungsfähige Rechner notwendig, welche zur Berechnung der folgenden Arbeitsschritte genutzt wurden:

- Auswahl von Szenarien für die dynamische Systemsimulation.
- Entwicklung einer Methodik zur Bewertung der Regelinstabilität.
- Bewertungsverfahren zur Regelstabilität.
- Durchführung von umfangreichen dynamischen Systemsimulationen.
- Auswertung der Ergebnisse und Bewertung des Stabilitätsverhaltens der getesteten Varianten.
- Zusammenstellung der Erkenntnisse und Festlegung auf eine oder mehrere weiterzuverfolgende Varianten von Applikationen, Regelstrategien und Reglerparametern.

Das Ergebnis der dynamischen Systemsimulationen war die Identifikation von Regelstrategien mit robuster Regelstabilität und Reglerparameter, welche im Labortest und dem Feldtest des Projektes angewendet wurden. Zur Untersuchung der Regelstabilität der Regelstrategien wurde eine große Zahl von Simulationsläufen durchgeführt, wobei die verwendeten Netzvarianten, die Kombinationen der Applikationen, die Regelstrategien und Reglerparameter sowie die eingesetzten Anregungsszenarien variierten. Der Ablauf der Untersuchungen wird in Abbildung 3.11 verdeutlicht.

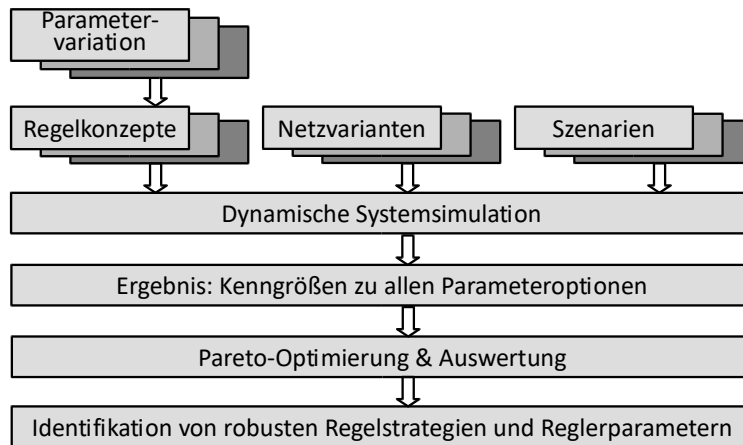


Abbildung 3.11: Überblick zur Methodik der dynamischen Systemsimulation

Die Einspeise- und Lastszenarien (Szenarien) zur Anregung des Systems wurden unter Worst-Case Betrachtung erstellt. Aus grundlegenden Überlegungen zum Verhalten der PV-Einspeisung hinsichtlich einer größtmöglichen Anregung des Systems wurden die Einspeiseverhalten (Events) nach Abbildung 3.13 ausgewählt. Zur Vervollständigung der Last- und Einspeiseszenarien war es notwendig, den Ausgangszustand vor dem Auftreten eines Events festzulegen, siehe Abbildung 3.12. Nicht jeder Ausgangszustand ist für jede Anregung geeignet.

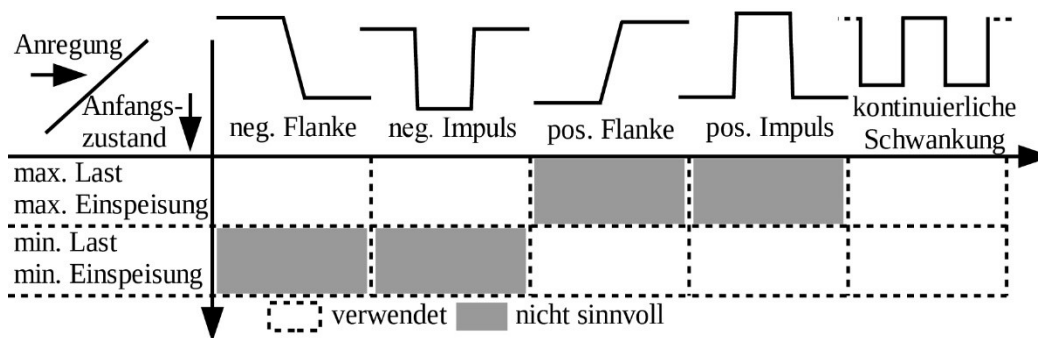


Abbildung 3.12: Einspeise- und Lastszenarien

Das Diagramm auf der rechten Seite in Abbildung 3.13 zeigt beispielhaft den Ablauf einer Simulation. Beginnend von einem definierten Anfangszustand wird das System angeregt, welches auf die Anregung reagiert. Das einschwingende Verhalten ist beispielhaft für die Wechselwirkung des Blindleistungsmanagements mehrerer PV-Wechselrichter im gleichen Netzbereich. Die Stufenänderungen des Längsreglers (*tap*) erfolgt zeitverzögert.

Event	Beschreibung
	Positive Flanke z.B. nach Vorüberziehen einer Wolke; es können sehr hohe Leistungsgradienten entstehen.
	Negative Flanke z.B. durch eine aufziehende Wolke; Erzeugungsleistung der PV-Anlagen bricht ein
	Positiver Impuls z.B. durch den Irradiance Enhancement (IE) Effekt
	Negativer Impuls z.B. bei kurzem Wolken-Durchzug
	periodische Schwankung z.B. durch Lastschwankungen oder mehrfachem Wolken-Durchzug

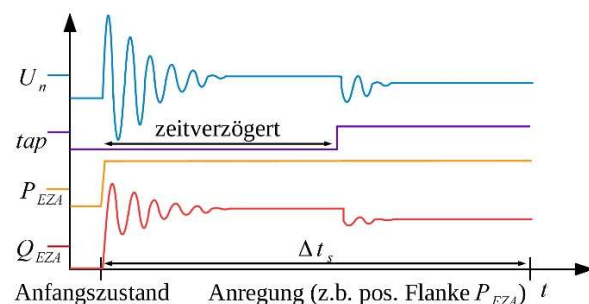


Abbildung 3.13: Beschreibung der Einspeiseszenarien und Beispiel zum Simulationsablauf

Um eine Aussage über die Regelstabilität zu erhalten, wurden in der Beobachtungszeit Δt_s die Verläufe der Knotenspannungen und der Reglerausgangsgrößen, d.h. die Blindleistungsänderungsverläufe der EZA (Q_{EZA}) sowie die Stufenänderungen (tap) des rONT und SR, erfasst und unter Verwendung von Kenngrößen bewertet. Die Auswahl der Kenngrößen orientierte sich an den Anforderungen der Regelung und den Grenzwerten in Niederspannungsnetzen. Die verwendeten Kenngrößen sind in Tabelle 3.3 zusammengestellt:

Tabelle 3.3: Kenngrößen zur Bewertung der Regelstabilität

<p>Größte relative Spannungsänderung d_{max}</p> $d_{max} = \frac{\Delta U_{max}}{U_n} \quad 0 \leq d_{max} < \infty \quad (2.5)$	<p>Kurzzeit-Flickerstärke p_{st}</p> $P_{st} = g(U(t)) \quad 0 \leq P_{st} < \infty \quad (2.6)$
<p>Schwingungsgehalt des Blindleistungsänderungsverlaufs s_q</p> $s_q = \frac{Q}{Q} = \sqrt{\frac{Q_1^2 + Q_2^2 + Q_3^2 \dots}{Q_0^2 + Q_1^2 + Q_2^2 \dots}} \quad 0 \leq s_q \leq 1 \quad (2.7)$	<p>Absolute Häufigkeit der Schalthandlungen A_{tap} je Szenario $H_s(A_{tap})$</p> $0 \leq H_s(A_{tap}) < \infty \quad (2.8)$

Zur Untersuchung der Regelstabilität wurden dynamische Reglermodelle zu den Applikationen erstellt. Es handelt sich dabei um einfach gehaltene Modelle, welche jedoch alle wichtigen Funktionen beinhalten. Während für die Q(U)-Regelung der Wechselrichter mehrere dynamische Reglermodelle in der Literatur existieren, konnten keine Reglermodelle für den rONT und den Strangspannungsregler gefunden werden. Diese wurden aus der prinzipiellen Funktionsweise der Applikationen abgeleitet.

Abbildung 3.14 zeigt die Reglermodelle zu den einzelnen Applikationen. Für den rONT und den SR sind die Reglermodelle für die Regelstrategie der wirkleistungsabhängigen Sollwertvorgabe dargestellt. Die gezeigten Reglerparameter waren Eingangsdaten der Simulation und wurden während den Simulationsreihen variiert.

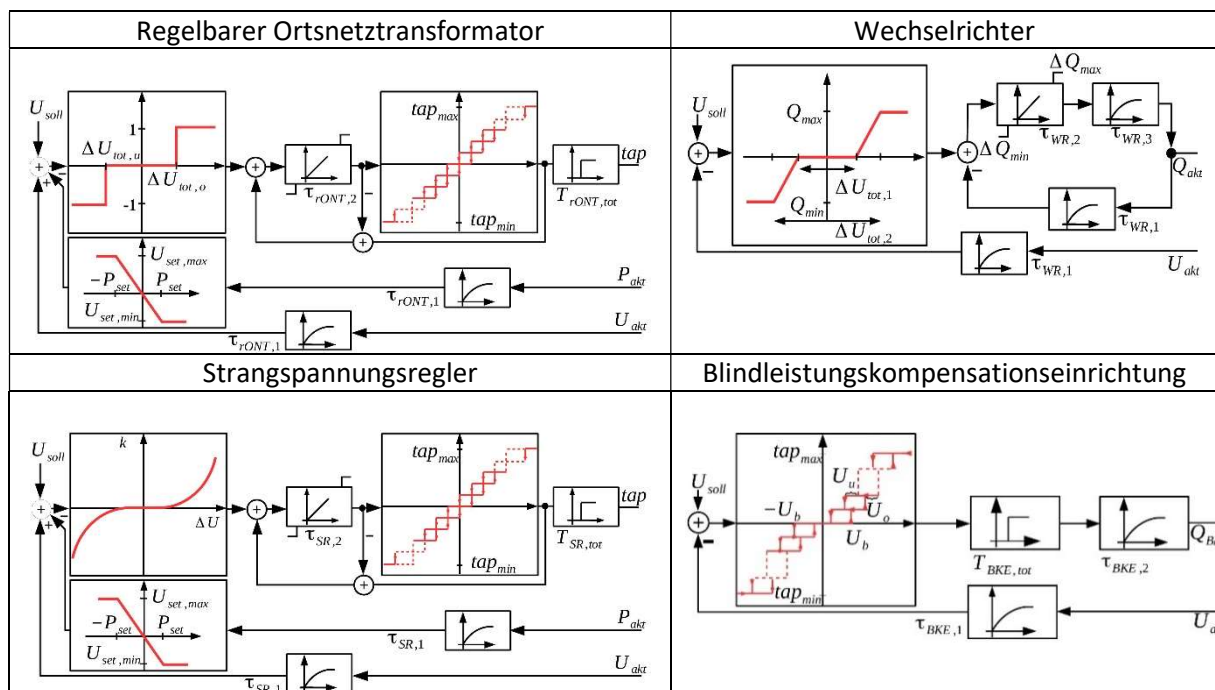


Abbildung 3.14: Dynamische Reglermodelle zu den Applikationen

3.4 Systemkonzept

Im Arbeitspaket 4 wurde das Systemkonzept für die Anwendung spannungsstabilisierender Applikationen erstellt. In den nachfolgenden Abschnitten erfolgt eine Beschreibung der verschiedenen Arbeitsschritte.

3.4.1 Anforderungen und Systemaufbau

Im ersten Arbeitsschritt wurden die funktionalen Anforderungen an das Systemkonzept erhoben und zusätzliche nicht-funktionale Anforderungen definiert. Folgende funktionale Anforderungen wurden bei der Erstellung des Systemkonzepts berücksichtigt:

- Anwendbarkeit auf verschiedene Verteilernetztypen.
- Kombinierbarkeit von spannungsstabilisierenden Applikationen.
- Integration verschiedener Anlagentypen.
- Verwendung einer IP-basierten Kommunikationsinfrastruktur.

Zusätzlich wurden folgende nicht-funktionale Anforderungen berücksichtigt, vor allem in Hinblick auf eine technische Umsetzung:

- Keine Abhängigkeiten von Infrastruktur außerhalb des Verteilnetzes.
- Einheitliche Adressierung und Datenmodelle.

Für eine technische Umsetzbarkeit des Systemkonzepts wurden im Projekt folgende Annahmen getroffen, die aus Sicht aller Projektpartner keine Einschränkungen hinsichtlich der Anwendbarkeit des Systemkonzepts darstellen:

- Maximal 1 regelbarer Ortsnetztransformator pro Ortsnetz
- Maximal 5 Stränge pro Ortsnetz
- Maximal 2 Abschnitte pro Strang
- Maximal 1 Strangspannungsregler pro Strang
- Maximal 3 Messstellen pro Abschnitt
- Maximal 5 Wechselrichter pro Abschnitt

Daraus resultieren für das Systemkonzept folgende Systemkomponenten:

- 1 Fernzugang
- 1 Visualisierung
- 1 Regeleinheit
- 1 regelbarer Ortsnetztransformator
- 5 Strangspannungsregler
- 33 Messstellen
- 50 Wechselrichter

Der daraus resultierende maximale Systemaufbau ist in der Abbildung 3.15 dargestellt.

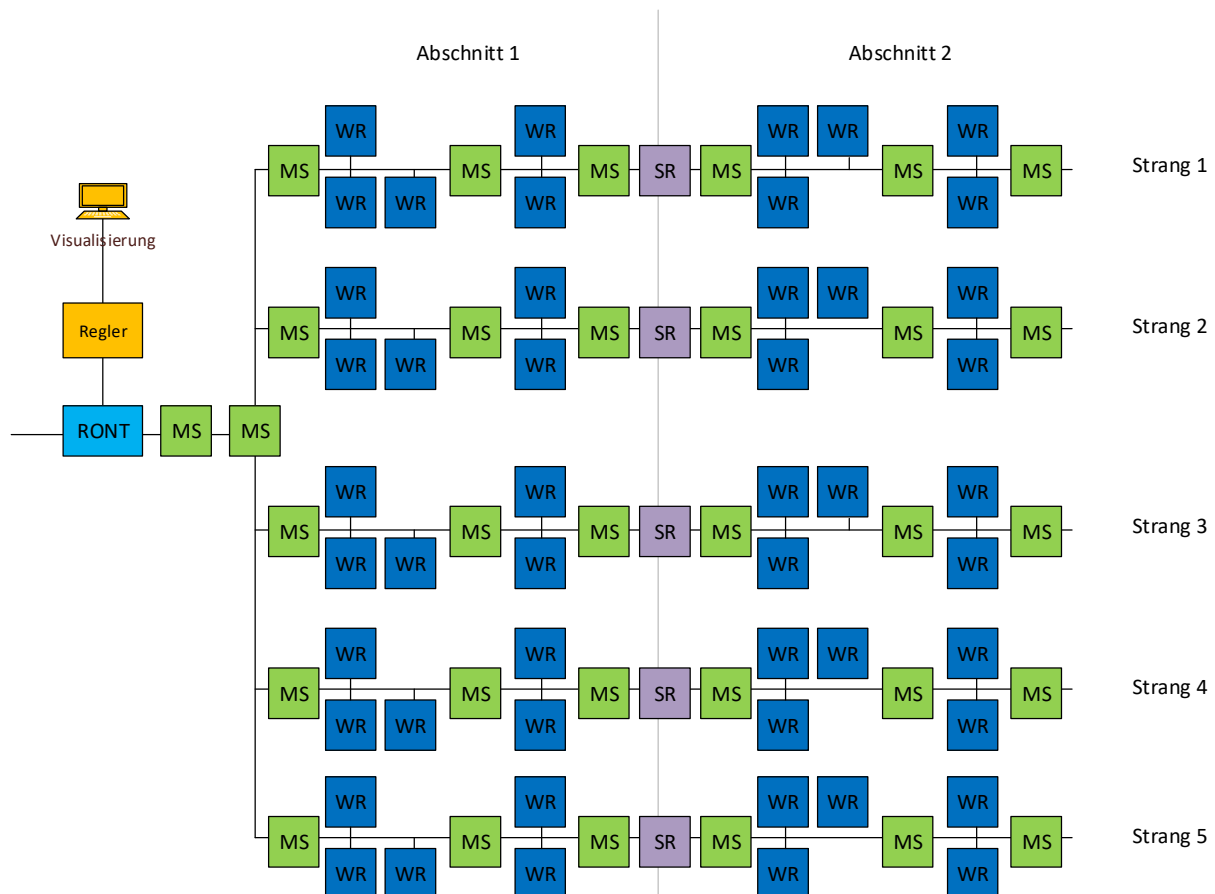


Abbildung 3.15: Systemkonzept

3.4.2 Informations- und Kommunikationstechnik

Die Arbeiten im Arbeitspaket 4 hatten aus Sicht der Informations- und Kommunikationstechnik zwei Schwerpunkte. Im ersten Schritt mussten die Anforderungen an das Kommunikationsnetz, die sich aus der Auswahl der verwendeten Spannungshaltungsmechanismen und aus den Regelalgorithmen ergeben, ermittelt werden. Nach Ermittlung der Anforderungen war die Entwicklung eines Systemkonzepts und das Einbringen der Ergebnisse in den Leitfadenswerkpunkt der Arbeiten.

Bei der Definition der Anforderungen aus Sicht der unterschiedlichen Spannungshaltungsmechanismen zeigte sich die Wichtigkeit der Verwendung eines einheitlichen Kommunikationsprotokolls, um die Applikationen zu steuern bzw. deren Zustände auslesen zu können. Erst die Verwendung einheitlicher Kommunikationsprotokolle macht die barrierefreie Kommunikation der einzelnen Applikationen untereinander möglich. Im Bereich der Kommunikationsinfrastruktur ist mit der TCP/IP-Protokollfamilie bereits ein weltweit einheitlicher Standard verfügbar. Die Kommunikation mit Hilfe des TCP/IP-Protokolls hat sich weltweit bei der Internet-Kommunikation bewährt und bietet somit eine sichere Basis für die Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten. Auch zur Kommunikation mit Mess- und Regelsystemen stehen mehrere auf TCP/IP basierende Kommunikationsprotokolle (z.B. ModBUS TCP, IEC 60870-5-104, IEC 61850) zur Verfügung. Die Verwendung des TCP/IP-Protokolls ist außerdem ein sehr wichtiger Ausgangspunkt für den Aufbau hybrider Kommunikationsnetze. Im Rahmen des Arbeitspaketes 4.1 wurde ein Berechnungstool entwickelt, das auf Basis einiger Eckdaten (wie z.B. Anzahl zu regelnder Applikationen, verwendetes Kommunikationsprotokoll zur Steuerung der Applikationen) den Bandbreitenbedarf auf dem Kommunikationsnetz ermittelt. Zusätzlich wurden noch Anforderungen bzgl. Latenzzeit und der Maximaldauer des Regelungszyklus definiert. Anhand der in Zusammenarbeit mit der Pfalzwerke Netz AG und der TU Kaiserslautern im Arbeitspaket festgelegten Rahmenbedingungen ergab sich ein maximaler Bandbreitenbedarf von knapp 1 Mbit/s sowohl in Lese- als auch in Schreibrichtung. Auch

hinsichtlich der für die Applikationen erforderlichen Latenzzeiten ergaben sich mit einer maximalen Latenzzeit von 125ms hohe Anforderungen. Dieser Wert stellt allerdings einen rein rechnerischen Wert dar, da je nach verfügbarer Bandbreite, die Latenzzeit abhängig von der zu übertragenden Paketgröße deutlich variieren kann und die für den Aufbau der TCP/IP-Verbindung erforderlichen Pakete deutlich kleiner sind als das eigentliche Datenpaket. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Steuerung der spannungsstabilisierenden Applikationen sehr hohe Anforderungen an das Kommunikationsnetz stellt.

Bei der Sammlung der Anforderungen aus den Algorithmen des neuen Regelkonzepts (Arbeitspaket 4.2) zeigte sich, dass die ermittelten Anforderungen durch die Anforderungen, die im Arbeitspaket 4.1 ermittelt wurden, bereits abgedeckt waren.

Bei der Anbindung der spannungsstabilisierenden Applikationen an ein Backendsystem (Arbeitspaket 4.3) ergaben sich neben den Anforderungen an die verwendeten Protokolle besondere Anforderungen aus Sicht der Informationssicherheit. Abgeleitet von den Anforderungen der Anwendungen sowie den örtlichen Gegebenheiten (wie z.B. Verfügbarkeit von bereits bestehenden Kommunikationsnetzen oder -anbindungen) muss ein Sicherheitskonzept erstellt werden. Der Netzbetreiber ist nach §11 (1a) des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichtet, einen angemessenen Schutz gegen Bedrohungen der Telekommunikations- und elektronischen Datenverarbeitungssysteme, die der Netzsteuerung dienen, sicherzustellen. Die Forderungen des Gesetzgebers wurden durch die Bundesnetzagentur im zugehörigen IT-Sicherheitskatalog präzisiert. Eine Grundforderung des IT-Sicherheitskatalogs ist die Einführung eines Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS) durch den Netzbetreiber, das mindestens den Anforderungen der DIN ISO/IEC 27001 entspricht. Entsprechend dem Ansatz in der DIN ISO/IEC 27001 ist vor Aufbau eines neuen bzw. vor Erweiterung eines bestehenden Kommunikationsnetzes eine Risikoanalyse durchzuführen. Aus den Ergebnissen der Risikoanalyse sind dann Anforderungen an die Absicherung des Kommunikationsnetzes hinsichtlich der Schutzziele Vertraulichkeit, Integrität, Verfügbarkeit und Authentizität der Kommunikation zu definieren und in den Planungsansatz zu übernehmen. Insofern muss die komplette Infrastruktur zur Kommunikation des Regelsystems vor Ort in ein beim Netzbetreiber vorhandenes ISMS eingebunden werden. Auch hinsichtlich der Informationssicherheit zeigte sich die Wichtigkeit der Verwendung von auf TCP/IP basierender Kommunikationsprotokolle, da für die TCP/IP-Kommunikation weltweit anerkannte Sicherheitsmechanismen (wie z.B. VPN-Verbindungen und TLS-Verschlüsselung) bereits vollständig verfügbar sind. Die erforderliche Vorgehensweise wurde evaluiert und wie oben beschrieben in den Leitfaden eingebracht.

Im Rahmen des Arbeitspaketes 4.4 wurden am Markt verfügbare Kommunikationstechnologien evaluiert und in Bezug auf die Anforderungen aus den vorangegangenen Arbeitspaketen 4.1 – 4.3 bewertet. Durch die hohen Anforderungen an Bandbreite, Verfügbarkeit und Echtzeitfähigkeit zeigten sich von den am Markt verfügbaren Kommunikationstechnologien nur Breitband-Powerline, LTE und Glasfaser als vollständig geeignete Technologien für die Anbindung von spannungsstabilisierenden Applikationen im Niederspannungsnetz. Wenn die Kommunikationsinfrastruktur für CDMA im 450 MHz-Band in Deutschland ausgebaut werden sollte, wäre auch CDMA als Kommunikationstechnologie für intelligente Netzsteuerung nutzbar.

Im Arbeitspaket 4.4 wurde auch die Möglichkeit der Einbindung zukünftig vorhandener intelligenter Messsysteme (iMsys) in das Regelkonzept betrachtet. Durch die Nutzung der durch die iMsys zur Verfügung gestellten netzdienlichen Daten könnten sowohl aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten als auch aus der Sicht der Informationssicherheit Synergieeffekte erzielt werden. Bezüglich der Bereitstellung netzdienlicher Daten entsprechend dem Tarifierungsfall (TAF) 10 der technischen Richtlinie TR-03109-1 des BSI konnten einige Fragen während der Projektlaufzeit nicht geklärt werden. Beispielsweise ist bei der Nutzung der durch den TAF 10 bereitgestellten Daten für Regelzwecke eine Gegenüberstellung der möglichen und der erforderlichen Auslesefrequenz erforderlich. Da jede Datentransaktion zu einem externen Marktteilnehmer im Letztverbraucher-Log dokumentiert werden muss, könnte sich bei einer hohen Ablesefrequenz durch das Regelsystem ein sehr hoher, möglicherweise zu hoher, Speicherbedarf ergeben. Andererseits ist zu beachten, dass bei der

Auslesung der Daten über das SMGW die Kommunikationsnetze des Regelsystems und des Smart-Metering Systems zusammengeführt werden müssen. Hierbei sind ebenfalls die möglichen Konsequenzen bezüglich der IT-Sicherheit zu berücksichtigen. Nicht zuletzt muss geklärt werden, ob das SMGW die Daten in einem vom Regelsystem lesbaren Datenformat zur Verfügung stellt. Grundsätzlich ist aber eine Bereitstellung von hochauflösenden Messdaten für ein Regelsystem mit kleineren technischen Anpassungen in Zukunft sicher möglich. Die Zusammenfassung der Ergebnisse der Evaluation findet sich im Leitfaden wieder.

Eine Verifizierung der Ergebnisse aus dem Arbeitspaket 4 erfolgte im Rahmen des Feldtests, der im realen Stromnetz in „Weisenheim am Berg“ durchgeführt wurde (siehe Abschnitt 3.8)

Alle Ergebnisse aus den Arbeitspaketen 4.1 – 4.4 sind in die Erstellung des Leitfadens eingeflossen. Diese sind in den die IKT betreffenden Abschnitten 4.2, 5.2, 6.2 sowie im Anhang im Abschnitt 8.3 des Leitfadens zu finden.

3.5 Implementierung des Regelkonzepts

Die Implementierung des Regelkonzepts erfolgte nach den gesetzten Rahmenbedingungen aus dem Systemkonzept (Abschnitt 3.4). Es wurden Datenpunkte für ein Netz mit fünf Strängen hinterlegt. Im Regelalgorithmus wird nur ein regelbarer Ortsnetztransformator je Netz berücksichtigt. Jeder Strang kann einen Strangspannungsregler enthalten und ist noch einmal in zwei Abschnitte mit Mess- und Steuerstellen vor- und nach dem Strangspannungsregler unterteilt. Jeder Abschnitt kann jeweils fünf steuerbare Erzeugungsanlagen bzw. Wechselrichter enthalten und drei Messstellen. Allen Mess- und Steuerstellen wurde eine IP-Adresse zugewiesen, siehe Anhang 10. Die IP-Adresse dient damit auch der geografischen Zuordnung der Geräte, mit steigender Gerätenummer bei steigender Entfernung von der Ortsnetzstation. Wird unter einer IP-Adresse kein Signal empfangen, so wird angenommen, dass diese IP-Adresse nicht vergeben ist. Abbildung 3.16 visualisiert die berücksichtigten Mess- und Steuerstellen im Regelalgorithmus und gibt das Schema der Benennung wieder (vergl. Abschnitt 10).

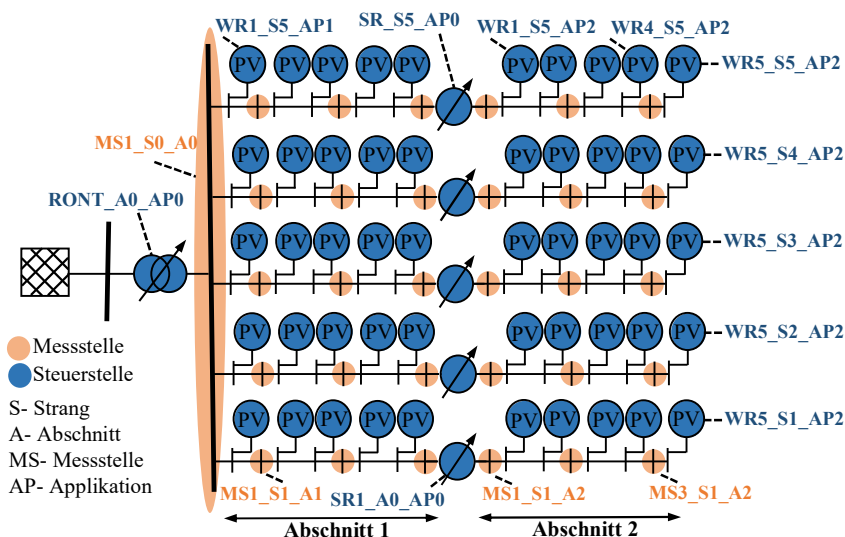


Abbildung 3.16: Berücksichtigte Mess- und Steuerstellen im Regelalgorithmus

Bei der Überführung des Regelkonzepts in einen Programmcode wurde eine objektorientierte Programmierung verwendet. Abbildung 3.17 zeigt die verwendete Klassenstruktur. Wichtig war, die Art der Regelung von den eigentlichen Objekten (Applikationen) zu trennen, so dass eine einfache Erweiterung weiterer Regelstrategien oder Applikationsvarianten möglich ist. Es wurde das Abstraktionsprinzip verwendet, um damit verschiedene Informationsebenen zu schaffen. Klassenobjekte der Applikations- und Steuerungsebene erben die Eigenschaften der jeweiligen abstrakten Klasse und besitzen damit in einer Ebene die gleichen Eingangs- und Ausgangsdatenformate. In dem Klassenobjekt "System and Data Management" werden in Dauerschleife das Programm abgearbeitet und alle anderen Klassenobjekte aufgerufen. Unter

anderem erfolgen das Auslesen der Messdaten und das Setzen der Steuerbefehle. Ein Zyklus des Systems wird alle 5 s durchgeführt.

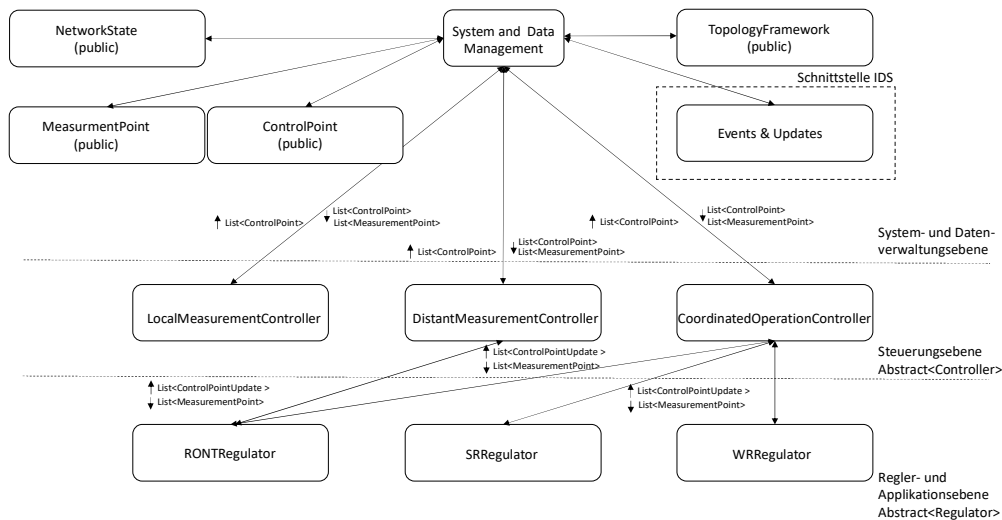


Abbildung 3.17: Klassenstruktur des implementierten Regelkonzepts

Nach der Überführung des Regelkonzepts in einen Programmcode erfolgte das softwareseitige Testen und Verifizieren des Regelalgorithmus im Labor der TUK. Hierfür wurden automatisierte Testläufe in einer Testumgebung durchgeführt. Danach erfolgten der Aufbau der Informations-, Kommunikations- und Messtechnik im Labor und ein Test des Regelalgorithmus ohne Primärtechnik.

3.6 Vorbereitung Labor- und Feldtest

Zur Vorbereitung der Labor- und Feldtests wurden anhand von Anforderungen an die Applikationen aus Sicht des Netzbetreibers die Testszenarien für den Labortest entwickelt. Diese sind in Tabelle 3.4 dargestellt.

Tabelle 3.4: Anforderungen und Anwendungsfälle für den Labortest

<p>Einhaltung von Vorgaben und Grenzwerten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • EN 50160: <ul style="list-style-type: none"> ○ Schnelle Spannungsänderungen ○ Langsame Spannungsänderungen ○ Flicker ○ Unsymmetrie ○ Oberschwingungen • Strombelastbarkeit der Betriebsmittel • Regelparameter • Stabilität des Regelsystems • Durchlässigkeit des Rundsteuersignals • Stabilität des Kommunikationssystems 	<p>Verschiedenen Netzkonfigurationen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lange Ausläufer • Einspeisungen/Lasten am Leitungsende • Unsymmetrische Erzeugung/Lasten • Starklasten (z.B. Wärmepumpe, Ladesäule, Elektroheizung, etc.) • Einschaltströme • Zu-/Abschalten großer Lasten/Erzeuger
<p>Verhalten beim Eintrag von Störgrößen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spannungssprung in der MS-Ebene • Spannungseinbruch in der MS-Ebene • Transiente Vorgänge MS-Ebene (z.B. Erdschlusseintritt oder –löschung) • Kurzschluss NS-Ebene • Leiterunterbrechung NS-Ebene • Ausfall Mess-/Kommunikationstechnik 	<p>Weitere Anwendungsfälle:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Betrieb von Netzersatzanlagen • Zu-/Abschalten der Netzersatzanlagen (Synchronisation) • IT-Sicherheit • Änderungen der Netztopologie

Außerdem erfolgte die Festlegung der Reglerparameter für den Labor- und Feldtest nach dem im Leitfaden beschriebenen Verfahren.

Hinsichtlich des Testnetzes für den Feldtest mussten Anpassungen in der Netzkonfiguration vorgenommen werden, um gewünschte Netzeigenschaften zu erhalten und netzkritischere Zustände zu erreichen, welche auch eine Kombination von spannungsstabilisierenden Maßnahmen erforderten. Abbildung 2.17 zeigt die Netztopologie des NS-Netzes im Feldtest. An drei Stellen wurde das Netz aufgetrennt (rote Markierung): Eine offene Trennstelle am Kabelverteilerschrank (KV) 3 und zwei offene Trennstellen am KV 4. Durch die Auftrennung wurden zwei spannungskritische Stränge geschaffen, wobei zwischen KV 2 und KV 3 der Strangspannungsregler geschaltet wurde.

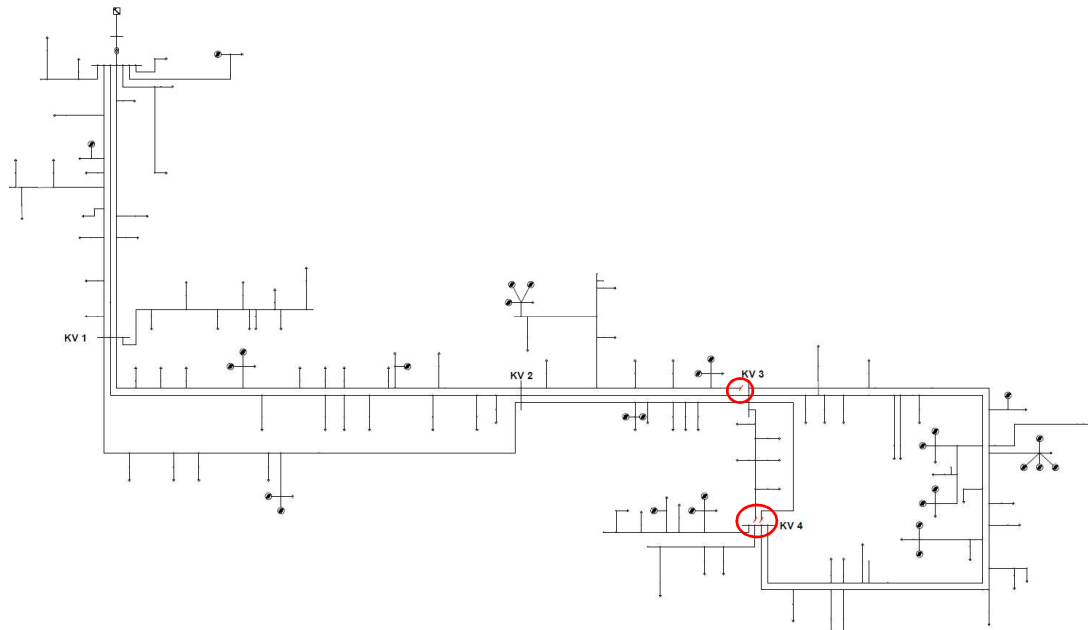


Abbildung 3.18: Netztopologie im Feldtest

3.7 Labortest

3.7.1 Untersuchte Regelstrategien im Labor

Die verschiedenen Regelstrategien wurden mit einheitlichen Lastprofilen untersucht, um die Ergebnisse der Untersuchungen miteinander vergleichen zu können. Dazu wurde zusätzlich eine Referenzmessung ohne spannungsbeeinflussende Betriebsmittel durchgeführt. Da die Betriebsmittel auch interne Regelstrategien zur lokalen Spannungsregelung aufweisen, sind diese Regelstrategien ebenfalls untersucht worden. Außerdem wurden die beiden in diesem Projekt entwickelten Regelkonzepte untersucht. Insgesamt waren damit vier Regelstrategien zu vergleichen:

- Referenzmessung ohne spannungsbeeinflussende Betriebsmittel
- Lokale Spannungsregelung der einzelnen Betriebsmittel
- Spannungsregelung mit abgesetzter Messung
- Koordinierter Betrieb

3.7.2 Struktur des Labornetzes

Für den Test der Regelalgorithmen wurden neben Lasten auch Einspeisemöglichkeiten mit variablen Regelverfahren ($Q(U)$) und festen Leistungsfaktoren ($\cos\varphi$) im Labornetz eingebaut. Ebenfalls waren ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) und ein Strangspannungsregler (SR) zur Regelung vorhanden. Weitere Anforderungen an das Labornetz waren die möglichen Spannungsbandbeeinflussungen durch die verwendeten Lasten und Einspeisungen. Das aus den Anforderungen resultierende Labornetz ist in Abbildung 3.19 dargestellt.

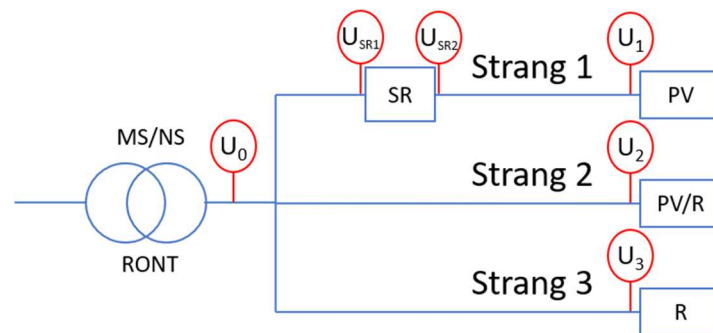


Abbildung 3.19 Resultierendes Labornetz

Den Anschluss an das Mittelspannungsnetz lieferte ein rONT mit 9 Stufenstellungen und einer Stufenweite von 2,5 % U_n . Das Labornetz bestand aus drei Strängen, an die jeweils am Strangende eine regelbare Last bzw. Einspeisung angeschlossen war. Der erste Strang wies lediglich Einspeisung ($P_{1,PV} = 140 \text{ kW}$), der dritte Strang lediglich Last auf ($P_{3,Last} = -45 \text{ kW}$). Der zweite Strang konnte variiert werden ($P_{2,Last} = -45 \text{ kW}$, $P_{2,PV} = 70 \text{ kW}$), sodass insgesamt Untersuchungen sowohl mit zwei Einspeise- und einem Laststrang als auch einem Einspeise- und zwei Laststrängen möglich waren. Der erste Strang wies zusätzlich den Strangspannungsregler als spannungsbeeinflussende Komponente auf.

3.7.3 Last- und Einspeiseprofile für den Labortest

Die oben genannten Regelstrategien wurden für die fehlerfreien Untersuchungen mit zwei Profilen getestet.

Das erste Profil setzte sich aus verschiedenen Last- und Einspeisewechseln zusammen. Die möglichen auftretenden Ereignisse resultieren aus Verbrauchsänderungen oder Umwelteinflüssen, wie Wolkenzug. Die daraus abgeleiteten Ereignisse sind:

- Spannungsanstieg (Einspeiseerhöhung / Lastrückgang)
- Spannungsabsenkung (Einspeiserückgang/ Lastanstieg)
- Kurzzeitiger Spannungsanstieg (Einspeiseerhöhung/ Lastrückgang)
- Kurzzeitige Spannungsabsenkung (Einspeiserückgang/ Lastanstieg)
- Periodische Spannungsänderung (Einspeisung/Last)

Diese Ereignisse können mit unterschiedlichen Anfangsbedingungen auftreten und führen zu mehreren Testsequenzen, welche zu einem Last- und Einspeiseprofil zusammengesetzt wurden. Die Laboruntersuchungen hatten zwei wesentliche Ziele: die Untersuchung der Performance bei möglichen Extrembedingungen (Worst-Case) und die Funktionsfähigkeit der Regelkonzepte auch unter diesen Bedingungen nachzuweisen. Daher wurden für die Last- und Einspeisewerte die maximal möglichen Werte verwendet. Das damit resultierende Worst-Case-Profil ist in Abbildung 3.20 dargestellt und die Testsequenzen sind in Tabelle 3.5 beschrieben.

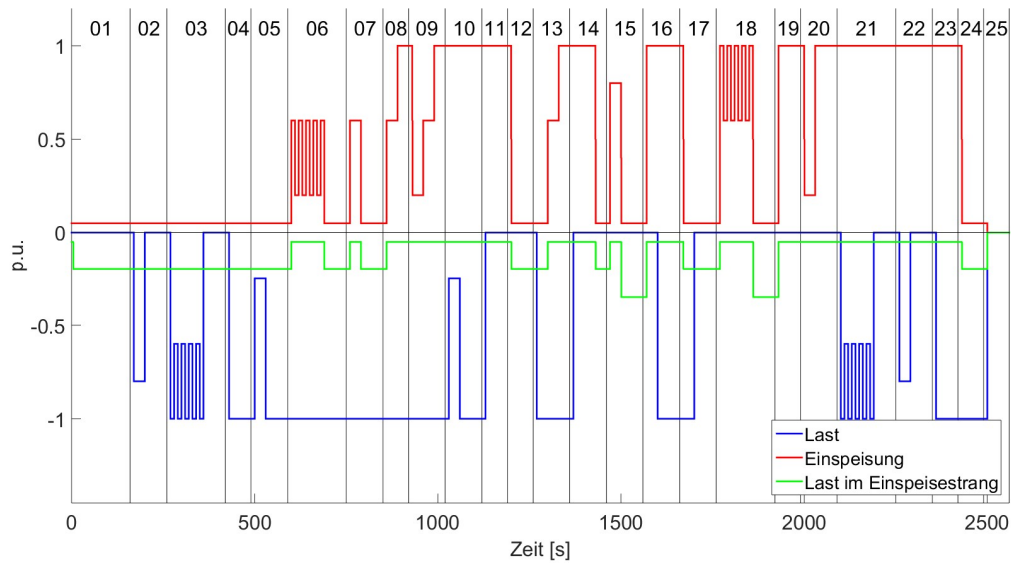


Abbildung 3.20 Worst-Case Last- und Einspeiseprofil $t_{\text{Summe}} = 2500 \text{ s}$

Tabelle 3.5 Worst-Case Last- und Einspeiseprofil

Nummer	Last	Einspeisung
01	Initialisierung	
02	Kurzzeitiger Anstieg	Minimum
03	Periodischer Wechsel	Minimum
04	Anstieg	Minimum
05	Kurzzeitiger Rückgang	Minimum
06	Maximum	Periodischer Wechsel
07	Maximum	Kurzzeitiger Anstieg
08	Maximum	Anstieg
09	Maximum	Kurzzeitiger Rückgang
10	Kurzzeitiger Rückgang	Maximum
11	Rückgang	Maximum
12	Minimum	Rückgang
13	Anstieg	Verzögerter Anstieg
14	Rückgang	Verzögerter Rückgang
15	Minimum	Kurzzeitiger Anstieg
16	Verzögerter Anstieg	Anstieg
17	Verzögerter Rückgang	Rückgang
18	Minimum	Periodischer Wechsel
19	Minimum	Anstieg
20	Minimum	Kurzzeitiger Rückgang
21	Periodischer Wechsel	Maximum
22	Kurzzeitiger Anstieg	Maximum
23	Anstieg	Maximum
24	Maximum	Rückgang
25	Rückgang	Minimum

Das zweite Profil spiegelt einen Tagesverlauf der Lasten und Einspeisungen wieder, um einen Vergleich der Regelstrategien auch unter realistischen Bedingungen durchzuführen. Das realistische Profil ist in Abbildung 3.21 dargestellt.

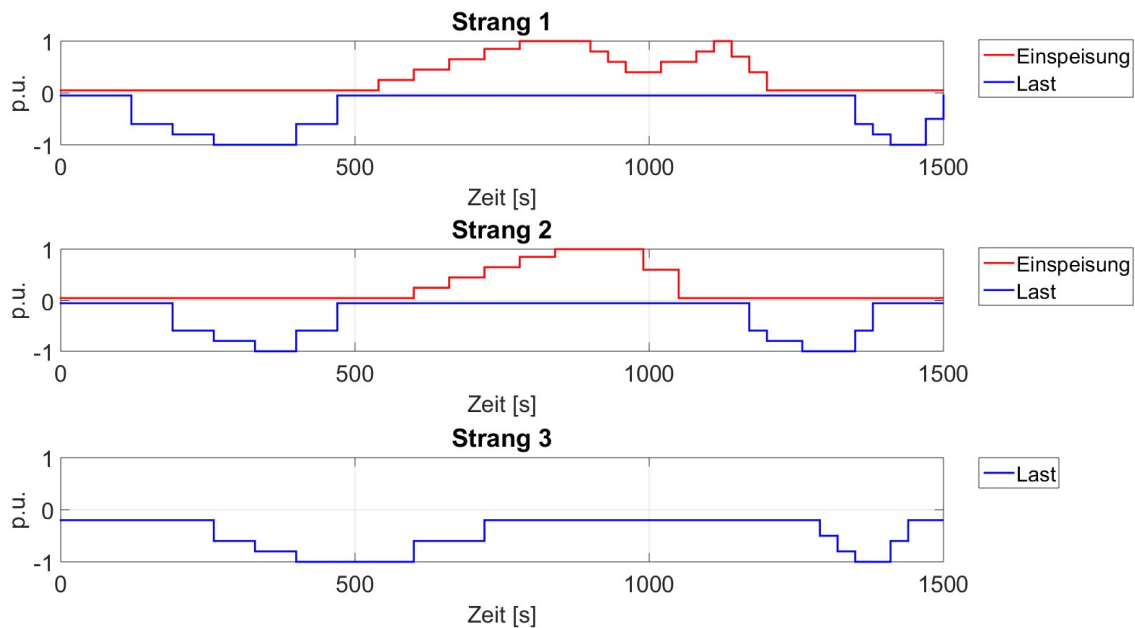


Abbildung 3.21 Realistisches Last- und Einspeiseprofil $t_{\text{summe}} = 1500$ s

Für jeden Strang lag ein eigenes Profil für Lasten und Einspeisungen vor. Zu Beginn stiegen die Lasten in kleinen Schritten von 20-40 % in allen drei Strängen auf 100 % der Leistung an, anschließend sanken diese wieder ab. In den ersten beiden Strängen stiegen die Einspeiseleistungen, ebenfalls in Schritten, auf 100 % an. Im zweiten Strang sank die Einspeiseleistung nach einer Zeit mit maximaler Einspeisung in zwei Schritten wieder ab. Im ersten Strang stieg diese nach dem ersten Absinken auf 40 % anschließend erneut auf die maximale Leistung an. Zum Abschluss der Profile stiegen in allen drei Strängen erneut die Lasten in Stufen an, bevor diese wieder in Stufen abgeschaltet wurden. Das realistische Profil bildet einen Tagesgang nach, bei dem in den Morgen- und Abendstunden starke Lastfälle und in der Mittagszeit ein starker Einspeisefall vorliegt. Die Last- und Einspeiseprofile konnten mit den verwendeten Komponenten sowohl symmetrisch als auch asymmetrisch untersucht werden, um verschiedene Lastsituationen nachzubilden.

3.7.4 Untersuchungen zum fehlerbehafteten Betrieb

Neben den Untersuchungen im fehlerfreien Normalbetrieb wurden zusätzlich Fehlerzustände untersucht, um das korrekte Verhalten der Betriebsmittel, der zentralen Regeleinheit und der Regelkonzepte (Spannungsregelung mit abgesetzter Messung / koordinierter Betrieb) sicherzustellen. Damit kann ein sicherer Betrieb für den Feldtest und somit für die Endkunden gewährleistet werden. Die nach Abstimmung mit den Projektpartnern zu überprüfenden Fehlerzustände sind in Tabelle 3.6 aufgelistet, das geforderte Verhalten ist in Abschnitt 4.1 beschrieben.

Tabelle 3.6: Fehlerzustände

Nummer	Betriebsmittel	Fehler	Fehlerort
1	Strangspannungsregler	Leiterunterbrechung	Strang 1 vor SR
2	Strangspannungsregler	Leiterunterbrechung	Strang 1 nach SR
3	rONT	Leiterunterbrechung	Strang 2
4	rONT	Leiterunterbrechung	Strang 3
5	Zentraler Regler	Netzausfall	rONT
6	SR / Zentraler Regler	Kommunikationsausfall	SR
7	SR / Zentraler Regler	Kommunikationsausfall	Strangende 1 Messgerät
8	Strangspannungsregler	Ausfall und Neustart SR	SR

3.7.5 Messtechnik

Zur Bewertung des Spannungsbandverlaufs während der Last- und Einspeiseprofile wurden Messwerte kontinuierlich aufgezeichnet. Die Spannungswerte wurden dazu sowohl auf der Niederspannungsseite des rONT (vgl. Abbildung 3.19, U_0) als auch an den Strangenden (U_1 , U_2 , U_3) dreiphasig erfasst. Zusätzliche Messstellen waren am Eingang (U_{SR1}) und Ausgang (U_{SR2}) des Strangspannungsreglers. Um den Lastfluss in den Strängen während der Versuche zu überwachen wurden ebenfalls die Ströme in den drei Strängen am rONT gemessen.

3.7.6 Auswertemethodik zum Vergleich der Regelkonzepte

Zur Vergleichbarkeit und damit der Feststellung des Nutzens der Regelstrategien wurden die gemessenen Spannungsverläufe analysiert, indem die akkumulierten Zeiten oberhalb von Spannungsbandabweichungen bestimmt wurden. In Abbildung 3.22 ist beispielhaft ein gemessener Verlauf einer Leiterspannung gezeigt. Die Ober- bzw. Untergrenze des Spannungstoleranzbandes von $1,1 U_n(+10 \%)$ bzw. $0,9 U_n(-10 \%)$ sind mit horizontalen roten Linien eingezeichnet. Die Zeiten einer Spannungsbandverletzung sind rot schraffiert dargestellt.

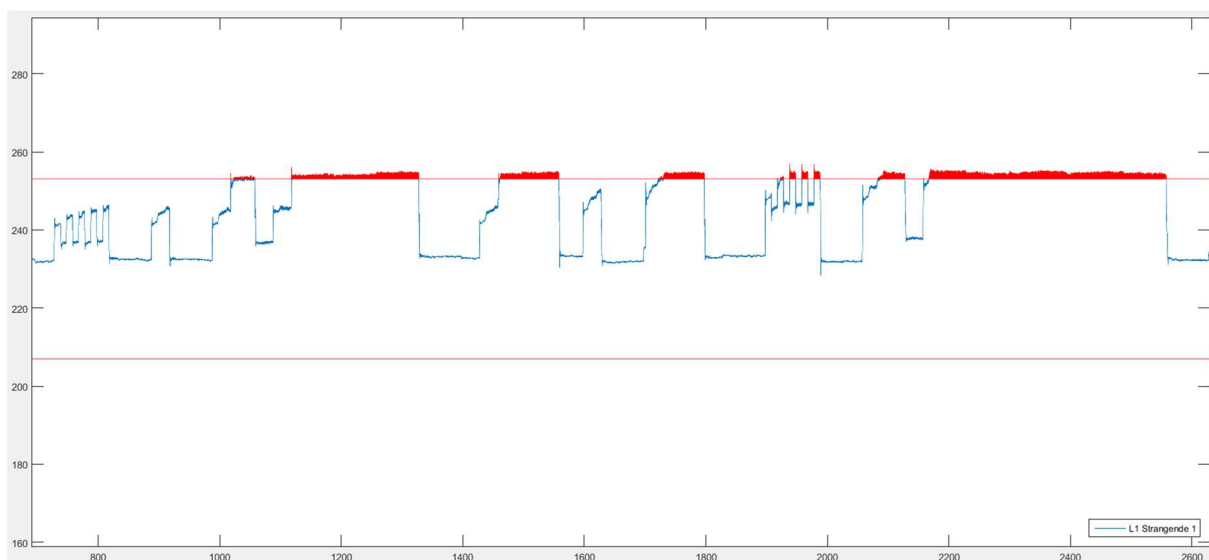


Abbildung 3.22: Beispiel Spannungsverlauf (blau), Spannungsgrenzen (rot) und Spannungsbandabweichung (rot schraffiert)

Die Auswertung der Messdaten erfolgte nicht ausschließlich für die Ober- und Untergrenze des Spannungstoleranzbandes, sondern zusätzlich in Zwischenstufen, um die Regelstrategien besser miteinander vergleichen zu können. Die Spannungsbandabweichungen wurden bestimmt für die Stufen -10% , -8% , $+8 \%$ und $+9 \%$ U_n . Abweichend von der zulässigen Spannungsbandabweichung nach EN 50160 von $+10 \%$ U_n wurde als obere einzuhaltende Grenze $+9 \%$ U_n gewählt, da nach der VDE Anwendungsregel 4105 bereits bei $110 \% \pm 1 \%$ U_n der Überspannungsschutz von Erzeugungsanlagen auslösen kann. Die berechneten Spannungsbandabweichungen wurden in einem Säulendiagramm nach Abbildung 3.23 dargestellt. Das Beispiel zeigt die bestimmten Spannungsbandabweichungen (1), normiert auf die Versuchsdauer je nach Profil, für jeden Leiter (2) und für jedes Spannungsband (3), hier im Beispiel die oben genannten -10% , -8% , $+8 \%$ und $+9 \%$. Das Diagramm zeigt die Spannungsbandverletzungen für die Stränge 1-3 (4) und die verschiedenen Regelkonzepte (5).

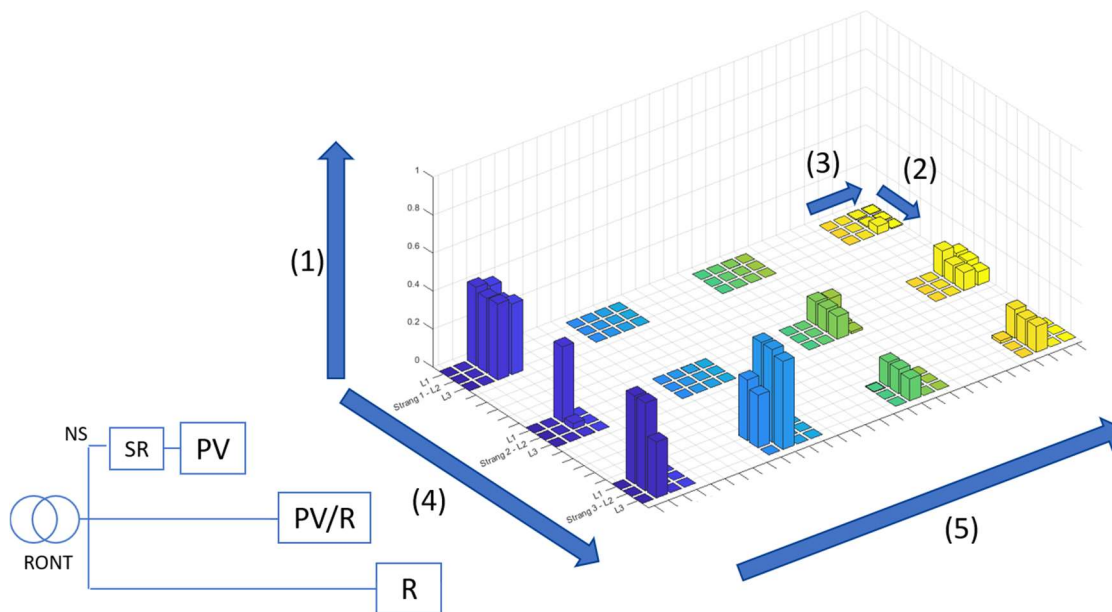


Abbildung 3.23: Beispiel Säulendiagramm zum Vergleich der Regelstrategien

3.7.7 Überprüfung des Kommunikationskonzepts im Labortest

Zur Überprüfung des Kommunikationskonzepts wurde vor dem eigentlichen Labortest im Labor der RWTH ein IKT-Testszenario bei der TU Kaiserslautern aufgebaut. Für den Test wurden im Labor das Regelsystem, Messgeräte und Steuerungen spannungsstabilisierender Applikationen aufgebaut. Die Kommunikation zwischen den Komponenten erfolgte über ein für den Laborbetrieb adaptiertes Breitband-Powerline-System. In diesem Labortest konnte das gesamte IP-Konzept für den Feldtest erfolgreich getestet werden.

3.8 Implementierung und Testphase

3.8.1 Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur im Ortsnetz Weisenheim am Berg

Für den Feldtest in „Weisenheim am Berg“ wurde eine Breitband-Powerline-Grundstruktur im Feldtestgebiet aufgebaut. Um für die Projektpartner eine Kommunikation mit dem Regelsystem, den installierten Messgeräten, den spannungsstabilisierenden Applikationen sowie dem Netzwerkmanagement-System mit der BPL-Struktur während des Feldtests zu ermöglichen, war der Aufbau von VPN-Verbindungen in das Feldtestsystem erforderlich. Diese Anbindung war anforderungsseitig mit der im Arbeitspaket 4.3 evaluierten Anbindung an Backendsysteme beim Netzbetreiber vergleichbar. Die eigentliche Backbone-Anbindung für die VPN-Verbindungen in die Transformatorstation wurde mit einer Kombination von Funk- und Glasfaserverbindung durch die Pfalzkom|MANet realisiert.

Der Grundaufbau des Kommunikationsnetzes für den Feldtest ist in Abbildung 3.24 dargestellt.

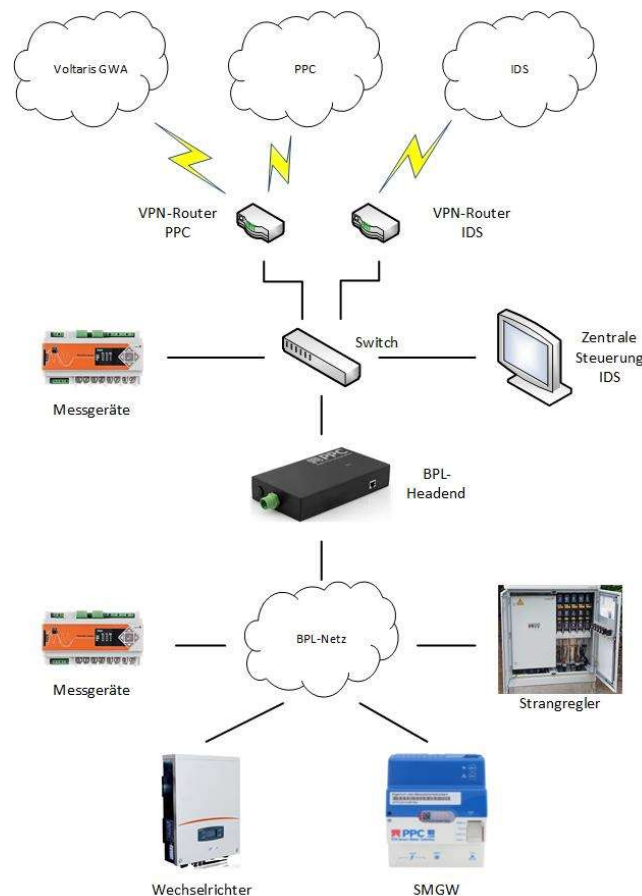


Abbildung 3.24: Kommunikationsnetz in Weisenheim am Berg

Alle nicht in der Trafostation befindlichen Messpunkte und spannungsstabilisierenden Applikationen wurden durch BPL-Modems an das Kommunikationsnetz angebunden. Zur praktischen Evaluation der Nutzbarkeit von netzdienlichen Daten aus intelligenten Messsystemen (iMSys) wurden zusätzlich bei einzelnen Kunden iMSys mit Smart-Meter-Gateways mit BPL-Schnittstelle installiert.

Während des Feldtests wurden deutliche lokale Störungen des BPL-Signals durch die für den Feldtest installierten Wechselrichter festgestellt. Während des Feldtests wurden deshalb zwei unterschiedliche BPL-Modem-Prototypen eingesetzt, die robuster gegenüber diesen Störungen sind und somit trotz der Störungen die Kommunikation aufrechterhalten konnten. Da eine Variante der Prototypen eine Umstellung des gesamten BPL-Systems erforderlich gemacht hätte, wurde ein kleiner Bereich des Testnetzes als eigene BPL-Zelle konfiguriert, die mittels einer LTE-Bridge in das vorhandene Kommunikationsnetz eingebunden wurde. Durch diesen Aufbau konnten alle erforderlichen Mess- und Steuerstellen für den Feldtest kommunikativ erschlossen werden. Außerdem konnte damit die Realisierbarkeit von hybriden Kommunikationsnetzen für den Einsatz in Netzregelungssystemen erfolgreich demonstriert werden.

Nach den vorgenommenen Änderungen wurden an allen Messpunkten sehr hohe Verfügbarkeiten der Kommunikationsinfrastruktur erreicht. Die Verfügbarkeit der einzelnen BPL-Modems lag dabei in allen Fällen über 99,5 % (siehe Abbildung 3.25). Dies entspricht den Werten, die für verlustbehaftete Infrastrukturen (Mobilfunk, BPL usw.) erwartet werden kann. Eine Vergleichsmessung zur Erreichbarkeit eines LTE-Routers mit zwei Außenantennen ergab eine Verfügbarkeit von 99,58 %.

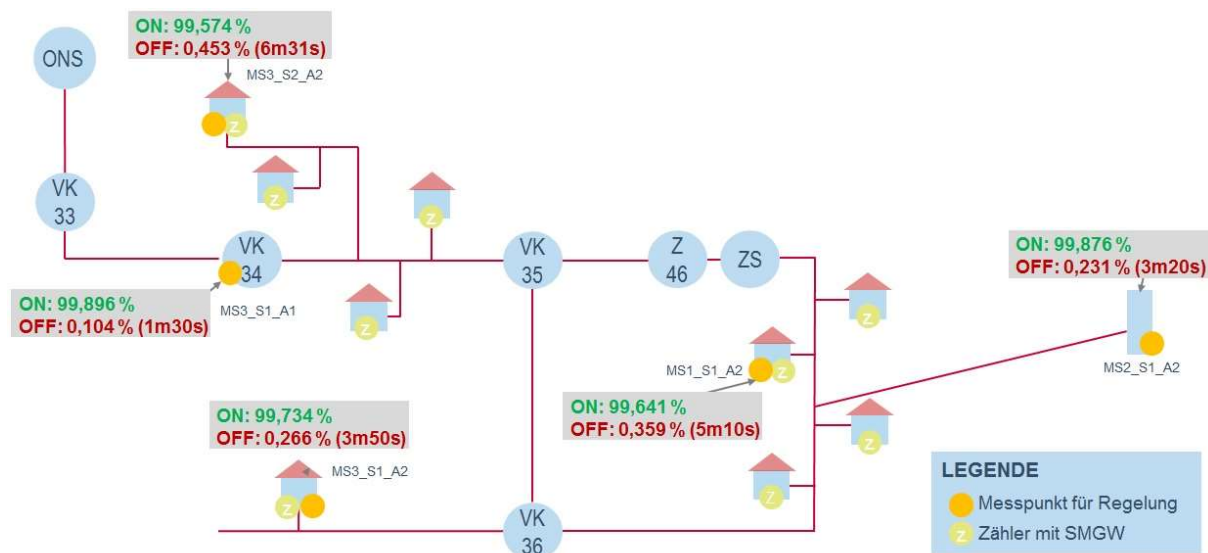


Abbildung 3.25: Verfügbarkeiten der BPL-Modems an für die Regelung relevanten Messstellen

Im Rahmen der Aktivitäten der Bundesregierung zur Energiewende wurde am 02.09.2016 das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende veröffentlicht und in Kraft gesetzt. Das Gesetz beinhaltet das Messstellenbetriebsgesetz und die damit verbundene Verrechtlichung der *Protection Profiles* BSI-CC-PP-0073 und BSI-CC-PP-0077 samt zugehöriger Technischer Richtlinie TR-03109 des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnologie (BSI). Neben den zuvor genannten Anforderungen unterliegen Messgeräte, die im geschäftlichen Verkehr verwendet werden, dem Mess- und Eichgesetz. In der Anwendungsregel PTB A50.8 hat die Physikalisch Technische Bundesanstalt (PTB) weitere Vorgaben und Anforderungen an ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) gestellt.

Im Rahmen des Projekts wurden die zum aktuellen Zeitpunkt verfügbaren Feldtestgeräte (G0) verwendet. Es wurde erprobt, in welcher Weise diese schon heute die Anforderungen eines Netzbetreibers und dessen Netzmanagements erfüllen kann. Hierbei lag der Fokus insbesondere auf der Bereitstellung der Netzgrößen Spannung, Strom und Phasenlage. Nach TR-03109-1 sind die Daten mittels TAF 10 bereitzustellen. Dieser steht jedoch in den aktuellen Feldtestgeräten (G0) und in der ersten Ausbaustufe (G1) nicht zur Verfügung. Zur Erfassung der Daten stellte der TAF7 eine Alternative dar. In Zusammenarbeit mit der TU Kaiserslautern wurden im Testgebiet Messstellen ausgewählt. Die erfassten Werte sollten zur Netzanalyse herangezogen werden. Folgende Geräte kamen im Feldtest zum Einsatz:

Basiszähler mit Gridfunktion: Zweirichtungszähler eHz Generation N von EMH metering

- Funktionalität gemäß FNN-Lastenheft Basiszähler – Funktionale Merkmale, Version 1.1
- Bauform in Anlehnung an das FNN-Lastenheft Konstruktion – Basiszähler und Smart-Meter-Gateway, Version 1.1
- Vordere Datenschnittstelle Der Zähler verfügt über eine den Endkunden zugängliche optische Datenschnittstelle (INFO-Schnittstelle), Als Protokoll wird *Smart Message Language* verwendet. Die Baudrate beträgt 9600 Bit pro Sekunde.
- Rückwärtige Datenschnittstelle: LMN-Schnittstelle – Sichere TLS-Kommunikation gemäß BSI TR 03116-3

Smart-Meter-Gateway: Breitband-Powerline (BPL) Gateway von PPC (Feldtestgerät Version 1.0)

- Smart-Meter-Gateway mit integrierter WAN-Kommunikation über Breitband Powerline zur gesetzeskonformen Umsetzung von Smart-Metering in Deutschland gemäß §21 EnWG.
- Gemäß folgender Vorgaben entwickelt: BSI-CC-PP-0073 – BSI-CC-PP-0077 – BSI TR-03109 – PTB-A50.8 – FNN Lastenheft

Anmerkung: Die durch das Smart-Meter-Gateway erhobenen Messwerte bzw. der Zählerstand werden nicht für Abrechnungszwecke seitens der PW genutzt. Der Zählerstand wird für die Jahresverbrauchsabrechnung vor Ort abgelesen. Die erfassten Messwerte vom intelligenten Messsystem des Kunden werden ausschließlich für die Analyse der Netzdienlichkeit erhoben.

3.8.2 Implementierung der Applikationen

Die Implementierung der Applikationen sowie die Testphase im Niederspannungsnetz erfolgten nach Auswertung des Labortests sowie den Systemsimulationen aus Arbeitspaket 3.

In der bestehenden Ortsnetzstation wurde der vorhandene Transformator durch einen regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) ersetzt. Des Weiteren wurden Netzanalysatoren inklusive Strom- und Spannungswandler in der Ortsnetzstation installiert. Die Regeleinheit sowie ein Desktop-PC kamen dort zum Einsatz. Abbildung 3.26 zeigt Bilder von den installierten Komponenten.

In diversen Kabelverteilerschränken kamen Netzanalysatoren als Messwertgeber für den Regelalgorithmus zum Einsatz. Zur Ermittlung der Position des Strangspannungsreglers im Netz wurde das Verfahren aus dem Leitfaden verwendet. Zur Installation kommunikativ angebundener Wechselrichter (Modbus) sowie blindleistungsregelfähiger Wechselrichter in Kundenanlagen wurde das dem Pfalzwerke-Konzern angehörige Unternehmen Pfalzsolar eingebunden. Der Einbau der Messeinrichtung erfolgte über den Messdienstleister Voltaris.



Abbildung 3.26: Implementierung der Applikationen in Weisenheim am Berg

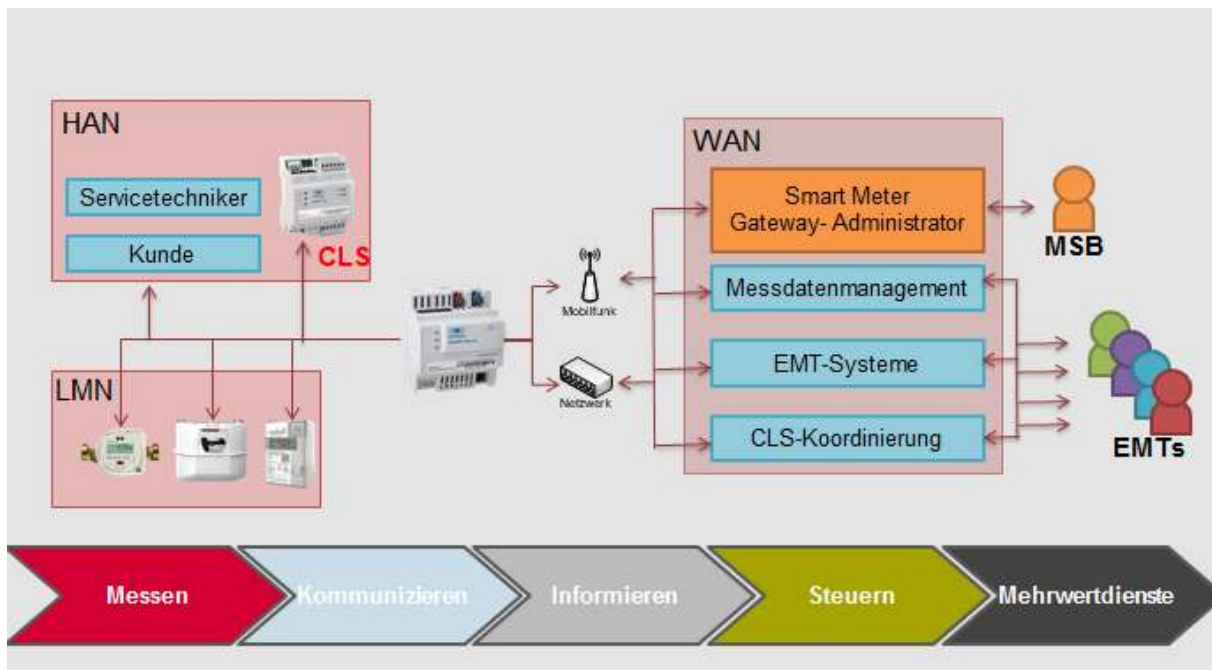


Abbildung 3.27: Kommunikationswege des intelligenten Messsystems

3.8.3 Durchführung der Feldtests

Während der Durchführung des Feldtests wurden kontinuierlich Messdaten erfasst und ausgewertet. Die aufbereiteten Messdaten wurden genutzt, um vergleichende Bewertungen der Applikationen und Regelstrategien vorzunehmen.

Abbildung 3.28 zeigt den Netzplan des Netzes im Feldtest mit Markierung der Messtechnik und den Applikationen. Es wird unterschieden zwischen Messpunkten, welche für die Regelung (abgesetzte Messung) notwendig sind, und den Messpunkten, die zur Netzanalyse verwendet werden. Mit den Messdaten zur Netzanalyse können die Regelstrategien validiert und der Netzzustand geschätzt werden. Dadurch lassen sich die Einspeise- und Lastsituationen nachvollziehen und der Effekt der SSA besser bewerten.

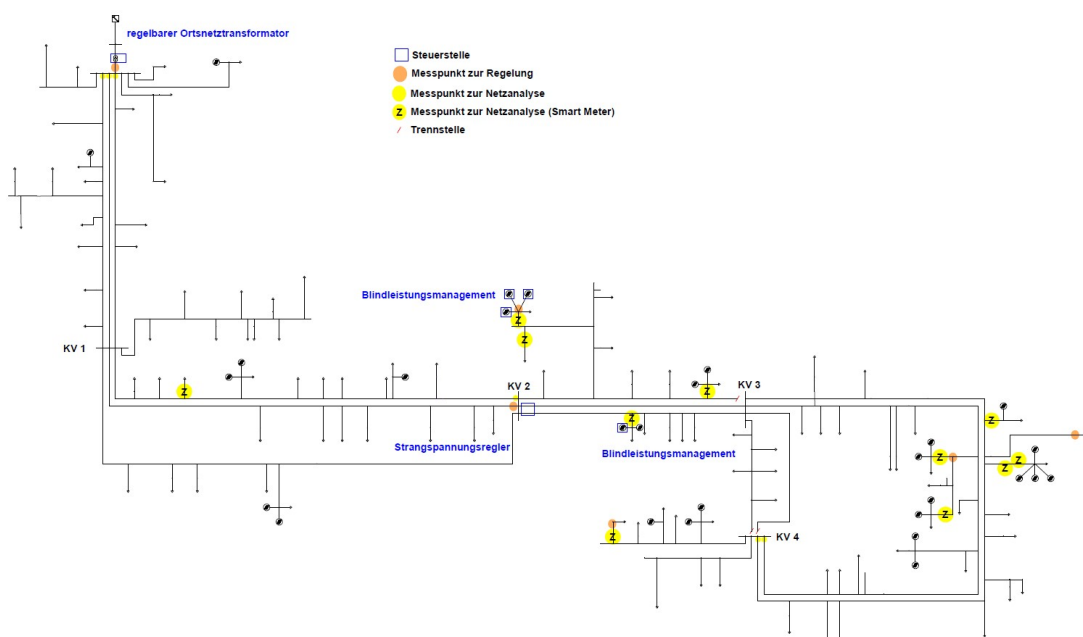


Abbildung 3.28: Messtechnik und Applikationen im Feldtest

Der Feldtest erfolgte in drei Testphasen, in denen die Applikationen in unterschiedlichen Regelstrategien betrieben wurden:

- Testphase 1: Lokale Spannungsregelung aller Applikationen
- Testphase 2: Spannungsregelung mit abgesetzter Messung von rONT und SR
- Testphase 3: Koordinierter Betrieb

Bewertungskriterien waren die Einhaltung des Spannungstoleranzbands, die Anzahl der Stufenschaltungen und der Blindleistungsbedarf der PV-Wechselrichter. Teil der Inbetriebnahme der einzelnen Phasen war die Validierung der Regelstrategien der einzelnen Applikationen.

Im weiteren Verlauf wird der Spannungsbereich, welcher innerhalb einer Regelstrategie toleriert wird, als Spannungstoleranzband bezeichnet. Das Spannungstoleranzband kann je nach Regelstrategie und Parametrierung variieren und ist hier eindeutig abzugrenzen von den zulässigen Spannungsgrenzwerten nach der EN 50160.

3.8.3.1 Testphase 1

In Testphase 1 des Feldtests arbeiteten alle Applikationen mit den folgenden Regelstrategien:

- rONT: Lokale Spannungsregelung mit wirkleistungsabhängiger Sollwertvorgabe
- SR: Lokale Spannungsregelung mit Schätzung der Spannung an kritischen Knoten
- BLM der EZA: Q(U)-Regelung und $\cos\phi(P)$ -Steuerung

Die Parametrierung der Applikationen erfolgte nach den Empfehlungen aus dem Leitfaden.

Bei den Applikationen und Regelstrategien handelt es sich um kommerziell erhältliche Produkte. Dennoch erfolgte eine Validierung der produktinternen Regelstrategien bei rONT und SR auf Basis der Messdaten von den zusätzlich installierten Messgeräten.

Abbildung 3.29 a) zeigt die gemessenen Spannungsverläufe über eine Woche am rONT für jeden Außenleiter. Zusätzlich sind die Spannungstoleranzgrenzen ergänzt, welche sich aus einem festen Spannungstoleranzband ($\pm 2\% U_n$) und einem wirkleistungsabhängigen Sollwert ergeben. Eine Stufenänderung erfolgt, sobald eine der gemessenen Spannungen länger als 15 s außerhalb der Spannungstoleranzgrenzen liegt. Im betrachteten Zeitraum erfolgten 25 Stufenänderungen. Der in Abbildung 3.29 a) markierte Bereich wird in Abbildung 3.29 b) vergrößert dargestellt. In Abbildung 3.29 b) sind zu fünf Zeitpunkten Stufenänderungen zu erkennen. In allen Fällen erfolgte die Stufenänderung nur nach Über- oder Unterschreiten der Spannungstoleranzgrenzen. Abbildung 3.29 c) zeigt eine Vergrößerung des markierten Bereichs aus Abbildung 3.29 b). Es ist zu erkennen, dass die Stufenänderung ca. 18 s nach der Überschreitung der Spannungstoleranzgrenze erfolgt. Die Differenz zwischen der eingestellten Verzögerungszeit und der Messung aus dem Spannungsverlauf ist durch die mechanische Verzögerung der Stufenänderung zu erklären. Die Regelung verhält sich im gesamten betrachteten Zeitraum wie erwartet.

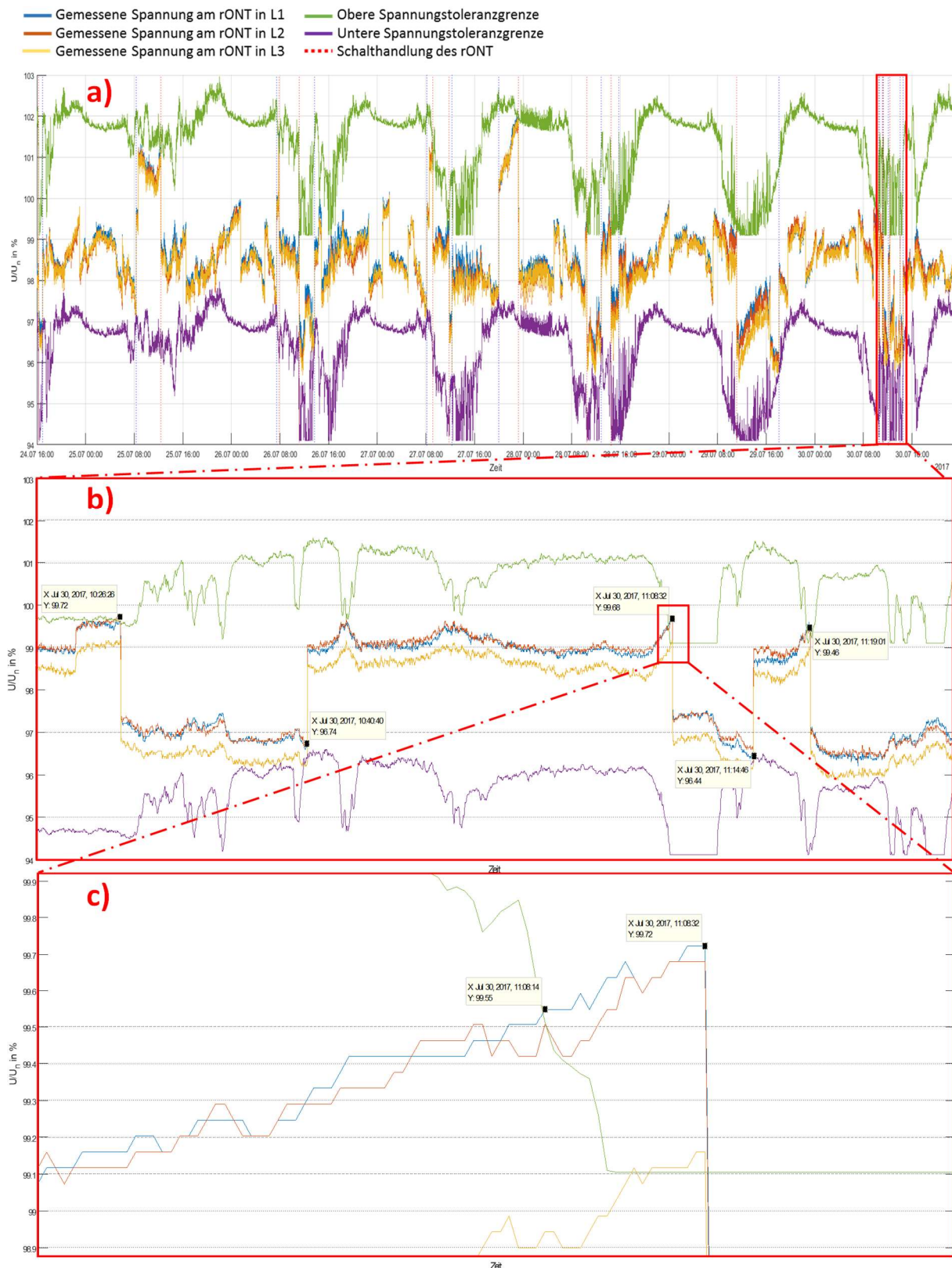


Abbildung 3.29: Spannungen und wirkleistungsabhängige Spannungstoleranzgrenzen des rONT über 6 Tage

Abbildung 3.30 zeigt den berechneten Verlauf der geschätzten Spannung des Strangspannungsreglers. Die geschätzte Spannung wird auf Basis der Messwerte (U_{aktuell} , I_{aktuell}) eines zusätzlich installierten Messgerätes über die folgende Gleichung berechnet:

$$U_{\text{geschätzt}} = U_{\text{aktuell}} + I_{\text{aktuell}} \cdot Z \quad (2.9)$$

Die Variable Z steht hierbei für einen einzustellenden Wert, welcher dem Betrag der Impedanz der Anschlusskabel bis zum kritischen Spannungsknoten entsprechen sollte.

Bei dieser Regelstrategie sind die Spannungstoleranzgrenzen fest bei $\pm 2\%$ U_n um den Sollwert von U_n . Aus Abbildung 3.30 ist ersichtlich, dass der Strangspannungsregler wesentlich mehr Stufenänderungen vornahm als der rONT im gleichen Zeitraum, wobei jede Außenleiterspannung einzeln geregelt wurde. Die meisten Aktivitäten des SR liegen in einem Zeitraum zwischen 8 Uhr und 16 Uhr eines Tages. In diesem Zeitraum liegt die Einspeisung der Photovoltaik-Anlagen, die einer starken Fluktuation unterliegt.

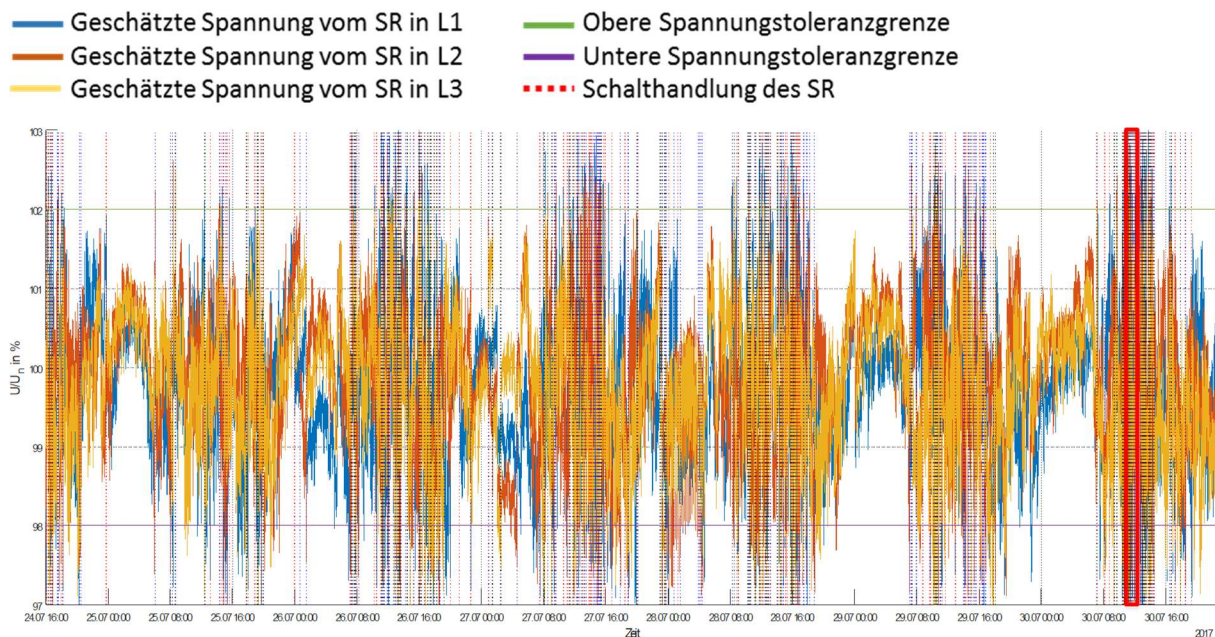


Abbildung 3.30: Geschätzte Spannungen und Spannungstoleranzgrenzen des SR über 6 Tage

Abbildung 3.31 zeigt vergrößert den in Abbildung 3.30 rot umrandeten Zeitraum. In diesem Zeitraum hat der SR drei Stufenänderungen vorgenommen, jeweils eine pro Außenleiter. Es ist ebenfalls die Stufenänderung des rONT zu erkennen. Weiter ist zu erkennen, dass die geschätzten Spannungen teilweise relativ weit außerhalb der Spannungstoleranzgrenzen liegen. In anderen Zeiträumen sind auch Stufenänderungen festzustellen, während die geschätzten Spannungen sich noch innerhalb der Spannungstoleranzgrenzen befinden. Die Stufenänderungen werden immer in einem Ungenauigkeitsbereich um die Spannungstoleranzgrenzen durchgeführt. Die möglichen identifizierten Ursachen sind:

- Ungenauigkeit der Messgeräte (Strom & Spannung)
- Verschiedene Messverfahren bei Messgerät und SR
- Nicht lineares Zeitverhalten der Regelung
- Nicht Berücksichtigung der Zeit-Integration

Der SR regelt auf 100 ms Effektivwerte, die Messgeräte bilden jedoch 1 s Effektivwerte. Des Weiteren ermittelt der SR die Verzögerungszeit einer Stufenänderung abhängig von der Spannungsänderung. Die Zeit bei Überschreiten der Spannungstoleranzgrenzen wird dabei integriert bzw. aufsummiert und erst durch eine Stufenänderung zurückgesetzt. Alle diese Funktionen konnten in der Simulation nicht berücksichtigt werden, was den Ungenauigkeitsbereich um die Spannungstoleranzgrenzen erklärt.

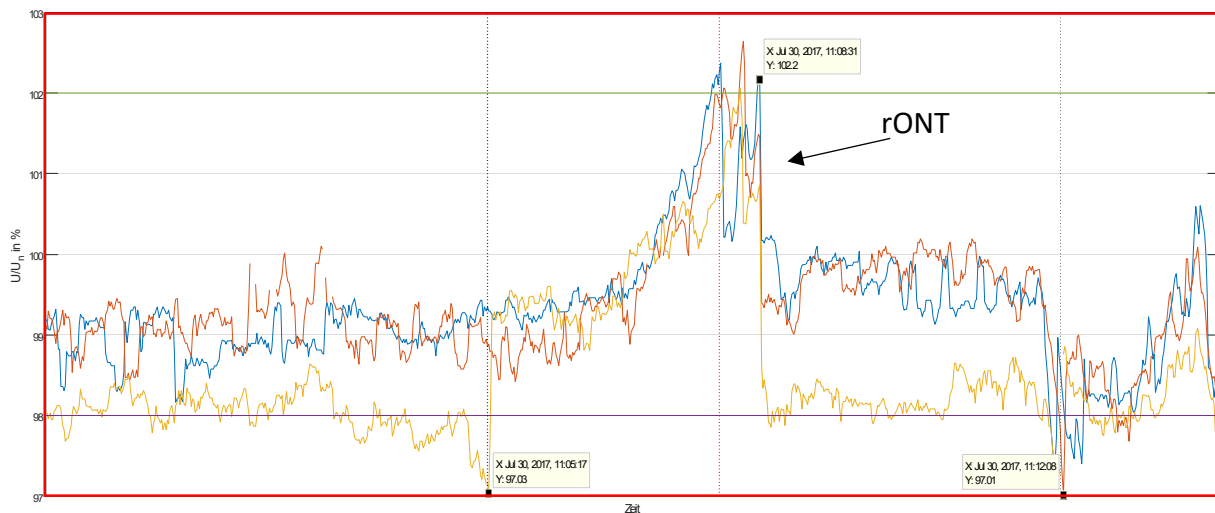


Abbildung 3.31: Geschätzte Spannungen und Spannungstoleranzgrenzen des SR im Zeitausschnitt zur Veranschaulichung der Schalthandlungen

Eine Validierung der spannungsgeregelten Wechselrichter konnte mit der verbauten Messtechnik nicht vorgenommen werden. Hierzu gibt es einige Studien welche die Angaben zur Q(U)-Kennlinie der Wechselrichter verschiedener Hersteller verifiziert haben.

3.8.3.2 Testphase 2

In Testphase 2 des Feldtests arbeiteten die eingesetzten Applikationen mit den folgenden Regelstrategien:

- rONT: Spannungsregelung mit abgesetzter Messung
- SR: Spannungsregelung mit abgesetzter Messung
- BLM der EZA: Q(U)-Regelung und $\cos\phi(P)$ -Steuerung

Der Regelalgorithmus für den rONT wurde auf der zentralen Regeleinheit ausgeführt, welche die Steuerbefehle an den rONT sendete. Der Regelalgorithmus für den Strangspannungsregler (SR) wurde auf dessen eigener lokaler Regeleinheit ausgeführt, die zentrale Regeleinheit leitete lediglich die Spannungsmesswerte der abgesetzten Messstellen weiter. Beide Regelalgorithmen wurden im Rahmen des Projektes erstellt.

Der rONT erhält nach dem Regelkonzept alle verfügbaren abgesetzten Messwerte aus dem Netz. Wird in einem Strang ein aktiver SR erkannt, so werden in diesem Strang nur Spannungen vor dem SR berücksichtigt. Ist die Kommunikation zum SR über eine längere Zeit unterbrochen, muss die zentrale Regeleinheit davon ausgehen, dass der SR ausgefallen ist („worst-case“) und die Spannungsregelung des rONT berücksichtigt alle abgesetzten Messwerte.

Die Spannungstoleranzgrenzen wurden auf 106 % und 94 % U_n eingestellt. Abbildung 3.32 zeigt die Spannungsverläufe der gemessenen Spannungen an den Sammelschienen des rONT sowie die Spannungstoleranzgrenzwerte, welche sich nach der Spannungsregelung mit wirkleistungsabhängiger Sollwertvorgabe ergeben würden. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Messwerte über eine längere Zeit weit unter dem unteren Spannungstoleranzgrenzwert liegen (rote Markierung), die sich aus der Spannungsregelung mit wirkleistungsabhängiger Sollwertvorgabe ergeben würden. Nach der Regelstrategie der lokalen Spannungsregelung mit wirkleistungsabhängiger Sollwertvorgabe würde der rONT bereits wesentlich früher eine Stufenänderung vornehmen. Abbildung 3.33 zeigt, dass der rONT erst nach Unterschreiten des unteren Spannungstoleranzgrenzwertes (abgesetzt) durch einen der abgesetzten Spannungsmesswerte eine Stufenänderung vornimmt. Die Regelung verhält sich im gesamten betrachteten Zeitraum wie erwartet.

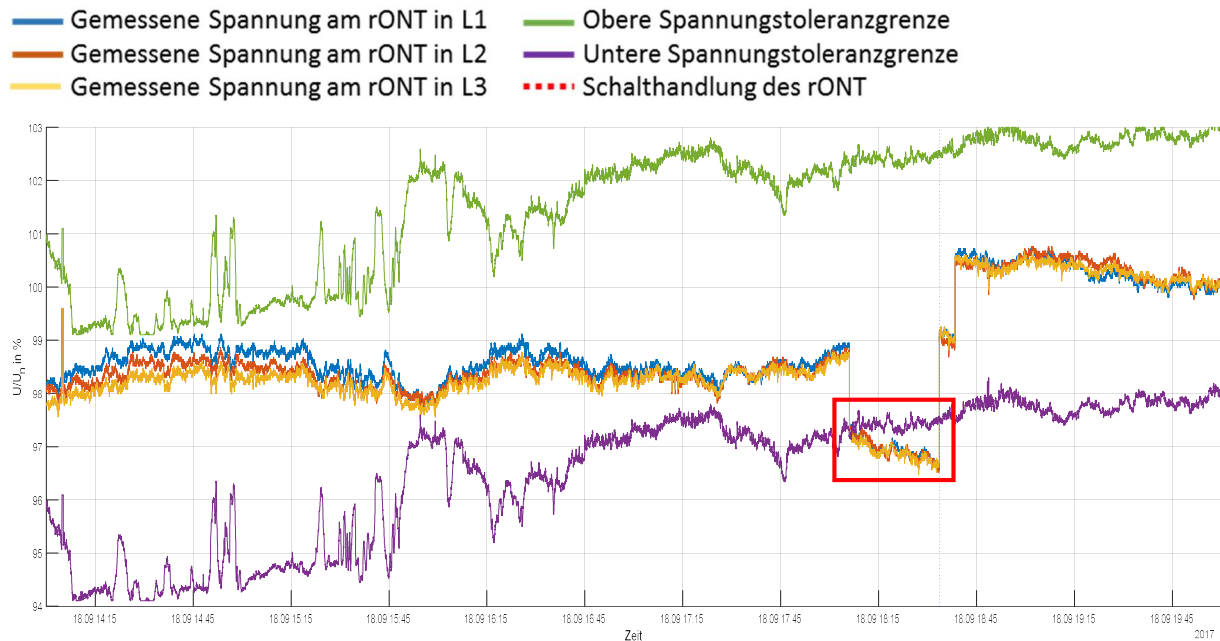


Abbildung 3.32: Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des rONT: Vergleich zur lokalen Spannungsregelung

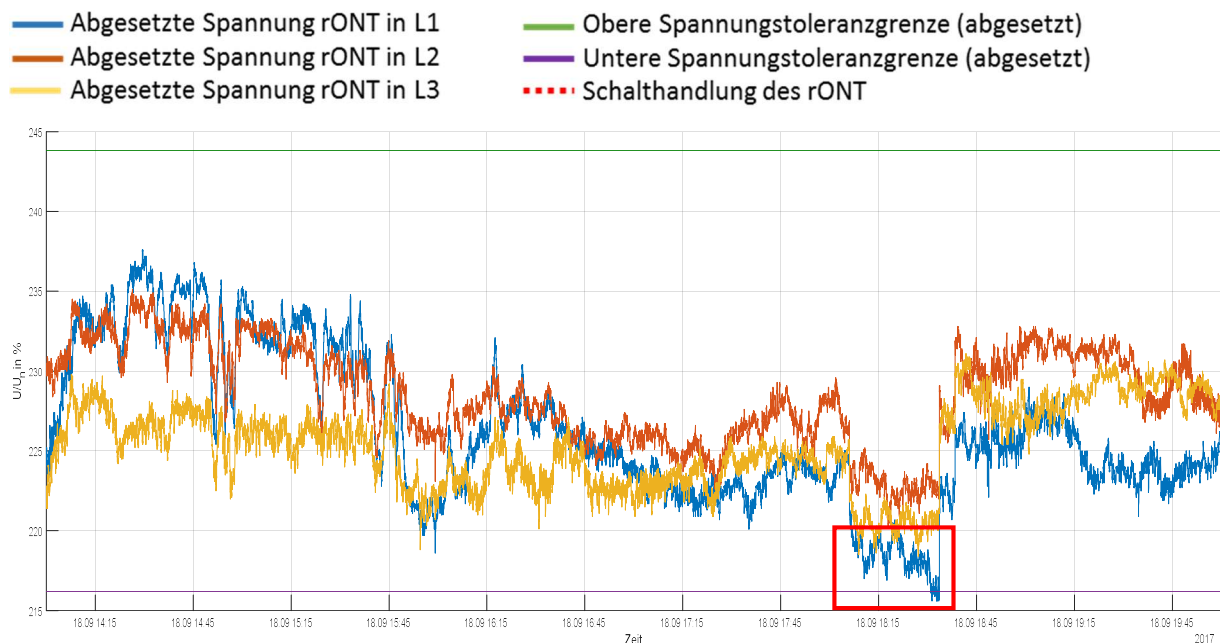


Abbildung 3.33: Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des rONT

Nach der Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des rONT erfolgte die Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des SR. Abbildung 3.34 zeigt die gemessene Spannung am SR sowie die Spannungstoleranzgrenzen für die lokale Spannungsregelung. Es ist zu erkennen, dass die Spannungen an mehreren Stellen über eine längere Zeit deutlich außerhalb dieser Spannungstoleranzgrenzen für lokale Spannungsregelung liegen. Abbildung 3.35 zeigt die Spannungsverläufe der abgesetzten Messung sowie die Spannungstoleranzgrenzen dieser Regelstrategie von 106 % U_n und 94 % U_n . Die Spannungstoleranzgrenzen werden nur für kurze Zeit an wenigen Stellen überschritten, wobei nur bei den ersten beiden Markierungen eine Stufenänderung erfolgte. In den anderen Fällen war die Zeit bzw. die Höhe der Verletzung der Spannungstoleranzgrenzen nicht ausreichend, um eine Stufenänderung zu bewirken. Auch hier wird deutlich, dass in der lokalen Spannungsregelung wesentlich mehr Stufenänderungen erfolgen würden.

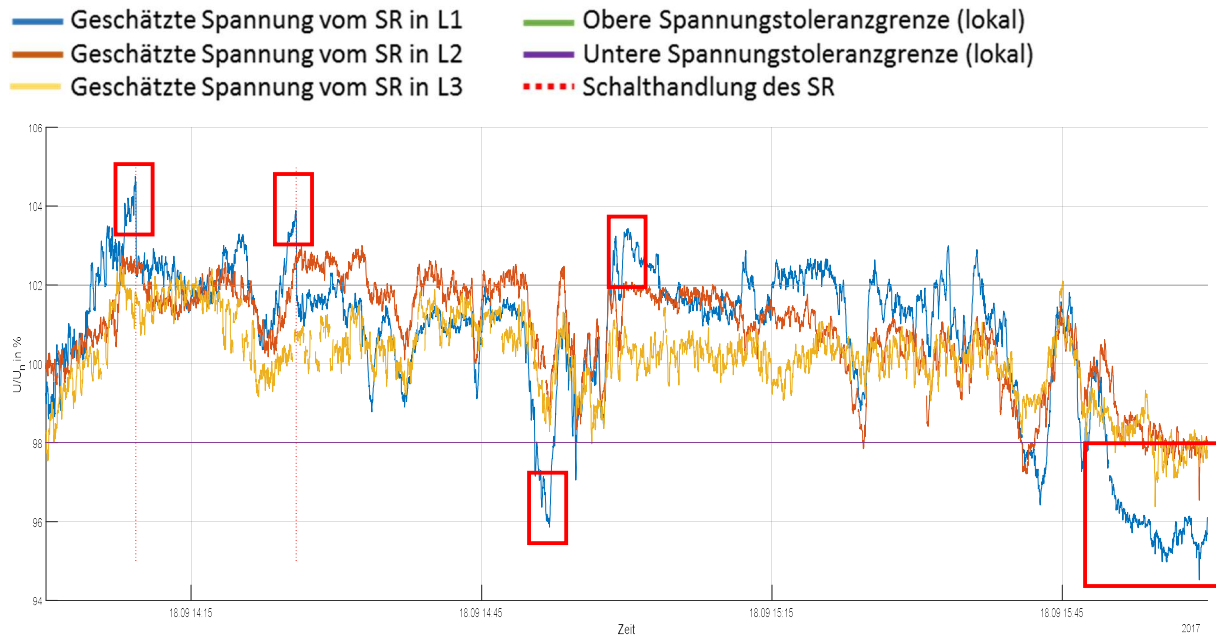


Abbildung 3.34: Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des SR: Vergleich zur lokalen Spannungsregelung (siehe Abschnitt 3.8.3.1)

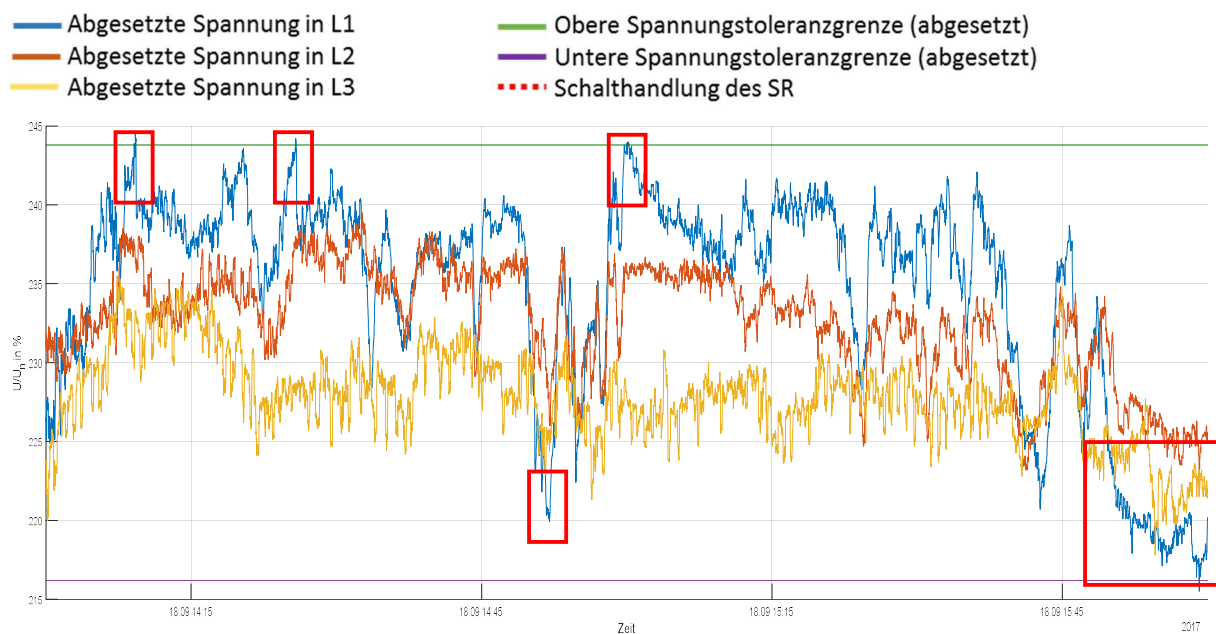


Abbildung 3.35: Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des SR

3.8.3.3 Testphase 3

In Testphase 3 des Feldtests arbeiteten alle Applikationen im koordinierten Betrieb, d.h. alle Applikationen erhielten Steuerbefehle von der zentralen Regeleinheit nach dem Regelkonzept des koordinierten Betriebs.

Der rONT agiert nach dem Regelkonzept immer zuerst, solange eine Stufenänderung voraussichtlich keine Spannungstoleranzgrenzen in einem anderen Knoten verletzt und der maximale Stellbereich noch nicht erreicht ist. Tritt eine dieser beiden Kriterien ein, wird der SR aktiv. Abbildung 3.36 zeigt einen Abschnitt aus der Testphase 3 des Feldtests. Gezeigt sind die höchste- und die niedrigste aufgetretene Spannung aller Messungen. Zum Zeitpunkt „10:31:31“ liegt bereits für mehrere Sekunden eine Spannung unterhalb des Spannungstoleranzbandes. Nach Ablauf der Verzögerungszeit erhöht der rONT die Spannung, da keine Kriterien verletzt sind. Zum Zeitpunkt „11:26:19“ ist wieder

eine Spannungen unterhalb des Spannungstoleranzbandes erkennbar. Der rONT kann allerdings keine Stufenänderung vornehmen, da dadurch in einem anderen Knoten das obere Spannungstoleranzband verletzt werden würde. Die Regelungsstufe des SR wird aktiviert. Nach Ablauf der Verzögerungszeit reagiert der SR und erhöht in den betroffenen Außenleitern die Spannung. Dieses Verhalten entspricht den Vorgaben im Regelkonzept.

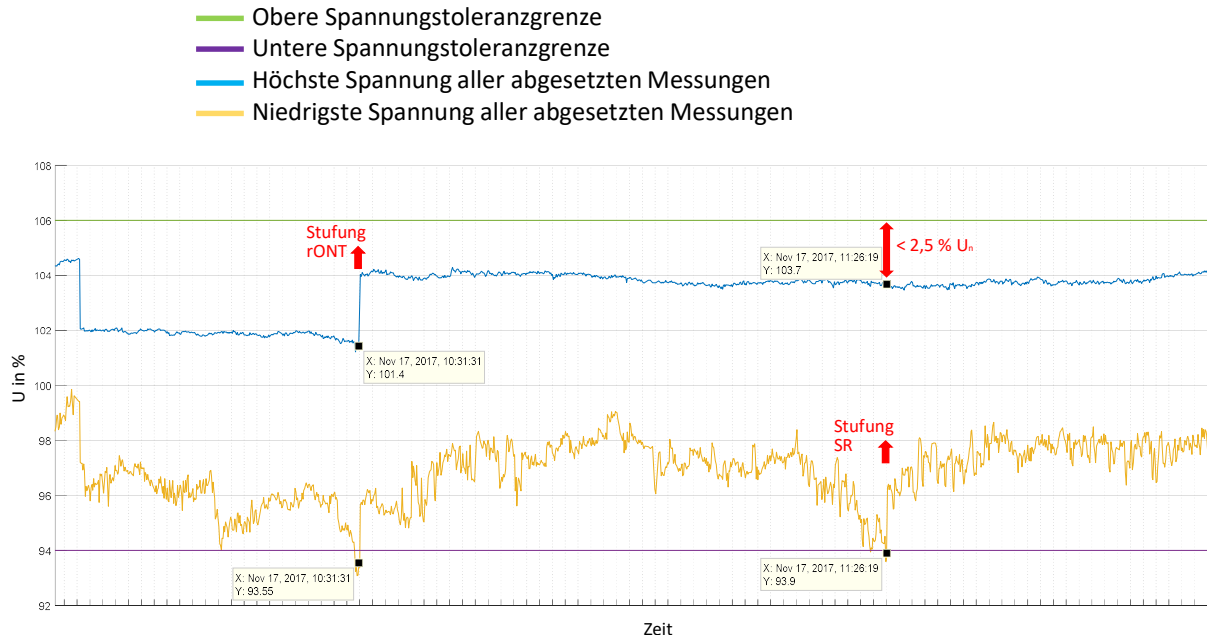


Abbildung 3.36: Validierung des koordinierten Betriebs

3.9 Erstellung des Leitfadens

Alle Ergebnisse und Erkenntnisse sowie das fachliche und praktische Wissen der Projektpartner gingen in das Hauptziel des Forschungsprojektes, dem Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen, ein. Abbildung 3.37 visualisiert das Vorgehen. Der Leitfaden entwickelte sich projektbegleitend und wurde nach jedem Arbeitspaket weiter konkretisiert. Zum Ende wurde der Leitfaden an mehrere Netzplaner verteilt, um mit deren Rückmeldungen und Verbesserungsvorschlägen aus Anwendersicht die Anwendbarkeit und den praktischen Nutzen des Leitfadens zu einem praktikablen Dokument zu steigern

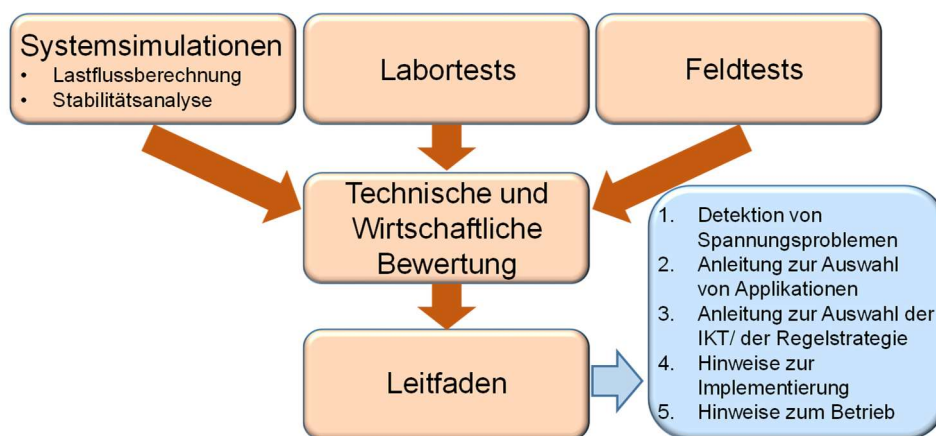


Abbildung 3.37: Erstellung des Leitfadens

4 Projektergebnisse

In Abschnitt 2 wurden die zentralen Projektergebnisse bereits kurz vorgestellt. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass alle wesentlichen Projektziele erfüllt wurden. Losgelöst von den zentralen Projektzielen, wurden in den einzelnen Arbeitspaketen weitere Ergebnisse und Erkenntnisse (Lessons Learned) erzielt, auf welche nun im Folgenden eingegangen wird.

4.1 Regelkonzept zum koordinierten Betrieb

Das Regelkonzept sieht eine hierarchische Koordination mit drei Ebenen vor, mit dem rONT in der ersten, dem SR in der zweiten und dem BLM in der dritten Ebene. Abbildung 4.1 veranschaulicht das Konzept. Der linke Teil des Flussdiagramms in Abbildung 4.1 zeigt den generellen Ablauf. Die Eingangsdaten sind die Messwerte der abgesetzten Messungen. Applikationen in der Ebene 2 und 3 werden für jeden Strang einzeln betrachtet. In der Ebene 3 werden in jedem Strang auch mehrere EZA an unterschiedlichen Positionen betrachtet. Ausgangsdaten sind die Steuerbefehle an die SSA.

Der rechte Teil des Flussdiagramms zeigt den Ablauf für jede Applikation. Eine Aktion einer Applikation kann nur erfolgen, wenn eine oder mehrere gemessene Spannungen außerhalb des Regelungstoleranzbandes liegen (Spannungsproblem?). Ist dies nicht der Fall beginnt der Zyklus mit dem Lesen der Eingangsdaten von neuem. Existiert keine Applikation in einer Ebene oder einer Position (Existenz Kontrolle), wird für jeden Strang die nächste Ebene aktiviert. Das gleiche gilt auch, wenn die Applikation nicht agieren kann (Aktions Kontrolle). Dies ist bei rONT oder Strangspannungsregler der Fall, wenn der maximale Stellbereich erreicht wurde oder eine Stufung zu einer Verletzung des Regelungstoleranzbands an einem anderen Knoten führen würde. Aktionen erfolgen zeitverzögert, d.h. nur wenn ein Spannungsproblem für eine ausreichende Zeitdauer vorliegt, wird eine Aktion durchgeführt.

Ebene 3 unterscheidet sich von den anderen Ebenen, da in einem Strang mehrere EZA mit BLM existieren können und das BLM auch wieder deaktiviert werden muss. Das BLM der EZA wird nacheinander und zeitverzögert aktiviert, angefangen mit der von der ONS weitentferntesten EZA eines Stranges. Ein aktiviertes BLM wird wieder deaktiviert, wenn sich alle gemessenen Spannungen in einem enger umfassten Toleranzband befinden. Die Reihenfolge der Deaktivierung erfolgt entgegengesetzt der Reihenfolge bei der Aktivierung.

Mit dieser Regelstrategie kann der Rückgriff auf die blindleistungsbereitstellenden Komponenten minimiert werden. Des Weiteren zeichnet sie sich durch eine gute Regelstabilität aus.

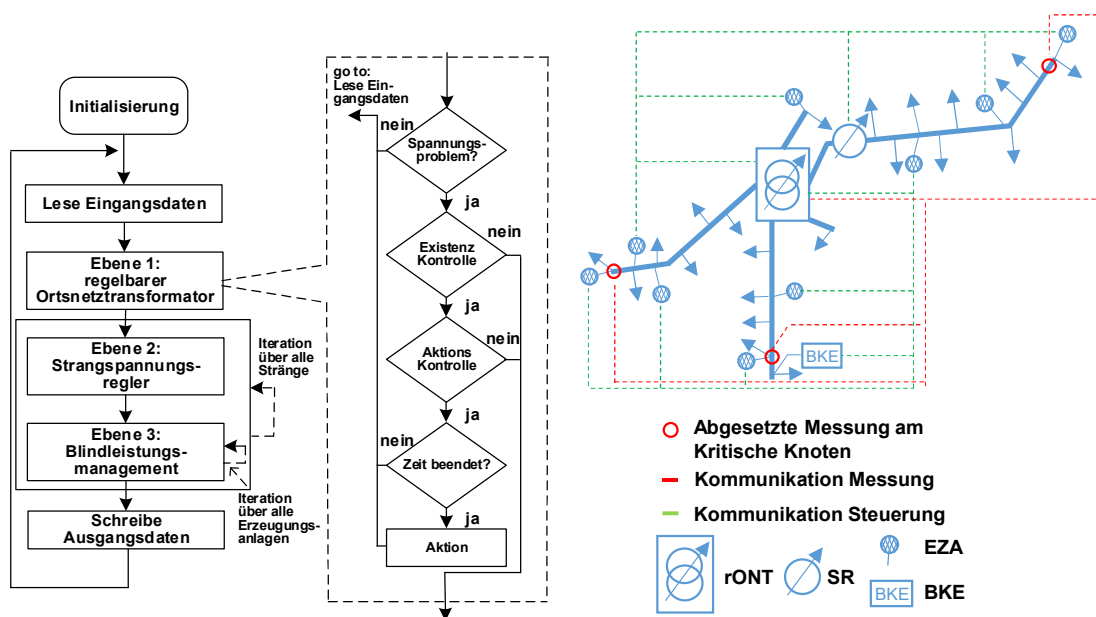


Abbildung 4.1: Konzept des koordinierten Betriebs

Im Regelkonzept wurden zwei „fail-safe“-Funktionen implementiert:

- Lokaler Betrieb
- Sicherer Zustand

Die „fail-safe“-Funktionen wurden gewählt, um zwei Ziele zu erreichen: Den koordinierten Betrieb so lange wie möglich zu erhalten und zu keinem Zeitpunkt eine Spannungsbandverletzung zuzulassen. Eine Applikation geht in einen lokalen Betrieb (erster „fail-safe“-Zustand), falls eine für diese Applikation als wichtig eingestufte Messstelle ausfällt bzw. keine validen Daten mehr liefert. Über die Vergabe der IP-Adressen werden diese Messstellen deklariert. Es handelt sich dabei ausschließlich um Messstellen im Feld. Gibt eine Messstelle einen Messwert um 0 V ($\pm 5 \% U_n$) zurück, geht das System von einer vorgelagerten Unterbrechung aus (ausgelöste Sicherung nach einem Kurzschluss) und ignoriert diese Messstelle.

Fällt das lokale Messsystem der Applikation aus, ist kein sicherer koordinierter oder lokaler Betrieb mehr möglich. Das System geht in den zweiten „fail-safe“-Zustand: Das Blindleistungsmanagement der Erzeugungsanlagen wird ausgesetzt und alle Längsregler werden auf eine „sicher“ Stufenstellung gestellt. Hierbei wird darauf geachtet, dass in diesem Zustand die Spannung im Netz eher zu hoch als zu niedrig ist, da die Erzeugungsanlagen sich bei länger anhaltender Überspannung selbst vom Netz trennen und damit die Überspannung als weniger kritisch angesehen werden kann.

Allen Mess- und Steuerstellen und allen Applikationen kann jederzeit einer der folgenden drei Zustände zugeordnet werden:

- Messstelle/Applikation liefert valide Werte
- Messstelle/Applikation liefert keine validen Werte
- Keine Messstelle/Applikation unter der IP-Adresse

4.2 Statische Systemsimulationen

Speziell aus den umfangreichen statischen Systemsimulationen der synthetischen (artifizialen) Netze gingen wesentliche Ergebnisse hervor. Die Ergebnisse sind vergleichende Bewertungen von insgesamt 48 Varianten von spannungsstabilisierenden Applikationen (SSA) für den Einsatz in verschiedenen NS-Netzen. Diese sind in der Entscheidungsmatrix des Leitfadens zusammengefasst dargestellt. Die Entscheidungsmatrix ist hierbei ein Hilfsmittel zur Auswahl der einzusetzenden SSA und Regelstrategien. Gegebenenfalls dient sie auch als Übersicht zur Eingrenzung möglicher alternativer Lösungen. Für die verschiedenen Netzklassen, d.h. charakteristischen NS-Netzen, werden alle SSA sowie deren sinnvolle Kombinationen hinsichtlich Nutzen, Kosten und bezogener Blindleistung bewertet. Aus dem Vergleich der Bewertungsgrößen kann unter zusätzlicher Berücksichtigung eigener Präferenzen eine passende SSA ausgewählt werden.

Nachfolgend ist in Abbildung 4.2 ein Ausschnitt der Entscheidungsmatrix gezeigt, an welcher die Handhabung erklärt wird.

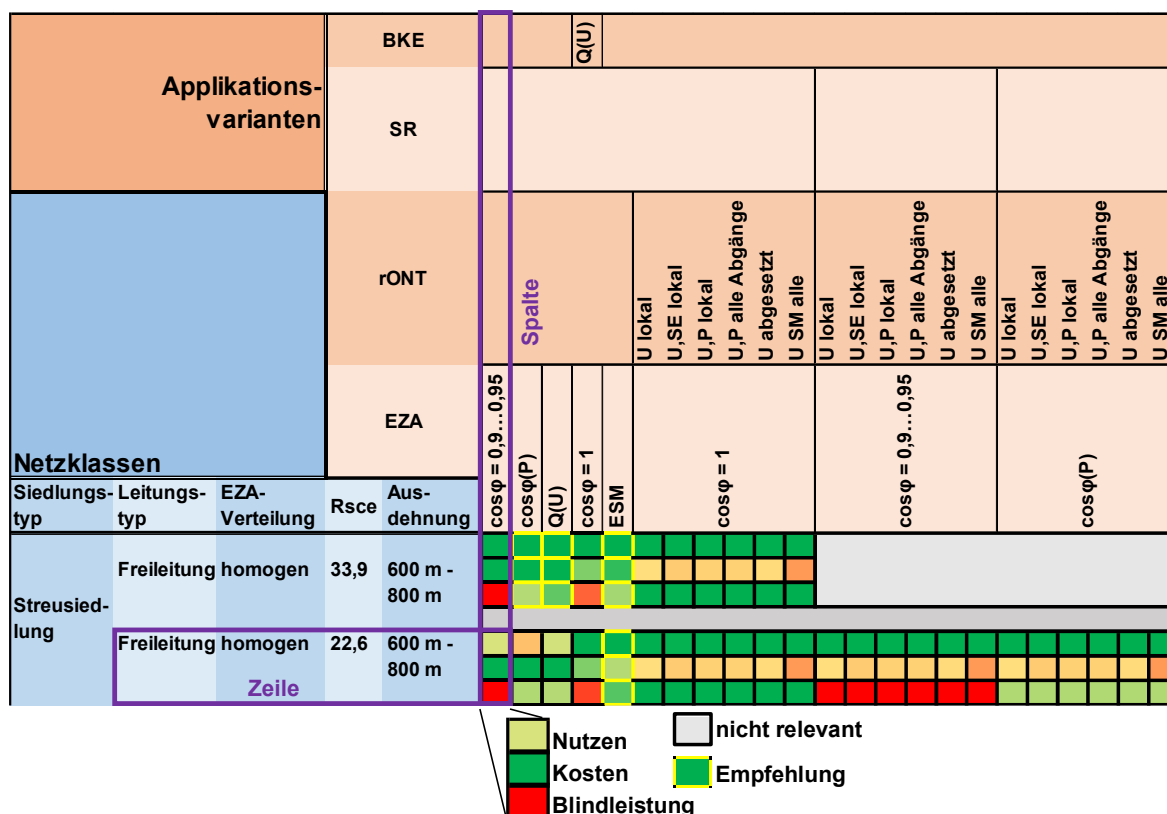


Abbildung 4.2: Erklärung zur Entscheidungsmatrix

Die Zeilen der Matrix entsprechen den Netzklassen. Es ist eine Netzklasse zu wählen, die dem zu betrachtenden Netz am ehesten entspricht. Kann das Netz zwei oder mehreren Netzklassen zugeordnet werden, so können alle diese Zeilen in die Lösungsfindung mit eingehen. Die Spalten der Matrix sind nach den verschiedenen Applikationsvarianten unterteilt. Die Applikationsvarianten variieren mit den SSA und den Regelstrategien. Es werden auch Kombinationen von SSA berücksichtigt, d.h. zwei oder mehr SSA mit verschiedenen Regelstrategien werden zeitgleich eingesetzt. In Abbildung 4.2 ist z.B. das Blindleistungsmanagement der EZA mit fester Einstellung des $\cos\phi = 0,9...0,95$ markiert. Es handelt sich um keine Kombination von SSA, da in den anderen Zeilen zu keiner SSA eine Regelstrategie angegeben ist.

Einer bestimmten Netzklasse und einer bestimmten Applikationsvariante ist eine Zelle mit drei Zeilen zugeordnet. Die einzelnen Zeilen stehen für die Kenngrößen Nutzen (Zeile 1), Kosten (Zeile 2) und bezogene Blindleistung (Zeile 3) und sind farblich markiert (siehe Abbildung 4.2). Über eine Farbskala sind den Farben Werte zugeordnet (siehe Abbildung 4.3). Ein Nutzen von 100 % einer Applikationsvariante bedeutet, dass mit dieser bei der gegebenen Netzklasse alle Spannungsprobleme behoben werden können. Die Kenngröße der Kosten berücksichtigt Investitions- und Betriebskosten und wird auf die höchsten Kosten aller Applikationsvarianten einer Zeile, also einer Netzklasse, bezogen. Ein Wert der Kosten von 100 % entspricht 0 € an Investitions- und Betriebskosten, ein Wert von 0 % steht für die maximal aufgetretenen Kosten aller Applikationsvarianten in einer Zeile. Die Kenngröße zur bezogenen Blindleistung gibt Informationen über die benötigte Blindleistung der Applikationsvariante gegenüber den anderen Applikationsvarianten. Wird keine Blindleistung benötigt beträgt der Wert der Kenngröße 100 %, für die Applikationsvariante mit dem höchsten Bedarf an Blindleistung entspricht der Wert 0 %.



Abbildung 4.3: Farbcodes der Entscheidungsmatrix

Applikationsvarianten, deren Zellen grau eingefärbt sind, wurden als nicht sinnvolle bzw. nicht relevante Varianten bewertet, z.B. ist eine Kombination von einem rONT und PV-Wechselrichtern mit $\cos\varphi(P)$ -Regelung nicht sinnvoll, wenn alle Spannungsprobleme bereits mit der $\cos\varphi(P)$ -Regelung alleine behoben werden können.

Zur Entscheidungsfindung können die Applikationsvarianten innerhalb einer Zeile anhand der Kenngrößen verglichen werden. Zellen mit gelber Umrandung repräsentieren zu priorisierende Applikationsvarianten. Zur Priorisierung berücksichtigt werden die kostengünstigsten Applikationsvarianten, welche folgenden Eigenschaften aufweisen: Ein Nutzen von $>95\%$ und ein Wert der Kenngröße der Blindleistung von größer 50% . Des Weiteren sind einer Zeile immer mindestens eine Applikationsvariante mit und eine ohne Blindleistungsquelle markiert.

Tabelle 3.2 gibt eine visuelle Übersicht zu den Regelstrategien der SSA und ordnet den Regelstrategien Kurzbezeichnungen zu. Die Entscheidungsmatrix selbst wird in Tabelle 4.1 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass sehr viele Applikationsvarianten in den meisten Anwendungsfällen einen sehr hohen Nutzen aufweisen. Eingeschränkten Nutzen weisen die Blindleistungsquellen auf, da die Blindleistungsstellbereiche der Erzeugungsanlagen beschränkt sind und auch hinsichtlich der thermischen Belastung der Leitungen Grenzen bei dem Blindleistungsbezug gesetzt sind. Netzbetreibereigene Blindleistungskompensationseinrichtungen (BKE) sind bei ausschließlicher Verwendung zur Spannungshaltung in den meisten Fällen unwirtschaftlich, da in Abstimmung mit den Betreibern von Erzeugungsanlagen auch eine Verkleinerung des maximalen $\cos\varphi$ erfolgen kann, wodurch die maximale Blindleistungsbereitstellung der EZA erhöht wird.

Des Weiteren ist auch der Nutzen der lokalen Spannungsregelung (U_{lokal}) und der einstrahlungsabhängigen Spannungsregelung (U_{SE}) beschränkt. Die einstrahlungsabhängige Spannungsregelung hat in allen Anwendungsfällen einen wesentlich kleineren Nutzen und höhere Kosten als die wirkleistungsabhängige Spannungsregelung und ist nicht zu empfehlen. Es kann zudem nur auf einstrahlungsabhängige und nicht auf lastabhängige Spannungsänderungen reagiert werden.

Der Nutzen der lokalen Spannungsregelung ist stark abhängig von der maximalen Spannungsänderung durch dezentrale Erzeugungsanlagen und Lasten. Zum Beispiel ist teilweise die lokale Spannungsregelung des rONT die technisch-wirtschaftlich optimale Lösung, wenn die maximale Spannungsänderung unterhalb eines gewissen Bereichs liegt. Diese Bereiche werden im Leitfaden gezeigt [11].

Hinsichtlich der Kosten weisen insbesondere die Regelstrategien mit hohem Einsatz von Mess- und Kommunikationstechnik eine schlechte Bilanz auf, wobei bei dieser Berechnung möglicherweise bereits vorhandene Mess- und Kommunikationstechnik (z.B. durch iMsys) nicht berücksichtigt wurden. Des Weiteren erscheint auch das Einspeisemanagement der Erzeugungsanlagen wegen den teilweisen hohen Kosten als unwirtschaftlich. Lediglich in Anwendungsfällen, in denen nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr eine Überspannung entsteht, ist bei bestehender Kommunikationsinfrastruktur das Einspeisemanagement eine mögliche Option.

Varianten mit Strangspannungsregler weisen nur dann geringere Kosten gegenüber den Varianten mit regelbaren Ortsnetztransformatoren auf, wenn nur in einem Strang (inhomogene Verteilung) ein größeres Spannungsproblem vorliegt. Müssten mehrere Strangspannungsregler eingesetzt werden um ein Spannungsproblem zu beheben, ist in allen Anwendungsfällen der rONT die kostengünstigere Alternative. Eine Kombination von rONT und SR in einem Netz ist nur bei Netzen mit sehr hoher Durchdringung und gleichzeitiger inhomogener Verteilung von Erzeugungsanlagen eine wirtschaftliche Option.

Hinsichtlich des Blindleistungsbedarfs der Regelstrategien ist aus der Entscheidungsmatrix ersichtlich, dass der Blindleistungsbedarf bei fest eingestelltem $\cos\varphi$ über die Zeit wesentlich höher gegenüber der einspeiseabhängigen $\cos\varphi(P)$ -Regelung ist, bei gleichzeitig relativ kleinem Nutzen zur Spannungshaltung. Des Weiteren kann mit der $Q(U)$ -Regelung der Blindleistungsbedarf nochmals reduziert werden. Der geringste Blindleistungsbedarf von Varianten mit Blindleistungsquellen besteht bei dem Einsatz eines koordinierten Betriebs, in dem nur bedarfsgerecht Blindleistung bezogen wird.

Zusammengefasste Erkenntnisse der statischen Systemsimulation:

- Netzbetreibereigene Blindleistungskompensationseinrichtungen zur ausschließlichen Spannungshaltung sind unwirtschaftlich.
- Regelstrategien unter Einbeziehung von Einstrahlungsmessgeräten sind unwirtschaftlich.
- Einspeisemanagement von Erzeugungsanlagen ist nur für Anwendungsfälle mit zeitlich stark begrenzten Spannungsproblemen eine wirtschaftliche Option.
- Ein koordinierter Betrieb der betrachteten Applikationen ist in den meisten Anwendungsfällen unwirtschaftlich, hat jedoch einen technischen Vorteil durch einen reduzierten Blindleistungsbedarf.
- In den meisten Anwendungsfällen ist ein rONT mit lokaler Spannungsregelung oder wirkleistungsabhängiger Spannungsregelung in Kombination mit dem Blindleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen die technisch-wirtschaftlichste Option.
- Bei Anwendungsfällen mit einem Spannungsproblem ausschließlich in einem Strang ist der Strangspannungsregler gegenüber dem rONT die technisch-wirtschaftlichere Option.

4.3 Dynamische Systemsimulationen und Stabilitätsanalysen

Weitere Ergebnisse und Erkenntnisse wurden bei den dynamischen Systemsimulationen zur Untersuchung der Regelstabilität erzielt. Durch die Untersuchung konnten regelstrategieübergreifende Empfehlungen zur Parametrierung der SSA für ein robustes Systemverhalten gegeben und die Regelstrategien nach ihrer Regelstabilität bewertet werden. Hinsichtlich der Fortschritte im wissenschaftlichen Bereich konnte eine Methodik entwickelt werden, wie die Regelstabilität von Systemen mit SSA bewertet werden kann.

Abgeleitete Empfehlungen für die Parametrierung je Applikation werden nach Regelstrategie mit und ohne Einsatz von Kommunikationstechnik unterteilt, da sich die Informationsbasis grundlegend unterscheidet. Tabelle 4.2 beinhaltet die konkreten Empfehlungen, die Parameter beziehen sich auf die Reglermodelle in Abbildung 3.14.

Tabelle 4.2: Empfehlungen für die Parametrierung der Applikationen

Ohne Kommunikationstechnik (lokale Spannungsregelung)			
	$\Delta U_{rONT}/U_n$	τ_{rONT}	-
rONT	$\pm 1.5 \%$	25 s	-
	$\Delta U_{SR}/U_n$	ZV	-
SR	$\pm 2.1 \%$	0.2	-
	τ_{WR}	$\Delta U_{tot,1}/U_n$	$\Delta U_{tot,2}/U_n$
Q(U) der EZA	5 s	$\pm 7.5 \%$	$\pm 9 \%$
Mit Kommunikationstechnik (abgesetzte Messung, koordinierter Betrieb)			
	$\Delta U_{rONT}/U_n$	τ_{rONT}	-
rONT	$\pm 9 \%$	25 s	-
	$\Delta U_{SR}/U_n$	ZV	-
SR	$\pm 6 \%$	0.2	-
	τ_{WR}	$\Delta U_{tot,1}/U_n$	$\Delta U_{tot,2}/U_n$
Q(U) der EZA	5 s	$\pm 7.5 \%$	$\pm 9 \%$

Im direkten Vergleich der Regelstrategien konnten Aussagen zur relativen Regelstabilität getroffen werden. Zur Bewertung wurden die Mittelwerte aller Kenngrößen zu jeder Regelstrategie über jede Netzklasse gebildet. Dadurch wird ein einfacher relativer Vergleich möglich. Zusätzlich zu den Mittelwerten der Kenngrößen wurde der Mittelwert des Anteils unzulässiger Optionen in Prozent je Regelstrategie aufgetragen. Eine Regelstrategie, welche über die gesamte Parametervariation und über für alle Netzklassen im Mittel die besten Ergebnisse liefert, kann als robusteste Regelstrategie gesehen werden. Nachfolgend werden die Balkendiagramme mit den Mittelwerten der Kenngrößen zu den Kombinationen rONT+BLM (Abbildung 4.4), SR+BLM (Abbildung 4.5) und rONT+SR (Abbildung 4.6) unterteilt nach den Regelstrategien gezeigt.

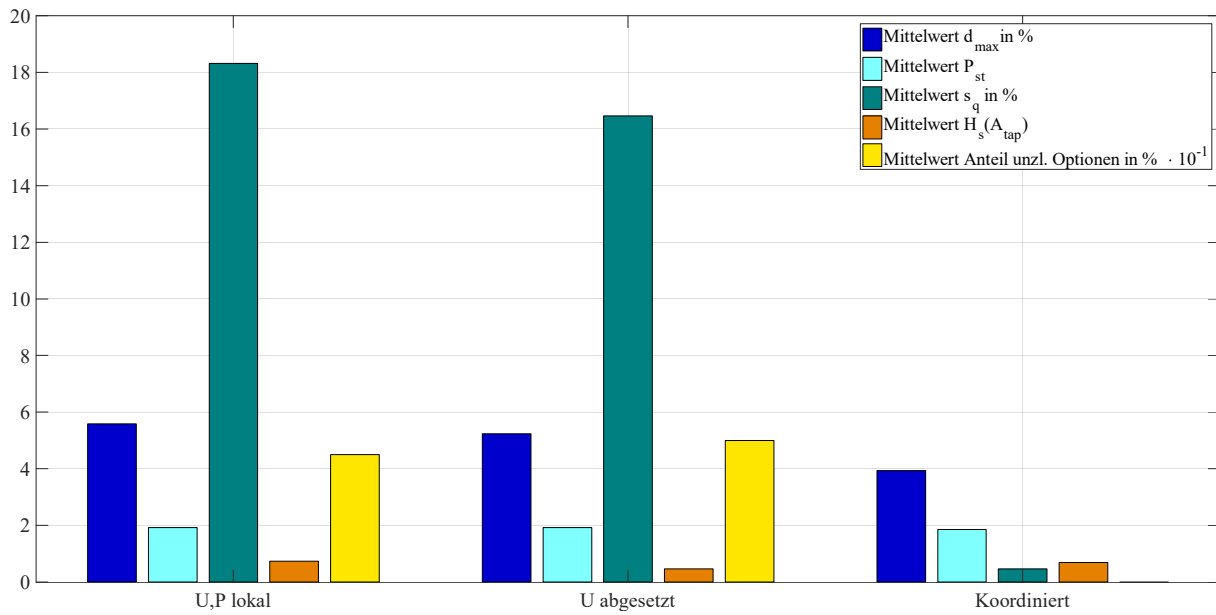


Abbildung 4.4: Mittelwerte über alle Optionen nach Regelstrategien bei Kombination rONT+BLM

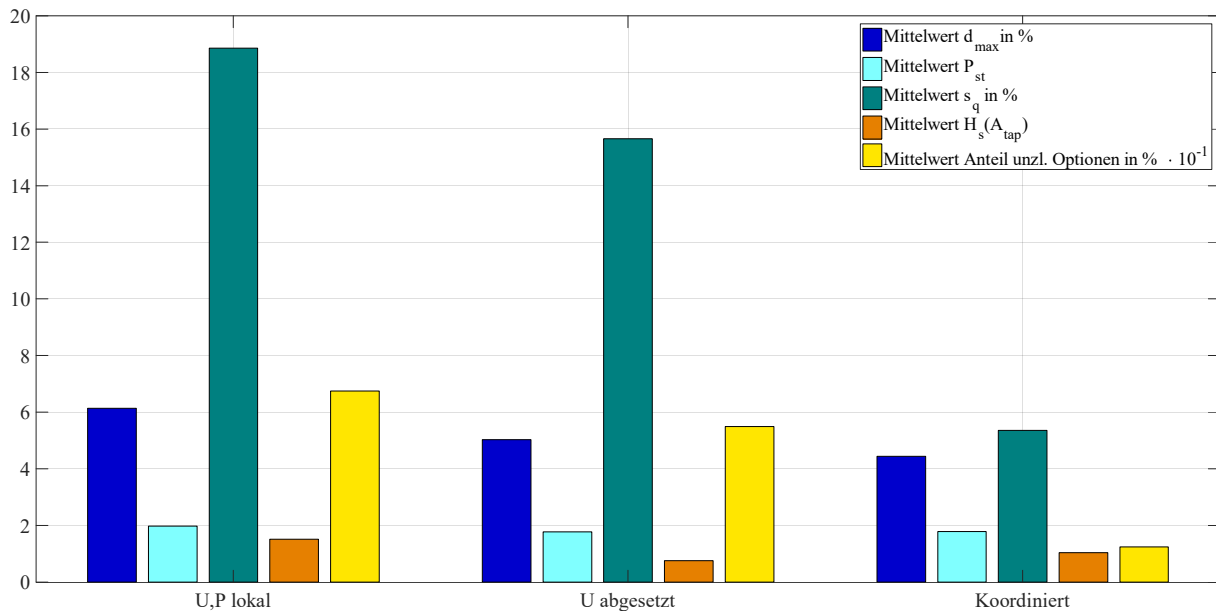


Abbildung 4.5: Mittelwerte über alle Optionen nach Regelstrategien bei Kombination SR+BLM

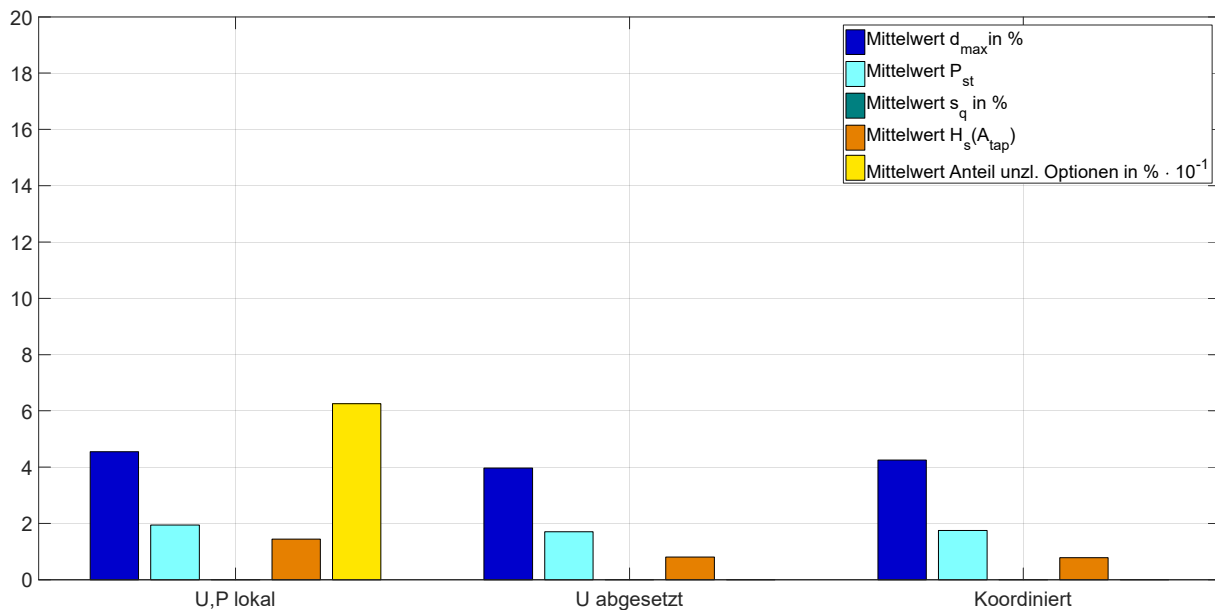


Abbildung 4.6: Mittelwerte über alle Optionen nach Regelstrategien bei Kombination rONT+SR

Die lokale Spannungsregelung mit wirkleistungsabhängiger Sollwertvorgabe („U,P lokal“) hat für alle Kombinationen die höchste mittlere Schalthäufigkeit. Das ist plausibel, da diese Regelstrategie auf einer einfachen Zustandsschätzung beruht und ein Sicherheitsbereich mit einkalkuliert wurde, d.h. die Parameter wurden so gewählt, dass das Spannungstoleranzband auf jeden Fall eingehalten wird. Dies führt jedoch in Summe zu einem höheren Schaltaufkommen. Die Regelstrategie der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung („U abgesetzt“) führt bei allen Kombinationen zur niedrigsten mittleren Schalthäufigkeit. Im Gegensatz zum koordinierten Betrieb reagiert das Blindleistungsmanagement (BLM) der Erzeugungsanlagen (EZA) sofort auf ein Überschreiten der Spannungstoleranzgrenzen, wodurch der Anteil der Spannungstützung der EZA steigt und die der stufenden Applikationen sinkt. Dem koordinierten Betrieb („Koordiniert“) kann der niedrigste Anteil an unzulässigen Optionen zugeordnet werden. Eine Wechselwirkung des BLM der EZA untereinander oder mit anderen Applikationen kann vermieden werden, indem das BLM der EZA immer erst aktiviert wird, wenn die Applikation in der darüberliegenden (Regelungs-)Ebene nicht weiter wirken kann. Im Mittel resultieren daraus ein stetiger Blindleistungsänderungsverlauf der EZA und damit ein kleinerer Schwingungsgehalt der Blindleistung. Auffallend ist, dass sich die Mittelwerte der Regelstrategien „U abgesetzt“ und „Koordiniert“ bei der Kombination rONT+SR (Abbildung 4.6) nicht merklich voneinander unterscheiden. Daraus lässt sich für die Kombination rONT+SR ableiten, dass bei geeigneter Parametrierung die abgesetzte Messung als Regelstrategie ein ebenso stabiles Verhalten aufweist, wie bei einer Koordination der Applikationen. Das Verfahren und die Ergebnisse wurden veröffentlicht [14].

Zusammengefasste Erkenntnisse der dynamischen Systemsimulation:

- Kleine Zeitkonstanten/-verzögerungen bei den Applikationen vermeiden.
- Hohe Spannungstoleranzbänder führen zu einem stabileren Betrieb; dies ist jedoch nur bei abgesetzter Messung bzw. koordiniertem Betrieb möglich.
- Der Koordinierte Betrieb ist tendenziell das robustere Regelungskonzept.
- Die Koordination von rONT und SR ist nicht notwendig.
- Bei geeigneter Parametrierung ist ein stabiler Betrieb aller Regelkonzepte möglich.

4.4 Labortest

4.4.1 Untersuchung der Fehlerzustände

Für alle Fehlerorte wird bei einem Messwert von $U = 0\text{ V}$ weiter auf die verbleibenden Leiterspannungen geregelt, da hier von einer Leiterunterbrechung mit einem Kurzschluss ausgegangen werden kann. Bei Messwerten von z.B. $U = 100\text{ V}$ wird wegen nicht plausiblen Wert in den fehlersicheren Betrieb gewechselt. Dies ist durch das „fail-safe“ Verhalten im Regelkonzept begründet (vgl. Abschnitt 4.1).

4.4.1.1 Fehler 1: Leiterunterbrechung Strang 1 vor Strangspannungsregler

Der Strangspannungsregler wechselt unabhängig von der Regelstrategie bei einer Leiterunterbrechung in den „fail-safe“-Betrieb. Die Leiterunterbrechung hat keinen Einfluss auf die Betriebsart des rONT. Das erwartete Verhalten konnte bestätigt werden.

4.4.1.2 Fehler 2: Leiterunterbrechung Strang 1 nach Strangspannungsregler

Der Strangspannungsregler wechselt im Betriebsmodus abgesetzte Messung in die lokale Regelung, da keine gültigen Messwerte vorliegen. Im Betriebsmodus koordinierter Betrieb wechselt der Strangspannungsregler in die lokale Spannungsregelung, wenn unplausible Messwerte vorliegen. Die Leiterunterbrechung hat keinen Einfluss auf die Betriebsart des rONT. Das erwartete Verhalten konnte bestätigt werden.

4.4.1.3 Fehler 3: Leiterunterbrechung Strang 2

Die Leiterunterbrechung hat keinen Einfluss auf die Betriebsart des Strangspannungsreglers. Der rONT wechselt, unabhängig von der Regelstrategie, bei einer Leiterunterbrechung in die lokale Spannungsregelung, wenn unplausible Werte vorliegen. Das erwartete Verhalten konnte bestätigt werden.

4.4.1.4 Fehler 4: Leiterunterbrechung Strang 3

Die Leiterunterbrechung hat keinen Einfluss auf die Betriebsart des Strangspannungsreglers. Der rONT wechselt, unabhängig von der Regelstrategie, bei einer Leiterunterbrechung in die lokale Spannungsregelung, wenn unplausible Werte vorliegen. Das erwartete Verhalten konnte bestätigt werden.

4.4.1.5 Fehler 5: Netzausfall vom überlagerten Netz

Ein Netzausfall wurde sowohl für den Lastfall in allen drei Strängen als auch im Einspeisefall für Stränge 1 und 2 und den Lastfall in Strang 3 durchgeführt. Wenn der rONT beim Netzausfall aufgrund des Regelungskonzepts und der aktuellen Last- oder Einspeisesituation nicht in der mittleren Stufenstellung war, regelt der rONT nach der Spannungswiederkehr im lokalen Modus die Über- oder Unterspannung zunächst aus. Nachdem der zentrale Regler die Kommunikationsverbindungen zu Strangspannungsregler und rONT wiederaufgebaut hat, werden auftretende Unter- oder Überspannungen im Netz ausgeregelt. Das erwartete Verhalten konnte bestätigt werden.

4.4.1.6 Fehler 6: Kommunikationsausfall Strangspannungsregler

Bei einem Kommunikationsausfall zum Strangspannungsregler soll dieser nach einer Wartezeit in den lokalen Modus wechseln. Nach Fehlerbeseitigung soll der Verbindungsaufbau automatisch durchgeführt werden und in den vorher aktiven Regelmodus gewechselt werden. Das erwartete Verhalten konnte nicht bestätigt werden, da ein Problem mit der Netzwerkschnittstelle bestand.

Die TCP-Verbindung hat sich bei Kommunikationsunterbrechung automatisch deaktiviert und konnte nur mit einem Neustart wieder aktiviert werden. Die Schnittstelle wurde dahingehend verbessert, dass diese dauerhaft aktiviert blieb. Das erwartete Verhalten konnte danach bestätigt werden.

4.4.1.7 Fehler 7: Kommunikationsausfall Messgerät Strangende 1

Unabhängig vom Regelungskonzept soll bei einem Kommunikationsausfall zum kritischen Messgerät am Strangende 1 der Strangspannungsregler in die lokale Spannungsregelung wechseln. Nach Behebung des Fehlers soll ein automatischer Verbindungsaufbau durchgeführt werden und in den vorher aktiven Betrieb gewechselt werden. Das erwartete Verhalten konnte bestätigt werden.

4.4.1.8 Fehler 8: Ausfall und Neustart Strangspannungsregler

Nach einem Ausfall des Strangspannungsreglers durch eine Unterbrechung der Netzspannung soll nach dem Neustart in den vorher aktiven Betrieb gewechselt werden.

Das erwartete Verhalten konnte bestätigt werden.

4.4.2 Untersuchungen im fehlerfreien Betrieb

Die Ergebnisse der Laboruntersuchungen im ungestörten Betrieb sind nach dem oben angegebenen Schema ausgewertet worden und werden im Folgenden dargestellt (vgl. Abbildung 3.23).

Abbildung 4.7 weist für die Referenzmessung mit einer Spannungsbandabweichung von $+9\% U_n$ ein Überspannungsproblem in Strang 1 auf, in den Strängen 2 und 3 liegt die Spannungsabweichung lediglich bei $+8\% U_n$ bzw. $-8\% U_n$, es liegt hier kein Spannungswert außerhalb des zulässigen Bereichs von $+9/-10\% U_n$.

Bei der lokalen Spannungsregelung kann der Strangspannungsregler die Überspannungsproblematik in Strang 1 erfolgreich lösen sodass während dem Versuch nicht einmal eine Spannungserhöhung von $+8\% U_n$ auftritt. Zwar ist bei der lokalen Regelung der rONT in Betrieb, allerdings ändert sich die Sammelschienenspannung nicht ausreichend, sodass dieser während dem Versuch keine Schalthandlung durchführt, sodass die Spannungsabweichungen in den Strängen 2 und 3 zwar geringer sind als bei der Referenzmessung. Dies lässt sich aber nicht durch spannungsbeeinflussende Betriebsmittel, sondern durch das überlagerte Mittelspannungsnetz erklären.

Durch den Einsatz der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung kann eine Überspannung in Strang 1 ebenfalls verhindert werden. Die Spannungsabweichungen können in den Strängen 2 und 3 im Vergleich zur Referenzmessung deutlich reduziert werden. Zwar überschreitet die Spannungsabweichung in Strang 2 kurzzeitig die $+9\% U_n$, allerdings kann die Zeit, in der die Spannungsabweichung in Strang 3 größer als $-8\% U_n$ sind, deutlich reduziert werden.

Im koordinierten Betrieb konnte der Regelalgorithmus eine Überspannung in Strang 1 nicht vollständig verhindern, im Vergleich zur Referenzmessung allerdings deutlich reduzieren. Die kurzen Schwellwertüberschreitungen lassen sich durch die Wartezeiten des Algorithmus und der Betriebsmittel erklären. In Strang 3 konnten die Spannungsabweichungen größer als $-8\% U_n$ deutlich reduziert werden, allerdings tritt durch die dadurch erhöhten Schalthandlungen eine Spannungsabweichung größer $+9\% U_n$ in Strang 2 auf.

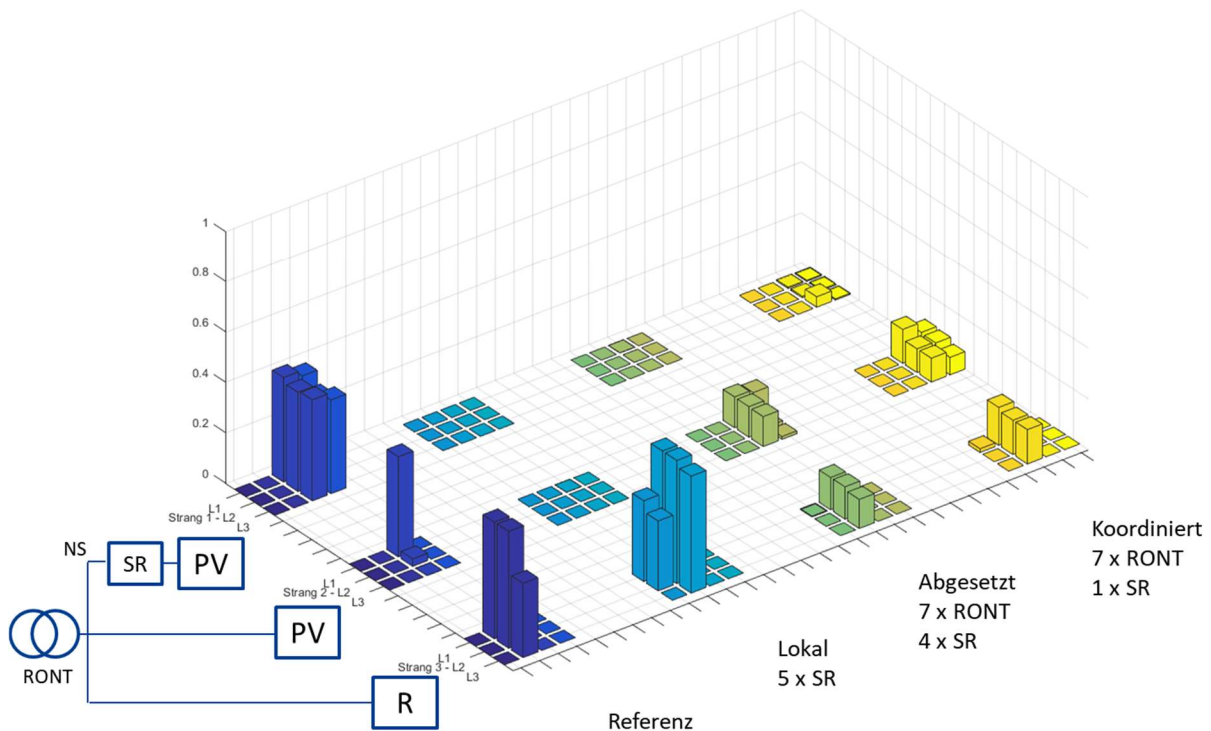


Abbildung 4.7: Spannungsabweichungen Worst-Case-Profil symmetrisch mit zwei Einspeisesträngen (PV) und Laststrang (R)

Abbildung 4.8 weist bei der Referenzmessung in Strang 2 eine Spannungserhöhung von $+8\% U_n$ auf, in Strang 3 liegt die Spannungsabweichung sogar bei $-10\% U_n$, in Strang 1 liegen alle Spannungsabweichungen unterhalb von $+8\% U_n$.

In der lokalen Spannungsregelung greift der Strangspannungsregler zwar in Strang 1 in die Spannungsregelung ein, allerdings hat dies keinen Einfluss auf die anderen beiden Stränge. Der rONT kann aufgrund der Regelung auf die Sammelschiene die Spannungsprobleme in Strang 2 und 3 nicht beheben.

Im Betrieb der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung kann eine Unterspannung mit einer Spannungsabweichung größer als $-10\% U_n$ in Strang 3 vollständig vermieden werden, die Spannungsabweichung größer $-8\% U_n$ wird deutlich reduziert. Die Spannungsabweichungen in Strang 2 können ebenfalls deutlich verringert werden. In Strang 1 liegen die Spannungen wie bei der Referenzmessung innerhalb der betrachteten Spannungsbänder.

Der koordinierte Betrieb kann die Unterspannung mit einer Spannungsabweichung von $-10\% U_n$ in Strang 3 nicht vollständig verhindern, wenn auch im Vergleich zur Referenzmessung deutlich reduzieren. In Strang 2 entsprechen die Spannungsabweichungen denen der Referenzmessung. In Strang 1 tritt beim koordinierten Betrieb erstmals eine Überspannung mit Spannungsabweichungen größer als $+10\% U_n$ auf. Dies lässt sich durch die Topologie des Regelalgorithmus erklären, der zunächst prüft ob der rONT das Spannungsproblem lösen kann und den Strangspannungsregler nur verwendet, wenn es anders nicht möglich ist.

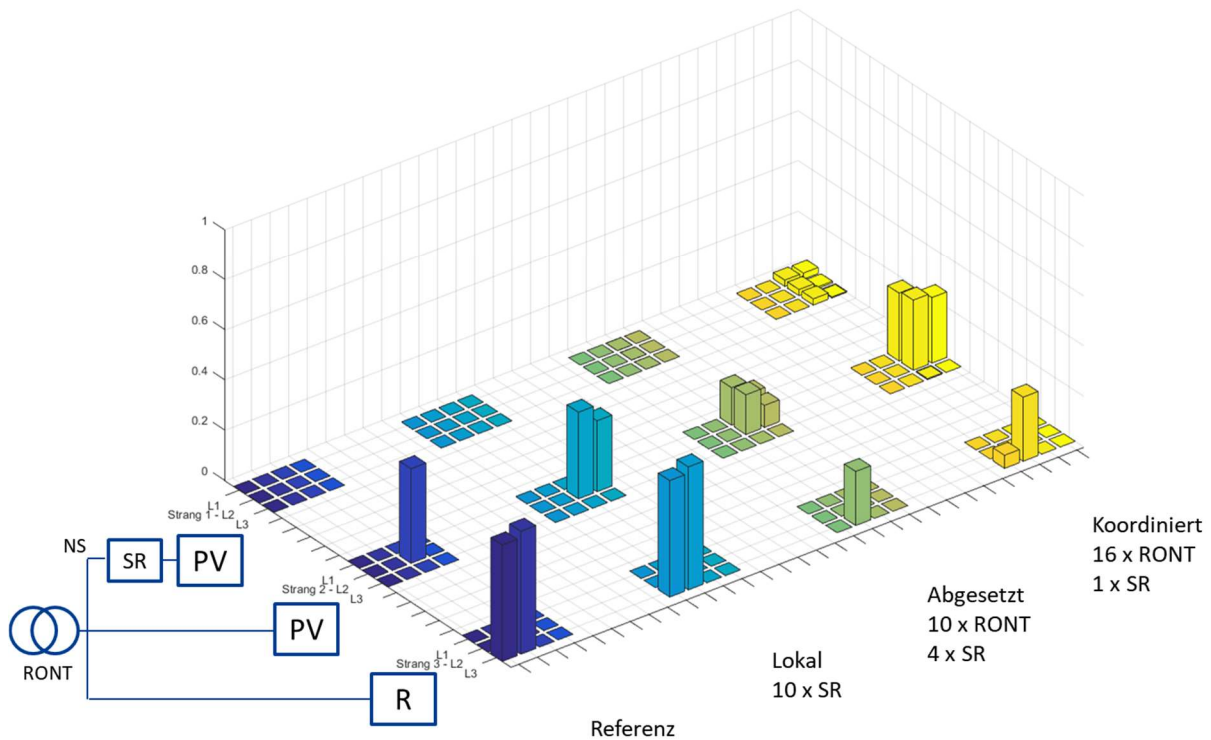


Abbildung 4.8: Spannungsabweichungen Worst-Case-Profil asymmetrisch mit zwei Einspeisesträngen (PV) und Laststrang (R)

Abbildung 4.9 zeigt bei der Referenzmessung sowohl ein Überspannungsproblem in Strang 1 als auch ein Unterspannungsproblem in Strang 3. Bei dem Laststrang 2 liegen die Spannungswerte innerhalb des betrachteten Bereichs von -8% bis $+8\%$ U_n , es liegt keine Spannungsabweichung vor.

Die lokale Spannungsregelung kann das Überspannungsproblem in Strang 1 erfolgreich lösen, indem der Strangspannungsregler der Spannungsanhebung gegenregelt. Der rONT kann das Unterspannungsproblem mit einer Spannungsabweichung größer als -10% U_n in Strang 3 nicht lösen, da auf die Sammelschiene geregelt wird und die Spannungsänderung nicht ausreichend groß ist, um eine Stufenschaltung auszulösen.

Im Betrieb der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung kann das Überspannungsproblem mit einer Spannungsabweichung von mehr als $+9\%$ U_n der Referenzmessung in Strang 1 ebenfalls behoben werden. Die Unterspannung in Strang 3 kann deutlich reduziert werden, eine Spannungsabweichung von mehr als -10% U_n sogar verhindert werden.

Im koordinierten Betrieb kann die Überspannung von $+9\%$ U_n in Strang 1 nicht vollständig verhindert werden, dies lässt sich auf die Wartezeiten des Regelalgorithmus und der Betriebsmittel zurückführen. Die Unterspannung mit einer Spannungsabweichung größer als -10% U_n in Strang 3 wird vergleichbar zur abgesetzten Messung deutlich reduziert.

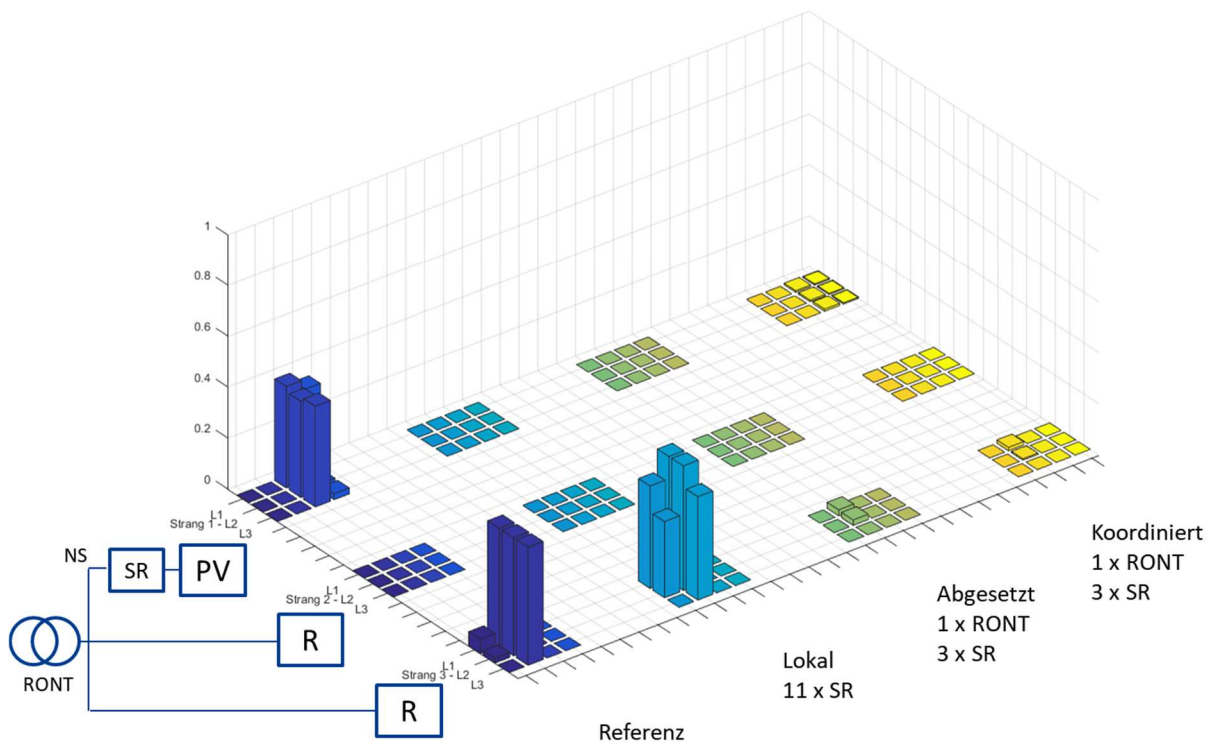


Abbildung 4.9: Spannungsabweichungen Worst-Case-Profil symmetrisch mit Einspeisestrom (PV) und zwei Laststrängen (R)

Abbildung 4.10 weist für die Referenzmessung eine Unterspannung in Strang 3 mit Spannungsabweichungen von mehr als $-10\% U_n$ auf, in Strang 2 liegt die Spannungsabweichung bei mehr als $-8\% U_n$. Die Spannungswerte in Strang 1 liegen innerhalb des betrachteten Bereichs von -8% bis $+8\% U_n$, es liegt keine Spannungsabweichung vor.

Die lokale Spannungsregelung kann die Spannungsprobleme in Strang 3 nicht lösen, da der rONT auf die Sammelschiene regelt. Der Strangspannungsregler hat lediglich Einfluss auf Strang 1. Die dennoch geringeren Werte der Spannungsüberschreitung von $-8\% U_n$ in Strang 2 lassen sich auf geringe Spannungsänderungen aus dem überlagerten Netz erklären.

Im Betrieb der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung kann die Unterspannung mit einer Spannungsabweichung von mehr als $-10\% U_n$ in Strang 3 vollständig verhindert werden, die Zeit in der die Spannung unterhalb von $-8\% U_n$ liegt kann deutlich reduziert werden. In Strang 1 und 2 liegen die Spannungswerte fast vollständig innerhalb des betrachteten Spannungsbandes, nur kurze Spannungserhöhungen um $+8\% U_n$ sind in Strang 1 vorhanden, die schnell wieder ausgeregelt werden können.

Der koordinierte Betrieb kann die Unterspannung mit einer Spannungsabweichung von mehr als $-10\% U_n$ in Strang 3 vergleichbar mit der abgesetzten Messung verhindern und das Spannungsband reduzieren. In Strang 1 sind kurze Überspannungen mit Spannungsabweichungen von mehr als $+10\% U_n$ und Spannungsabweichungen von $+8\% U_n$ zu verzeichnen, die sich mit der Topologie des Regelalgorithmus und den Wartezeiten der Betriebsmittel erklären lassen.

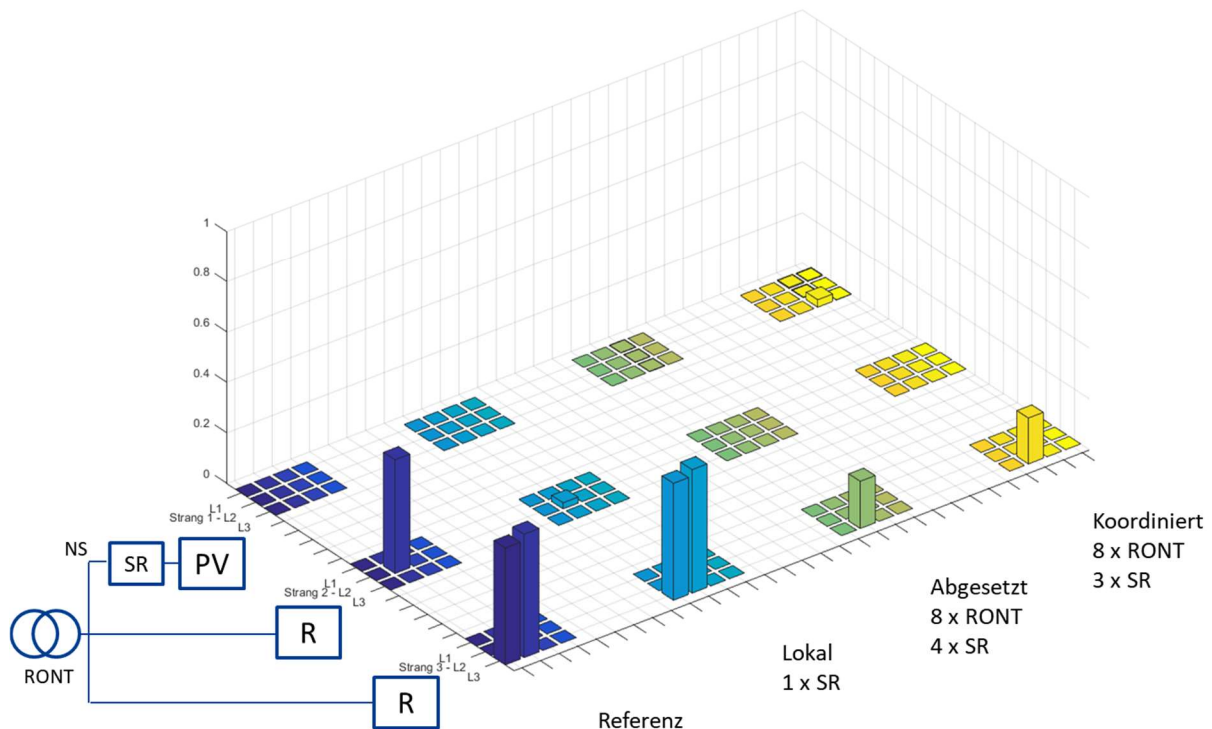


Abbildung 4.10: Spannungsabweichungen Worst-Case-Profil asymmetrisch mit Einspeisestrang (PV) und zwei Laststrängen (R)

In Abbildung 4.11 sind für die Referenzmessungen in Strang 1 Überspannungen mit Spannungsabweichungen von mehr als $+9\% U_n$ ausgewiesen. In Strang 3 sind Spannungsabweichungen von $-8\% U_n$ aufgetreten. In Strang 2 liegt lediglich kurzzeitig eine Spannungserhöhung von $+8\% U_n$ vor.

Der Einsatz der lokalen Regelung kann mit dem Strangspannungsregler sowohl die Überspannungen mit Spannungsabweichungen größer als $+9\% U_n$, als auch Spannungsabweichungen von $+8\% U_n$ in Strang 1 verhindern. Die Spannungen liegen damit innerhalb des betrachteten Spannungsbandes von -8% bis $+8\% U_n$, es liegt keine Spannungsabweichung vor. Auf die Stränge 2 und 3 hat der Strangspannungsregler keinen Einfluss, der rONT hat ebenfalls keinen Einfluss, da auf die Sammelschienenspannung geregelt wird und die Spannungsbeeinflussung hier nicht ausreichend groß ist, um eine Schalthandlung durchzuführen.

Im Betrieb der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung werden die Spannungsabweichungen in Strang 1 vollständig verhindert. Die Spannungsabweichungen von $-8\% U_n$ in Strang 3 können durch die Regelung des rONT zeitlich deutlich reduziert werden, allerdings wird damit in Strang 2 kurzzeitig eine Spannungsabweichung größer als $+8\% U_n$ erzeugt. Diese tritt nur kurzzeitig auf, dies kann durch die Wartezeit des Regelalgorithmus und der Betriebsmittel erklärt werden.

Der koordinierte Betrieb kann die Spannungsabweichungen von mehr als $+8\%$ und $+9\% U_n$ in Strang 1 zwar deutlich reduzieren, allerdings nicht vollständig verhindern. In Strang 3 kann die Zeit der Spannungsabweichung größer als $-8\% U_n$ gegenüber der Referenzmessung deutlich reduziert werden und entspricht damit der abgesetzten Messung. In Strang 2 treten durch den Einsatz der koordinierten Regelung Spannungsabweichungen von mehr als $-8\% U_n$ auf.

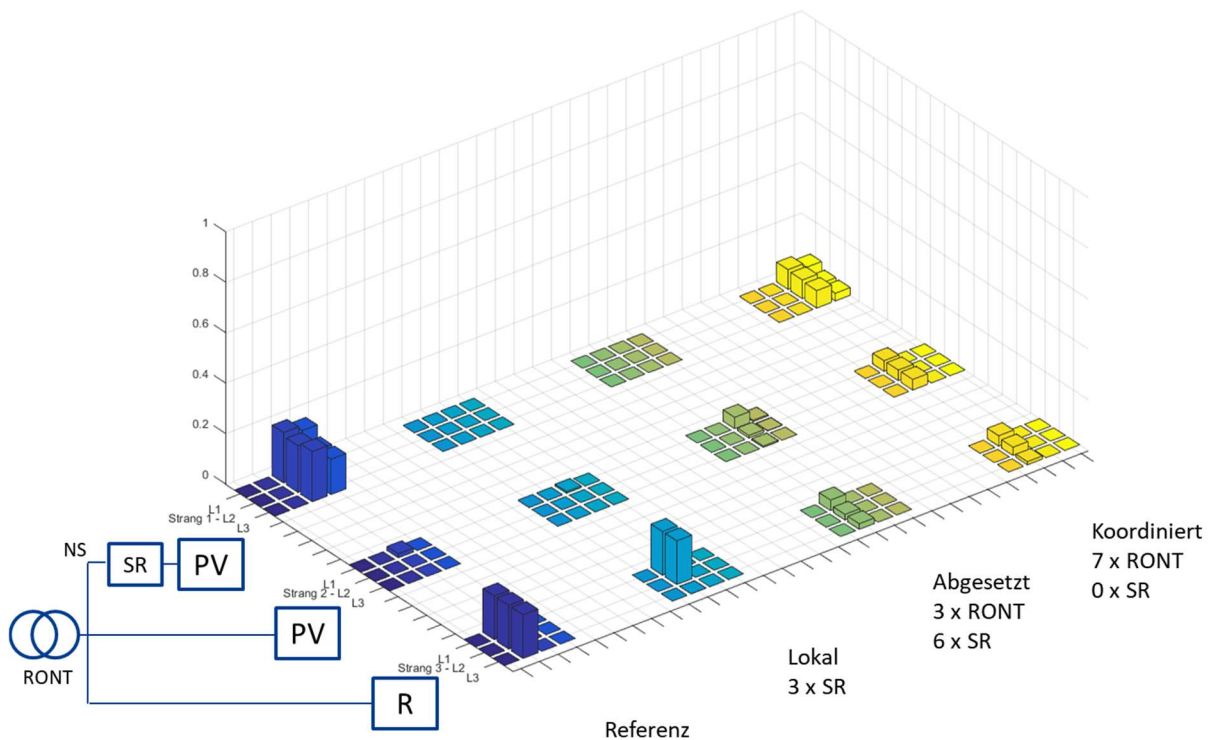


Abbildung 4.11: Spannungsabweichungen Realistisches Profil symmetrisch mit zwei Einspeisesträngen (PV) und Laststrang (R)

Abbildung 4.12 weist für die Referenzmessung in Strang 1 kurzzeitig Spannungsabweichungen von +8 % U_n auf. In Strang 2 liegen die Spannungswerte innerhalb des betrachteten Bereichs von -8 % bis +8 % U_n , es liegt keine Spannungsabweichung vor. In Strang 3 liegt eine Unterspannung vor, die Spannungsabweichung beträgt mehr als -10 % U_n .

Bei Verwendung der lokalen Regelung verhindert der Strangspannungsregler die Spannungsabweichung von mehr als +8 % U_n in Strang 1. In Strang 2 liegen die Spannungswerte innerhalb des betrachteten Bereichs von -8 % bis +8 % U_n , es liegt keine Spannungsabweichung vor. In Strang 3 kann die Unterspannung nicht verhindert werden, die Spannungsbeeinflussung an der Sammelschiene ist nicht ausreichend groß, dass eine Stufung des rONT ausgelöst wird.

Mit der Regelstrategie der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung kann die Spannungsüberhöhung in Strang 1 ebenfalls verhindern. In Strang 3 kann durch den Einsatz des rONT eine Spannungsabweichung von mehr als -10 % U_n verhindert werden und die Zeit von Spannungsabweichungen größer als -8 % U_n deutlich verringert werden. Allerdings wird durch das Stufen des rONT in Strang 2 eine vorher nicht vorhandene Spannungsabweichung erzeugt, die mehr als +8 % U_n beträgt.

Im koordinierten Betrieb kann die Spannungsabweichung von +8 % U_n zwar reduziert, aber nicht vollständig behoben werden. Eine Unterspannung in Strang 3 kann wie bei der abgesetzten Messung verhindert und die Zeit einer Spannungsabweichung größer als -8 % U_n verringert werden. In Strang 2 tritt ebenfalls eine bei der Referenzmessung nicht vorhandene Spannungsabweichung von +8 % U_n auf, ist aber deutlich kürzer als bei der abgesetzten Messung.

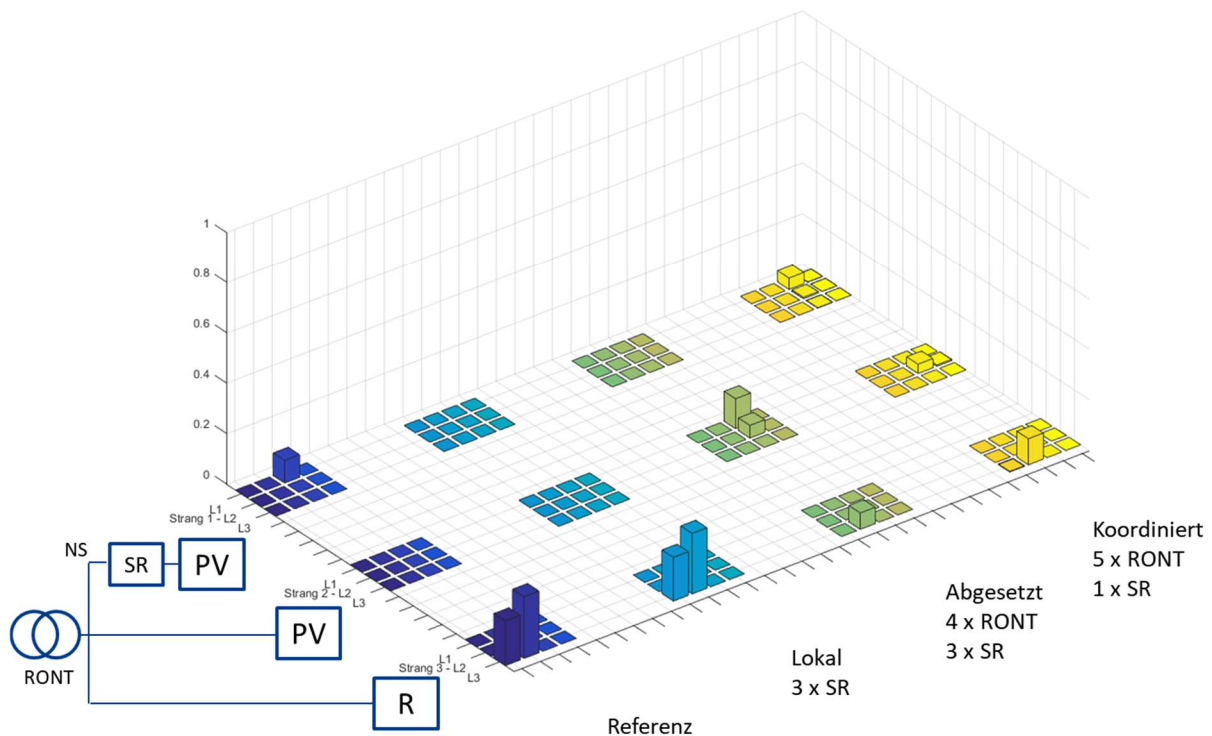


Abbildung 4.12: Spannungsabweichungen Realistisches Profil asymmetrisch mit zwei Einspeisesträngen (PV) und Laststrang (R)

In Tabelle 4.3 sind die Anzahl der Schalthandlungen der spannungsbeeinflussenden Betriebsmittel rONT und Strangspannungsregler (SR) und die bezogene normierte Blindarbeit des Labornetzes als Übersicht der Laboruntersuchungen gegeben. Der rONT findet lediglich bei der Regelstrategie zur Spannungsregelung mit abgesetzter Messung und dem koordiniertem Betrieb Verwendung, bei der lokalen Spannungsregelung ist die Spannungsbeeinflussung an der Sammelschiene nicht groß genug um eine Schalthandlung durchzuführen, der Spannungsabfall führt erst am Ende der Leitung zu unzulässigen Werten. Die Summe der Schalthandlungen unterscheidet sich je nach Untersuchungsszenario kaum zwischen Spannungsregelung mit abgesetzter Messung und dem koordinierten Betrieb. Ein bedeutender Vorteil des koordinierten Betriebs ist die geringe Blindarbeit, die vom Netz bezogen wird. Im koordinierten Betrieb liegt die bezogene Blindarbeit im Bereich 110-160 % im Worst-Case-Profil, 100 % bei dem realistischen Profil, bezogen auf die Referenzmessung. Bei Verwendung der lokalen Spannungsregelung beträgt die bezogene Blindarbeit 180-330 % im Worst-Case-Szenario, 130-150 % bei dem realistischen Profil, bezogen auf die Referenzmessung. Die Untersuchung mit der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung bezieht bei Verwendung des Worst-Case-Profiles 160-300 %, mit dem realistischen Profil 140-150 % der Blindarbeit der Referenzmessung. Der größte Vorteil des koordinierten Betriebs liegt damit in der geringen Blindarbeit, die aus dem überlagerten Netz bezogen werden muss, und damit auch einer geringeren Belastung der Betriebsmittel des Netzes.

Tabelle 4.3: Übersicht Schalthandlungen von rONT und SR und Blindarbeit

Profil	Stränge			Symmetrisch			Asymmetrisch		
	PV	Las t	Regel- betrieb	rONT	SR	W _b [norm.]	rONT	SR	W _b [norm.]
Worst-Case	2	1	Referenz	0	0	1	0	0	1
			Lokal	0	5	3,3	0	10	
			Abgesetzt	7	4	3,0	10	6	1,8
			Koordiniert	7	1	1,3	15	1	1,6
			Referenz	0	0	1	0	0	1
			Lokal	0	11	1,8	0	1	
			Abgesetzt	1	3	1,6	8	4	2,1
			Koordiniert	1	3	1,6	8	3	1,1
			Referenz	0	0	1	0	0	1
Realistisch	2	1	Lokal	0	3	1,5	0	3	1,3
			Abgesetzt	3	6	1,5	7	4	1,4
			Koordiniert	7	0	1	7	1	1

In den fehlerfreien Untersuchungen mit dem Worst-Case Profil und dem realistischen Profil sind zunächst Probleme mit dem Strangspannungsregler aufgetreten, während der Einspeisefall im Strang 1 vorlag. Diese konnten behoben werden, sodass die Untersuchungen erfolgreich durchgeführt werden konnten. Das korrekte Verhalten der Regelkonzepte und des SR im fehlerbehafteten Fall konnte nach Softwareanpassungen bestätigt werden.

Im Zuge des Projekts wurde vonseiten A-Eberle der Versuch unternommen Materialkosten am Transformator zu senken und diese mit intelligenter Regelung zu kompensieren. Die Induktion der Transformatoren wurde für die Eisenpakete höher als üblich ausgelegt. Mit intelligenter Thyristoransteuerung ist es möglich, die Transformatoren ohne „Inrush-Effekte“ schalten zu können. Diese sind jedoch nicht nur von der anliegenden Spannung, sondern auch vom Lastfluss abhängig (diese Erkenntnis konnte im Projektverlauf gewonnen werden). Nach Kenntnissen des Laborversuchs besserte A-Eberle die Thyristoransteuerung nach und bezog auch den Leistungsfluss in die Regelung mit ein. Das Problem (Sicherungen lösen durch „Inrush-Effekte“ aus) konnte damit behoben werden.

Zusammenfassend konnte in den Laboruntersuchungen gezeigt werden, dass die Regelalgorithmen den Konzepten entsprechend reagiert haben. Im koordinierten Betrieb konnten die Spannungsabweichungen im Vergleich zur Referenzmessung deutlich reduziert werden. Außerdem ist der koordinierte Betrieb das Regelungskonzept mit dem kleinsten Blindarbeitsbezug aus dem überlagerten Netz, sodass hier bislang der größte Vorteil des Regelalgorithmus liegt. Die Regelstrategie der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung konnte Spannungsabweichungen in Strang 1 vermeiden, insgesamt lieferte es damit bessere Ergebnisse, wenn auch bei einem Bezug von mehr Blindarbeit. Zur Verbesserung des Regelungskonzepts könnten bei der bisher strikt hierarchischen Struktur Ausnahmen eingefügt werden, um den SR aktiver einzusetzen. Der SR könnte immer dann agieren, wenn lediglich in seinem Strang ein Spannungsproblem vorliegt.

Zusammengefasste Erkenntnisse der Laboruntersuchungen:

- Regelalgorithmen reagieren den Konzepten entsprechend.
- Koordinierter Betrieb verringert Spannungsbandabweichungen deutlich.
- Abgesetzte Messung verhindert Spannungsabweichungen in Strang 1 vollständig.
- Koordinierter Betrieb ist Regelalgorithmus mit geringstem Blindarbeitsbezug.

4.5 Feldtest

Die Ergebnisse des Feldtests bestehen aus dem Vergleich der einzelnen Regelstrategien sowie den praktischen Erfahrungen aus der Implementierung und dem Betrieb des Systems. Außerdem wurde die Anwendung des Leitfadens anhand der Ergebnisse validiert.

Bewertungsgesichtspunkte im Feldtest waren:

- Verfügbarkeit von Mess- und Steuerstellen an der Regeleinheit („fail-safe“-Zeit)
- Anzahl der Stufenänderungen
- Spannungseffektivwerte

4.5.1 Verfügbarkeit von Mess- und Steuerstellen an der Regeleinheit

Sind valide Messwerte von als wichtig betrachteter Messstellen nicht verfügbar, wechseln die SSA in den „fail-safe“-Zustand der lokalen Spannungsregelung. Aus diesem Grund ist die Verfügbarkeit der Messstellen von Interesse. Tabelle 4.4 gibt eine Übersicht zu den Verfügbarkeiten von validen Daten der Mess- und Steuerstellen über 14 Tage. Hierbei handelt es sich um die Verfügbarkeit der Messgerätedaten für das Regelsystem. Die Verfügbarkeit der als wichtig deklarierten Messstelle „MS3_S1_A2“ liegt bei 96,1 %. Im selben Zeitraum war der rONT 1,71 % der Zeit im „fail-safe“-Zustand der lokalen Spannungsregelung. Um in den „fail-safe“-Zustand zu wechseln, muss die Nicht-Verfügbarkeit über eine Mindesttoleranzzeit andauern. Diese Toleranzzeit ist ein Parameter im Regelkonzept und wurde auf 100 s gesetzt. Die Wahl der Toleranzzeit ist ein Kompromiss zwischen der Stabilität der Regelung und dem Tolerieren von möglichen Verletzungen der Spannungstoleranzbänder für diese Zeit.

Tabelle 4.4: Verfügbarkeit der Mess- und Steuerstellen über 14 Tage

Verfügbarkeit	
Regelung rONT	98,29 %
MS1_S0_A0	100,00 %
MS1_S1_A2	63,04 %
MS2_S1_A2	92,79 %
MS3_S1_A1	99,10 %
MS3_S1_A2	96,10 %
MS3_S2_A2	97,42 %

Abbildung 4.13 zeigt Zeitpunkte des rONT im „fail-safe“-Zustand der lokalen Spannungsregelung (0: Normalbetrieb, 1: „fail-safe“) innerhalb der 14 Tage. Abbildung 4.14 zeigt die Verfügbarkeit der Messstelle „MS3_S1_A2“ im gleichen Zeitraum. Es ist beim Vergleich der beiden Abbildungen zu erkennen, dass der rONT immer in den „fail-safe“-Zustand übergeht, wenn über eine längere Zeit die Messstelle „MS3_S1_A2“ nicht verfügbar ist. Des Weiteren ist keine zeitliche Korrelation zu erkennen, die Nicht-Verfügbarkeit tritt zu verschiedenen Tageszeiten auf.

Die Auswertung der Verfügbarkeit der BPL-Kommunikationsgeräte an den Messstellen zeigte deutlich höhere Werte, wie aus Tabelle 4.5 hervorgeht.

Tabelle 4.5: Verfügbarkeiten der BPL-Modems an ausgewählten Messstellen

Verfügbarkeit	
MS1_S1_A2	99,64 %
MS2_S1_A2	99,88 %
MS3_S1_A1	99,90 %
MS3_S1_A2	99,73 %
MS3_S2_A2	99,57 %

Aus diesem Grund wurden nochmals die Einstellungen des Regelsystems überprüft. Hierbei zeigte sich, dass eine Verbesserung der Verfügbarkeit der Mess- und Steuerstellen durch eine Anpassung der Protokolle und internen Sicherheitsfunktionen erreicht werden kann. Es geht dabei um die Reduzierung der Zeit, die ein Kommunikationsserver vor einer erneuten Anfrage wartet, wenn der Kommunikationsclient zuvor mehrmals nicht antwortet. Zur Verbesserung der Stabilität der Regelung könnte die Bestimmung der Toleranzzeit dynamisch in Abhängigkeit der Spannungsverhältnisse im letzten gemessenen Zeitpunkt erfolgen, d.h. dass im Fall von sehr günstigen Spannungsverhältnissen die Toleranzzeiten verlängert werden könnten.

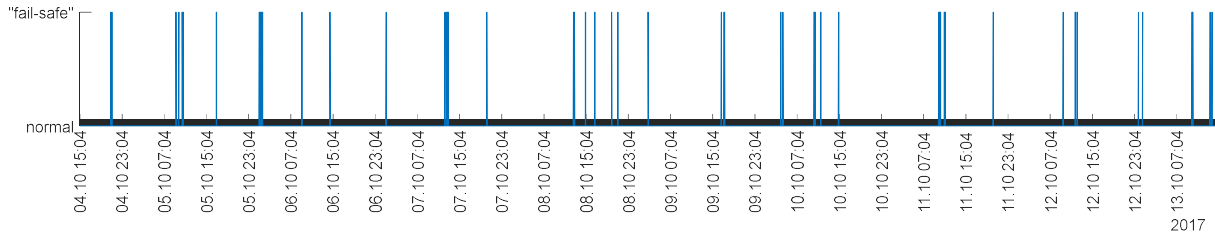


Abbildung 4.13: Zeitpunkte des rONT im „fail-safe“-Zustand der lokalen Spannungsregelung

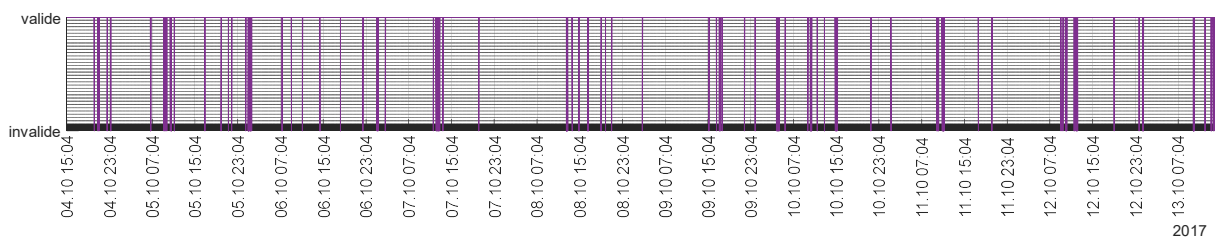


Abbildung 4.14: Visualisierung der Verfügbarkeit der Messstelle MS3_S1_A2

Durch Verringerung der Wartezeit in den Sicherheitseinstellungen konnte die Verfügbarkeit der Messgeräte und des rONT an der Regeleinheit gesteigert werden. Tabelle 4.6 zeigt die Verfügbarkeit über einen Beobachtungszeitraum von 14 Tagen. Während in absoluten Zahlen die Verbesserung marginal erscheint, zeigen die Zahlen der relativen Verbesserung eine wesentliche Steigerung.

Tabelle 4.6: Verfügbarkeit der Mess- und Steuerstellen über 14 Tage nach Änderung der Sicherheitseinstellungen

Verfügbarkeit		Verbesserung absolut	Verbesserung relativ
Regelung rONT	98,78%	+0,48 %	28,24 %
MS1_S0_A0	100,00 %	0 %	0 %
MS1_S1_A2	83,36 %	+20,33 %	54,99 %
MS2_S1_A2	95,34 %	+ 2,56 %	35,44 %
MS3_S1_A1	99,34 %	+0,24 %	26,57 %
MS3_S1_A2	97,69 %	+1,6 %	40,95 %
MS3_S2_A2	98,73 %	+ 1,31 %	50,691 %

4.5.2 Anzahl der Stufenänderungen

Innerhalb eines Beobachtungszeitraums von jeweils zwei Wochen wurden die Stufenänderungen der Längsregler erfasst. Während bei dem regelbaren Transformator die Stufenänderung mechanisch erfolgt und damit einem mechanischen Verschleiß unterliegt, werden bei dem Strangspannungsregler die Stufenänderungen über eine leistungselektronische Verschaltung von kleinen Transformatoren vorgenommen. Eine hohe Anzahl der Stufenänderung ist bei dieser Ausführung des Strangspannungsreglers nicht negativ zu bewerten.

Tabelle 4.7 zeigt den Vergleich der Stufenänderungen je Testphase und Applikation für die jeweiligen Beobachtungszeiträume. Die absoluten Zahlen beinhalten die positiven wie auch die negativen Stufenänderungen. Im Fall des Strangspannungsreglers sind die Stufenänderungen je Außenleiter angegeben. Es gilt zu beachten, dass der Beobachtungszeitraum in Testphase 3 eine Woche beträgt, während die Beobachtungszeiträume in den anderen beiden Phasen zwei Wochen betragen. Für eine bessere Vergleichbarkeit wurden die in Tabelle 4.7 angegebenen Werte für Testphase 3 bereits mit Faktor zwei multipliziert.

Tabelle 4.7: Vergleich der Anzahl der Stufenänderungen je Testphase und Applikation

Stufenänderungen in Testphase 1: Lokaler Betrieb		Stufenänderungen in Testphase 2: Abgesetzte Messung		Stufenänderungen in Testphase 3*: Koordinierter Betrieb	
rONT	83	rONT	34	rONT	102
SR		davon in „fail-safe“	19	davon in „fail-safe“	20
L1	495	SR		SR	
L2	338	L1	158	L1	22
L3	237	L2	77	L2	24
		L3	71	L3	22
				davon in „fail-safe“	60

Aus Tabelle 4.7 ist für beide Applikationen erkennbar, dass in Testphase 1 wesentlich mehr Stufenänderungen als in Testphase 2 erfolgten. Dies liegt im schmaleren Spannungstoleranzband der lokalen Spannungsregelung begründet, da in diesem Betrieb weniger Informationen zur Verfügung stehen und deshalb ein Sicherheitsfaktor miteinbezogen werden musste. Als Resultat werden in diesem Betrieb wesentlich häufiger Stufenänderungen durchgeführt.

Im Zeitraum der Testphase 2 wurden 34 Stufenänderungen vom rONT durchgeführt. Jedoch wurden mehr als die Hälfte der Stufenänderungen getätigt, während sich der rONT im „fail-safe“-Zustand und damit im Betrieb der lokalen Spannungsregelung befand. Wie in Abschnitt 4.5.1 gezeigt wurde, konnte die Verfügbarkeit der Mess- und Steuerstellen erhöht und damit die Zeit im „fail-safe“-Zustand reduziert werden.

Der koordinierte Betrieb führt zu der größten Anzahl an Stufenänderungen des rONT. Konzeptbedingt regelt der rONT immer zuerst und kann in einem weiten Arbeitsbereich alle Spannungsprobleme auch selbst lösen. Nur zu wenigen Zeitpunkten wird die zweite Stufe im Regelkonzept und damit der SR aktiviert. Alle anderen Stufenänderungen beim SR sind auf den „fail-safe“-Zustand des SR nach Kommunikationsausfall zurückzuführen. Auf die mit der relativ hohen Anzahl an Stufenänderungen des SR im „fail-safe“-Betrieb einhergehende Problematik wird in Abschnitt 4.5.4 eingegangen. Das BLM der EZA als dritte Stufe im Regelkonzept musste zu keinem Zeitpunkt aktiviert werden.

Bei ca. 50 Stufenänderungen pro Woche und einer Lebensdauer des Transformators von 40 Jahren kann die Anzahl der Stufenänderungen abgeschätzt werden:

$$50 \text{ Stufenänderungen/Wochen} \cdot (52 \cdot 40) \text{ Wochen} = 104.000 \text{ Stufenänderungen}$$

Die Lebensdauer des Stufenschalters des rONT liegt nach Herstellerangaben bei 500.000 Stufenänderungen, somit liegt auch die Anzahl der Stufenänderungen bei der lokalen Spannungsregelung im nicht kritischen Bereich.

Zusammengefasste Erkenntnisse der Auswertung der Stufenänderungen im Feldtest:

- Die Verwendung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung führt zu wesentlich weniger Stufenänderungen aller Längsregler im Vergleich zur lokalen Spannungsregelung.

- Die Verwendung des koordinierten Betriebs führt zu häufigen Stufenänderungen des rONT, zugleich wird die Anzahl der Stufenänderungen des SR drastisch reduziert.
- In allen Fällen ist die Anzahl der Stufenänderungen nicht kritisch.

4.5.3 Spannungseffektivwerte

Nachfolgend werden die in den einzelnen Testphasen aufgetretenen Spannungseffektivwerte je Messstelle verglichen. Zur Visualisierung der großen Anzahl an Messwerten (1 s Spannungseffektivwerte) werden Boxplot-Diagramme verwendet. Abbildung 4.15 gibt eine Erklärung zur Interpretation der Boxplot-Diagramme. Die Länge der Whisker ist auf maximal das 1,5-fache des Interquartilsabstands (Differenz zwischen den Werten des 25 %- und 75 % Quantils) beschränkt. Der Whisker endet bei dem letzten Wert, welcher noch innerhalb dieses Abstands liegt. Alle anderen Werte werden als Ausreißer behandelt.

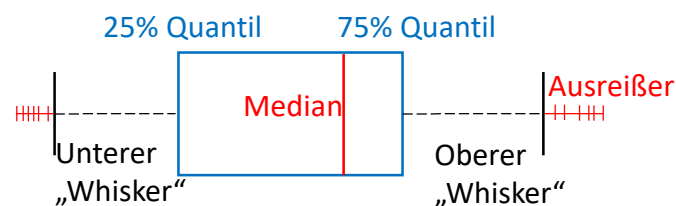


Abbildung 4.15: Erklärung Boxplot-Diagramm

Abbildung 4.16 und Abbildung 4.17 zeigen Boxplot-Diagramme für die Testphasen 1 und 2 für verschiedene Messstellen. Die Verträglichkeitspegel der Spannung nach der EN 50160 wurden zu keinem Zeitpunkt überschritten. Der Vergleich der Diagramme zeigt, dass die Spannung in Testphase 2 wesentlich breiter variiert als in Testphase 1. In Testphase 2 traten auch die größeren Extremwerte auf. Die Begründung liegt analog zur Erkenntnis der Analyse der Stufenänderungen darin, dass das Spannungsband bei Spannungsregelung mit abgesetzter Messung weiter ausgenutzt werden kann.

Abbildung 4.18 zeigt das Boxplot-Diagramm für die Testphase 3. Es ist deutlich die höhere Spannung an der Sammelschiene des regelbaren Ortsnetztransformators („MS1_S0_A0“) zu erkennen. Die aufgetretenen Spannungen der Messstellen „MS2_S1_A2“ und „MS3_S1_A2“ sind sehr ähnlich denen in der Testphase 2. Im Fall der Messstelle „MS2_S1_A2“ gab es zwei Ausreißer (zwei Zeitpunkte) unterhalb von 210 V bei 209,9 V und 207,8 V, welche hier nicht gezeigt werden. Hingegen ist die Breite der Variation der gemessenen Spannungen von Messstelle „MS2_S1_A2“ und „MS3_S1_A2“ kleiner als in Testphase 2.

Zusammengefasste Erkenntnisse der Auswertung der Spannungen:

- Die Verträglichkeitspegel der Spannung nach der EN 50160 konnten immer eingehalten werden.
- Die resultierende Bandbreite an Spannungsbeträgen ist bei Regelstrategien mit abgesetzter Messung größer als bei Regelstrategien der lokalen Regelung.
- Im koordinierten Betrieb ist die Spannung am rONT wesentlich größer als bei den anderen Regelstrategien.

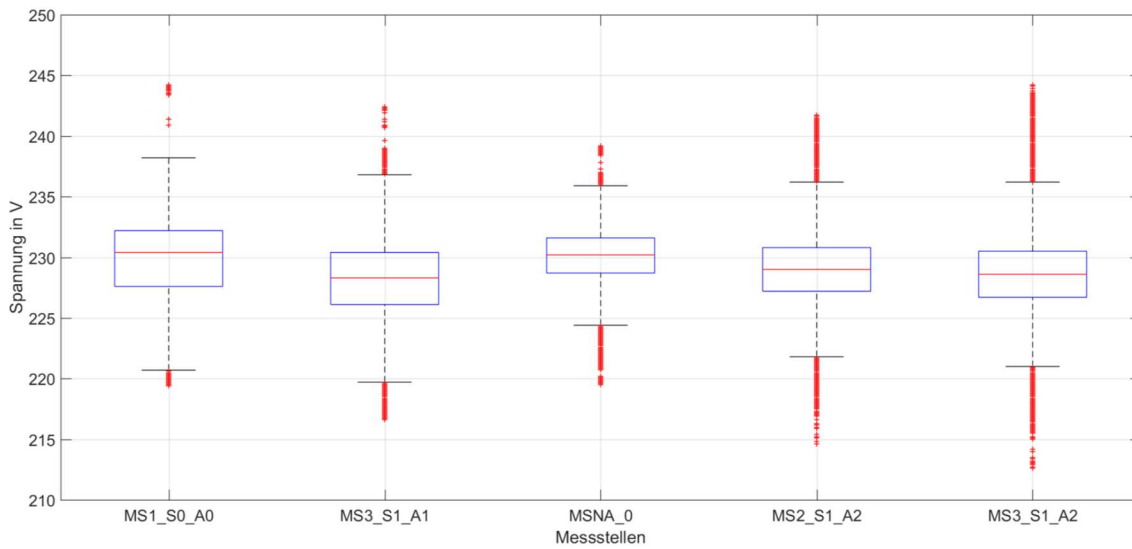


Abbildung 4.16: Boxplot-Diagramm der gemessenen Spannungen in Testphase 1

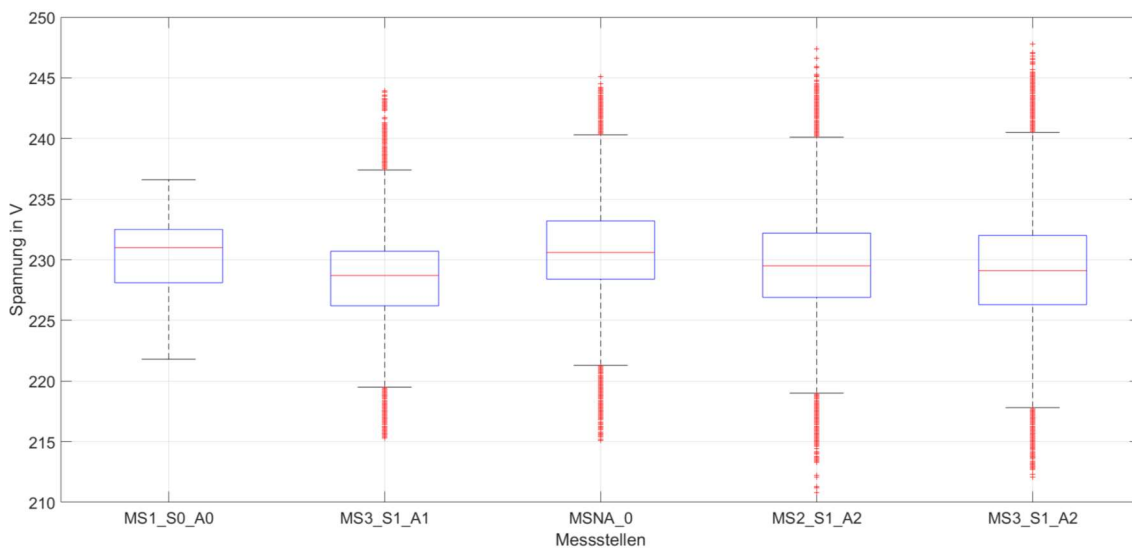


Abbildung 4.17: Boxplot-Diagramm der gemessenen Spannungen in Testphase 2

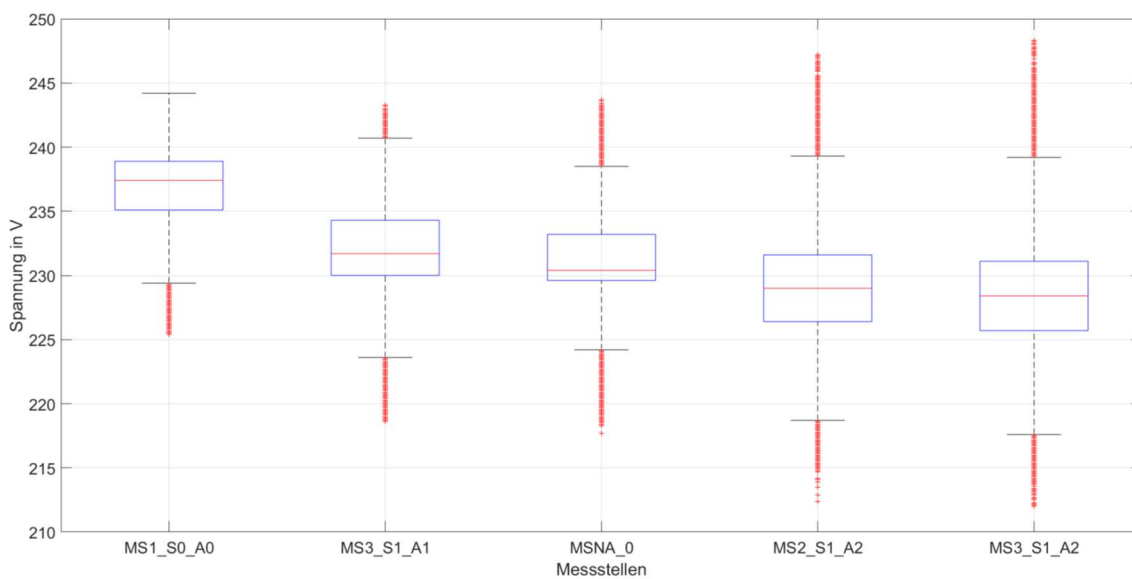


Abbildung 4.18: Boxplot-Diagramm der gemessenen Spannungen in Testphase 3

4.5.4 Koordiniertes Regelkonzept im realen Betrieb

Das verwendete Regelkonzept der koordinierten Regelung kann die Spannungen immer in einem zulässigen Bereich halten. Jedoch zeigte sich bereits im Labortest, dass das Regelkonzept das Potential des Strangspannungsreglers (SR) nicht optimal nutzt. In dem Feldtest wurde eine weitere Schwäche deutlich: Es ist die Problematik beim Verlust einzelner Pakete bei der Kommunikation von der zentralen Regeleinheit zum Strangspannungsregler. Solche vereinzelt Paketverluste sind bei der Nutzung verlustbehafteter Kommunikationsinfrastrukturen (Mobilfunk, BPL usw.) normal, auch wenn, wie in Abschnitt 4.5.1 gezeigt, die Verfügbarkeit des Kommunikationssystems bei deutlich über 99 % liegt.

Bei einer Störung der Kommunikation wechselt der SR nach einer Wartezeit aus Sicherheitsgründen in den „fail-safe“-Zustand der lokalen Spannungsregelung. Die lokale Spannungsregelung nutzt dabei ein sehr eng gefasstes Spannungstoleranzband, wodurch es passieren kann, dass der SR die Spannung senkt, während dadurch die Spannung des kritischen Knoten am Ende des Stranges an die untere Toleranzgrenze des Regelkonzepts gelangt. Der rONT erhöht daraufhin die Spannung. Dieser Zustand ist hinsichtlich der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen nicht kritisch, da die Spannungstoleranzgrenzen nicht langfristig überschritten werden können. Jedoch ist es kein optimaler Zustand, da der regelbare Ortsnetztransformator und der Strangspannungsregler gegeneinander wirken. Dadurch können diese nicht mehr flexibel auf Spannungsänderungen reagieren. Abbildung 4.19 zeigt die Problematik für den Lastfall auf, die Toleranzgrenze des Regelkonzepts liegen hierbei bei $\pm 6\% U_n$. Während die

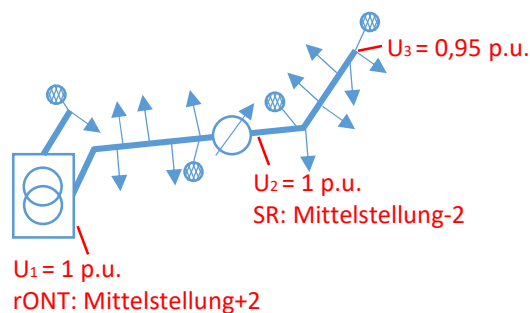


Abbildung 4.19: Nicht optimaler Zustand im koordinierten Betrieb

Prinzipiell kann diese Problematik auch bei der Regelstrategie der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung auftreten. Dies ist jedoch wesentlich unwahrscheinlicher, da die meisten Spannungsänderungen vom Strangspannungsregler ausgeregelt werden.

Abbildung 4.20 zeigt die negativen Auswirkungen eines nicht optimalen Zustands im koordinierten Betrieb anhand eines Zeitausschnitts aus der Spannungsanalyse des Feldtests. Zum Zeitpunkt „06:53:19“ war eine Spannung bereits mehrere Sekunden unterhalb der Spannungstoleranzgrenze von 94 % U_n . Da eine Stufenänderung von 2,5 % des rONT voraussichtlich nicht zu einer Spannungstoleranz-Grenzwertverletzung in einem anderen Knoten führt, wurde die Stufenänderung durchgeführt. Die höchste Spannung im Netz lag danach jedoch direkt an der oberen Spannungstoleranzgrenze. Nach Ablauf der Verzögerungszeit erfolgte zum Zeitpunkt „06:54:14“ wieder eine Stufenänderung von 2,5 % U_n des rONT, um die Spannung zu reduzieren. Der Regelalgorithmus handelt korrekt nach dem Regelkonzept, jedoch hätte zum Zeitpunkt „06:53:19“ optimaler Weise der Strangspannungsregler agieren müssen.

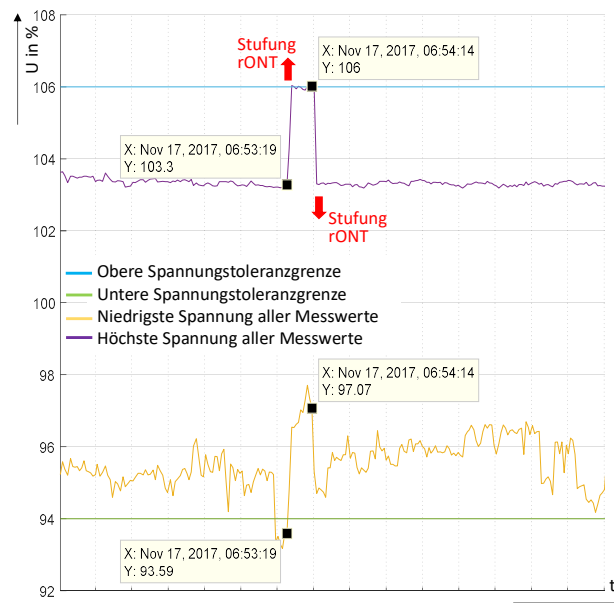


Abbildung 4.20: Ausschnitt aus der Spannungsanalyse des Feldtests im koordinierten Betrieb

Als Verbesserungsmöglichkeit und Weiterentwicklungen des Regelkonzepts ist eine Veränderung des Regelalgorithmus angedacht, sodass innerhalb der Spannungstoleranzgrenzen der rONT und der SR immer eine größtmögliche Flexibilität im Stellbereich behalten. Am Beispiel von Abbildung 4.19 würde der rONT und der Strangspannungsregler dabei auf Mittelstellung gestellt werden. Im Vergleich zum jetzigen Regelkonzept würden damit vermutlich die Anzahl der Stufenänderungen steigen. Der Feldtest hat jedoch gezeigt, dass die Anzahl der Stufenänderungen eine wenig kritische Kenngröße ist (siehe Abschnitt 4.5.2). Auf jeden Fall wäre dieses Regelkonzept weniger verständlich für die Anwender und damit die Akzeptanz in der Praxis vermutlich geringer.

Alternativ ist das Verhalten im Fehlerfall zu ändern, da die Problematik nur bei länger andauernden Kommunikationsausfällen vorliegt. Der rONT könnte im Normalbetrieb wie auch bei Kommunikationsausfall zum SR nur Spannungen von Messungen vor dem Strangspannungsregler in die Regelung miteinbeziehen. Lediglich wenn der SR einen Fehler meldet, werden alle Messungen berücksichtigt. Der Strangspannungsregler hat eine wesentlich bessere Verfügbarkeit als die IKT-Infrastruktur. Dadurch kann bei einem Kommunikationsausfall davon ausgegangen werden, dass es sich auch um einen solchen handelt und der SR mit lokaler Spannungsregelung weiter aktiv ist. Ein Kommunikationsausfall über mehrere Stunden kann der Leitstelle gemeldet werden.

Zusammengefasste Erkenntnisse aus dem Feldtest zum koordinierten Betrieb:

- Koordinierter Betrieb kann die Spannungen immer in einem zulässigen Bereich halten.
- Die Verwendung abgesetzter Messwerte und das vorgegebene „fail-safe“-Verhalten des Regelkonzepts führen im koordinierten Betrieb zu nicht optimalen Stufenstellungen bei rONT und SR.
- Verbesserungsmöglichkeiten durch:
 - Erweiterung des Regelkonzepts um ein Optimierungsalgorithmus,
 - Veränderung des „fail-safe“-Verhalten.

4.6 Technisch-wirtschaftliche Bewertung

Der Großteil der technisch-wirtschaftlichen Bewertung beruht auf der Analyse und dem Vergleich der SSA mit Hilfe der Systemsimulationen, siehe Entscheidungsmatrix Tabelle 4.1.

Durch die Erfahrungen bei der Installation und Implementierung der Feldtestkomponenten wurden die angesetzten Kosten zur Erstellung der Entscheidungsmatrix angepasst. Die Ergebnisse aus dem Labor- und Feldtest gingen in die technische Bewertung der SSA und der betrachteten Regelstrategien mit ein. Aus dieser Bewertung sind folgende vereinfachte Aussagen abgeleitet:

- Einsatz des Blindleistungsmanagements (BLM) von EZA in den Anwendungsfällen, wo dieses ausreicht. Werden andere Maßnahmen ergriffen, ist das BLM zu deaktivieren.
- Einsatz des Einspeisemanagements von EZA in den Anwendungsfällen, wo nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr ein Spannungsproblem vorliegt und die notwendige Mess-, Steuer- und Kommunikationsinfrastruktur bereits vorhanden ist (Smart-Meter-Rollout).
- Bei Spannungsproblemen in mehreren Netzsträngen:
 - In der Regel: Einsatz eines rONT mit lokaler Spannungsregelung.
 - In Ausnahmefällen: Einsatz eines rONT mit lokaler Spannungsregelung und wirkleistungsabhängiger Sollwertvorgabe.
 - In Sonderfällen: Einsatz eines rONT mit abgesetzter Messung in Anwendungsfällen mit sehr hoher inhomogener Verteilung von Erzeugungsanlagen auf die Stränge im Netz.
- Bei einem Spannungsproblem in einem Netzstrang:
 - In der Regel: Einsatz eines Strangspannungsreglers mit lokaler Spannungsregelung.
 - In Ausnahmefällen: Einsatz eines Strangspannungsreglers mit lokaler Spannungsregelung bei stromabhängiger Schätzung der Spannung an kritischen Knoten.
- Kombination von rONT und SR nur in Netzen mit Spannungsproblemen in mehreren Netzsträngen und mit einem besonders kritisch einzuschätzenden Netzstrang.
 - In der Regel: Einsatz eines rONT und eines SR mit lokaler Spannungsregelung.
- Einsatz des koordinierten Betriebs falls die notwendige Mess-, Steuer- und Kommunikationsinfrastruktur bereits vorhanden ist (Smart-Meter-Rollout) und der Netzbetreiber ein besonderes Interesse hat, den Blindleistungsbezug der EZA drastisch zu verringern oder generell zu kontrollieren.

4.7 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Niederspannungsnetze in Deutschland haben in Summe die längsten Leitungslängen aller Netzebenen. Es existieren mehrere Zehntausend einzelne Niederspannungsnetze von über 800 Betreibern. Ein kosteneffizienterer Netzausbau hat somit enorme volkswirtschaftliche Auswirkungen. In vielen Fällen erweist sich der Einsatz der SSA als wirtschaftlich sinnvoll [12].

Es gibt zwei wesentliche Aspekte, in welchen der Leitfaden positive Auswirkungen hervorrufen kann:

- Durch die Existenz eines praktikablen Leitfadens sind die Verteilnetzbetreiber eher bereit unkonventionelle aber kosteneffizientere Maßnahmen vorzunehmen.
- Durch die Verwendung des Leitfadens können die Planungskosten bei der Integration von SSA reduziert werden.

Der Einsatz von SSA muss unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit dem konventionellen Netzausbau verglichen werden. Dem Verteilnetzbetreiber stehen für diese klassischen Netzausbaumaßnahmen Erfahrungen und spezifische Kostenansätze zur Verfügung, welche es mit den Kosten der SSA zu vergleichen gilt. Aus demselben Grund wird auch auf wirtschaftliche Vergleiche zwischen klassischen Netzausbaumaßnahmen und den spannungsstabilisierenden Applikationen (SSA) im Leitfaden verzichtet.

Hinsichtlich der Planungskosten haben erste interne Anwendungsversuche ergeben, dass sich durch die Anwendung des Leitfadens die Planungszeiten erheblich reduzieren lassen. Die Planungszeit bei der Auswahl der SSA und der Regelstrategie ohne Leitfaden ist dabei stark von der Erfahrung der jeweiligen Netzplaner abhängig. Bei geringerer Erfahrung der Netzplaner mit SSA zeigt die Anwendung des Leitfadens die größten Zeiteinsparpotentiale. Im Bereich der Installation und Implementierung

sind die Zeiteinsparpotentiale weniger groß. Abgesehen von der Implementierung der Informations- und Kommunikationstechnik sind die Erfahrung und die Kompetenz der Verteilnetzbetreiber bei der Installation von Netzkomponenten sehr groß. So gibt es nur wenige Unterschiede bei der Installation eines regelbaren Ortsnetztransformators gegenüber einem konventionellen Ortsnetztransformator sowie nur eine geringe Abweichung beim Vorgehen der Installation von Strangspannungsreglern gegenüber einem Kabelverteilerschrank.

Abbildung 4.21 zeigt den erfahrungsbasierten Vergleich der Planungszeiten mit und ohne Anwendung des Leitfadens. Die Abbildung zeigt eine durchschnittliche Bearbeitungszeit von drei großen Arbeitsschritten bei der Integration von SSA. Bezüglich der Planungszeit zur Auswahl der zu verwendenden SSA und Regelstrategie kann durchschnittlich 44 % der Zeit eingespart werden. Bei der Installation und Implementierung ist es eine Reduktion der Arbeitszeit von ca. 10 %.

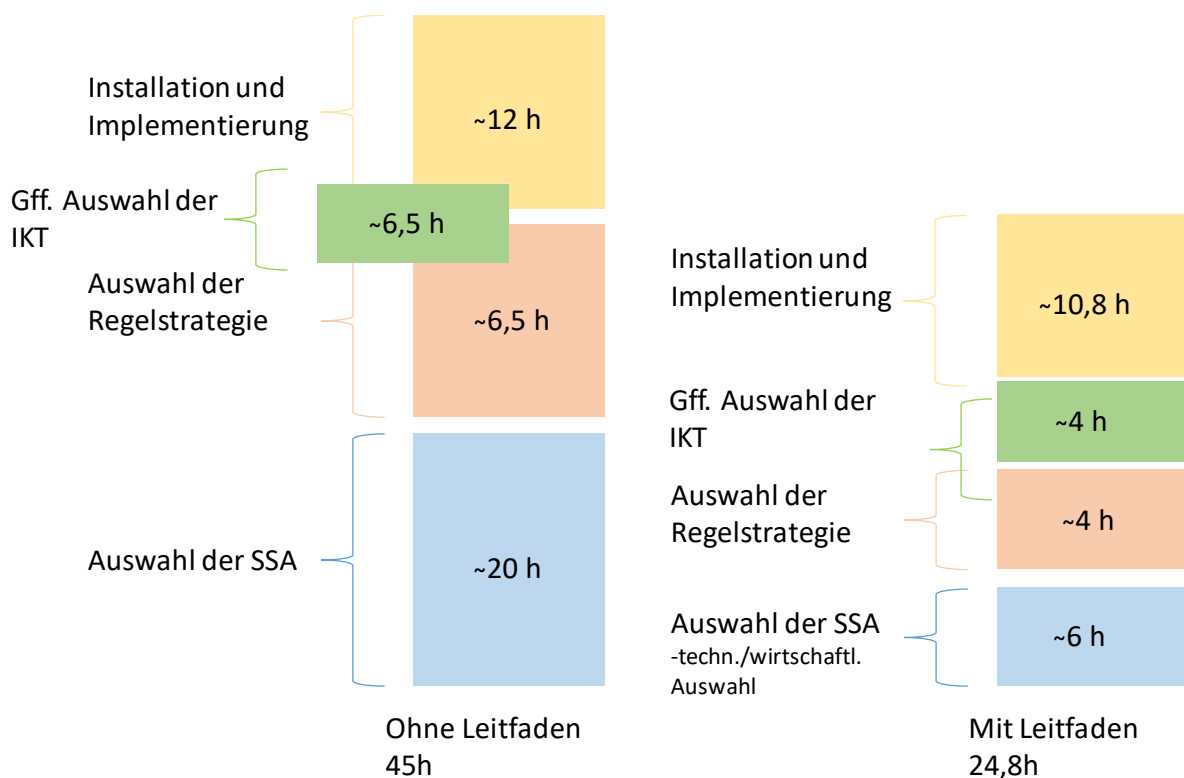


Abbildung 4.21: Erfahrungsbasierter Vergleich der Planungszeiten

Die Akzeptanz der Bevölkerung bei konventionellem Netzausbau ist ein Aspekt, welcher nicht konkret mit Kosten bewertet werden kann. Die Sperrung einer wichtigen Straße in einer Kommune kann bei der betroffenen Bevölkerung die Akzeptanz für den weiteren Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen schmälern. Demgegenüber hat die Installation eines rONT keine Auswirkungen auf die Einwohner. Durch den vermehrten Einsatz von SSA kann somit in einem gewissen Umfang auch die Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende gestärkt werden.

5 Verwertung

5.1 Wichtige Positionen im zahlenmäßigen Nachweis

Im Rahmen der Projektdurchführung sind Kosten für Personal, Reisen und Materialien entstanden. Die detaillierte Aufstellung der Kosten ist dabei dem Verwendungsnachweis zu entnehmen. Die größten Kostenpositionen betreffen dabei die Beschaffung und Installation der Applikationen und der Informations- und Kommunikationstechnik im Feldtest, das Mieten des Labornetzes sowie die Personalkosten rund um die Arbeiten zur Entwicklung des Leitfadens und der eingesetzten Informations- und Kommunikationstechnik.

5.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Das Projekt war mit erheblichen technischen Risiken verbunden und führt zudem zu einer hohen Personalbindung von hochqualifizierten Kräften. Ohne die Förderung hätten die Partner das Projekt nicht in diesem geplanten Rahmen durchführen können. Als wertvoller Input werden die Erkenntnisse zu den vier Mechanismen der Spannungshaltung aus den obenstehend beschriebenen Förderprojekten aufgegriffen. Dennoch ist die Simulation dieser vier Verfahren in unterschiedlichen Netzsituationen sowie in der Kombination untereinander so aufwendig und die darauf aufbauende Entwicklung eines integrativen Regelkonzepts mit hohen Unsicherheiten behaftet, dass eine Durchführung ohne Fördermittel nicht erfolgen kann. Auch im Bereich des Entwicklungsaufwandes der peripheren Technologien, wie beispielsweise die Weiterentwicklung der Kommunikationsinfrastruktur oder die Erstellung der Algorithmen zur Synchronisation der Regler im Netz, wird mit hohen technischen Risiken gerechnet.

5.3 Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Der Leitfaden als Kernpunkt des Projektes bietet Verteilnetzbetreibern eine Unterstützung bei der Planung und dem Betrieb innovativer Applikationen in Ihrem Netz. Dieser steht nach der Veröffentlichung frei zugänglich online zur Verfügung.

Um die Verbreitung und die Akzeptanz des Leitfadens zu erhöhen, ist das Ziel des Projektkonsortiums den Leitfaden hin zu einer VDE Anwendungsregel entwickeln. Diese unterliegt einem öffentlichen Einspruchsverfahren und hat den Status einer anerkannten Regel der Technik. Das Projektkonsortium erhofft sich dadurch eine Verbesserung der Praxistauglichkeit sowie eine höhere Akzeptanz in der Fachwelt.

Die im Laufe des Projekts entstandenen Simulationsmodelle und automatisierten Simulationsprogramme werden von der TUK in zukünftigen Projekten und in der Forschung weiterverwendet und weiterentwickelt. Das Projekt hat hier maßgeblich den Aufbau von „Know-How“ gefördert.

Aus wissenschaftlicher Sicht konnten Beiträge im Bereich der Untersuchung der Regelstabilität bei Zusammenwirken mehrere SSA sowie im Bereich der zentralen und koordinierten Regelung erzielt werden.

5.4 Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Aufgrund der im Abschnitt 1.1 beschriebenen Problematik, wurden in den letzten Jahren viele Untersuchungen und Pilotprojekte durchgeführt. Nachfolgend werden die wichtigsten kurz beschrieben:

Das Konsortium des Projekts „DG DemoNet – Smart LV Grid“ [15] veröffentlichte Mitte 2015 den Endbericht zum Projekt. Ein Kernarbeitspunkt im Projekt waren der Vergleich und die Bewertung der Regelungskonzepte bei der Kombination von regelbaren Ortsnetztransformatoren und Erzeugungsanlagen. Anders als beim Konzept im Projekt LISA laufen alle berücksichtigten Regelungsstufen (lokale Regelung, Regelung mit abgesetzten Messwerten, koordinierte Regelung) parallel und eine übergeordnete Regeleinheit entscheidet, welche Stufe aktiv ist, regelt oder ob das

Gesamtsystem sogar im koordinierten Betrieb arbeitet. Die Ergebnisse stimmen mit denen von LISA insbesondere beim Blindleistungsmanagement überein. Ein koordinierter Betrieb kann gegenüber lokal agierendem Blindleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen die zur Spannungshaltung bezogene Blindleistung signifikant reduzieren.

Ende 2015 wurde die FNN-Studie zur statischen Spannungshaltung veröffentlicht [16]. Hier wurde insbesondere das Blindleistungsmanagement der Erzeugungsanlagen analysiert. Die dort gemachten Ergebnisse beeinflussten das Projekt LISA in der Weise, dass die bekannten Ergebnisse in die neue Version der VDE Anwendungsregel 4105 mit eingehen werden.

Im Projekt „Smart Area Aachen“ [17] wurde das Konzept der abgesetzten Messung erprobt, deren Erprobung auch einen Schwerpunkt im Labor und Feldtest vom Projekt LISA einnahm. Die resultierenden Erkenntnisse stimmen mit denen aus dem Projekt LISA weitestgehend überein.

Frühjahr 2016 wurde der Leitfaden „Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze“ [18] herausgegeben. Dort werden verallgemeinerte Planungs- und Betriebsgrundsätze mit der Zielsetzung einer Gesamtkostenminimierung präsentiert. Hierbei wurden auch innovative Technologien ähnlich wie in LISA berücksichtigt. Das Dokument hat jedoch keinen Stellenwert als praktischer Leitfaden.

Der FNN hat im Juni 2016 ein FNN-Hinweis Papier zum regelbaren Ortsnetztransformator veröffentlicht [19], in dem Hinweise auf die Planung und den Betrieb des rONT gegeben werden. Das Papier ist ein informatives Dokument, ohne einen Stellenwert als Leitfaden.

Im Sommer 2016 wurden zwei wichtige Gesetze bezüglich des deutschen Energieversorgungssystems verabschiedet: Das Strommarktgesetz und das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Ersteres gibt den Verteilnetzbetreibern die rechtliche Grundlage, ein Einspeisemanagement in der Netzplanung mit einzubeziehen, aufgrund dieser Entwicklung wurde das Einspeisemanagement als weitere Applikation im Leitfaden berücksichtigt. Das zweite Gesetz enthält Angaben über die zukünftig erlaubte Nutzung von Smart-Meter Messdaten. Demnach können nicht personalisierbare Messdaten (Spannung) für die Nutzung von Dritten (Netzbetreibern) zugänglich gemacht werden. Damit wurde der rechtliche Grundstein für die Verwendung von Smart-Meter Messdaten zur abgesetzten Spannungsmessung gelegt.

Innerhalb des „SuSTAINABLE“ Projekts [20] wurde ein koordinierter Betrieb von Applikationen entwickelt und getestet. Der Grundansatz ist ähnlich zu dem in LISA, die Koordination erfolgt durch eine feste Hierarchie der Applikationen. Abweichend von den Untersuchungen und auch Ergebnissen im Projekt LISA, wurden im „SuSTAINABLE“ Projekt auch elektrische Speicher und Lastmanagement zur Spannungsregelung berücksichtigt. Hinsichtlich der Erzeugungsanlagen wurden nur das Einspeisemanagement und kein Blindleistungsmanagement mit einbezogen. Die Ergebnisse dieses Projekts zeigten, dass durch koordiniertes Einspeisemanagement weniger Energie abgeregelt wird, als mit lokaler P(U)-Kennlinien-Regelung der Erzeugungsanlagen.

In dem vom BMWi geförderten Forschungsprojekt „U-Control“ [21] werden ebenfalls spannungsstabilisierende Applikationen untersucht. Insbesondere wird eine Erweiterung der Funktionalität von PV-Wechselrichtern angestrebt, sodass diese neben dem lokalen Blindleistungsmanagement auch lokales Einspeisemanagement bezüglich der Spannungshaltung betreiben können. Das Projekt befindet sich in der Endphase und Projektergebnisse sowie Erkenntnisse sind zu erwarten.

Des Weiteren kam es in den letzten zwei Jahren bei einigen großen Netzbetreibern (EWE, Avacon) zu einem Roll-Out des regelbaren Ortsnetztransformators, welcher in diesen Netzgebieten nun nahezu flächendeckend eingesetzt werden. Der rONT hat sich seit Projektbeginn zu einer marktgängigen Technologie entwickelt.

5.5 Veröffentlichung der Ergebnisse

Die umfangreichen Ergebnisse des Vorhabens wurden national und international sowohl auf Kongressen und Fachtagungen als auch in Fachzeitschriften bzw. Journals veröffentlicht.

Vergangene:

- Kongressteilnahmen mit Veröffentlichungen zu LISA:
 - ETG-Kongress 2015, 20./21. Oktober 2014 in Frankfurt
 - CIREN 2016 Workshop, 14.-15. Juni 2016 in Helsinki/Finnland
 - IEEE General Meeting, 17.-21. Juli 2016, Boston/USA
 - VDE-Kongress 2016, 07.-08. November 2016 in Mannheim
 - PowerTec 2017, 18.-22. Juni 2017, Manchester/England
- Veröffentlichungen in Fachzeitschriften und Journals:
 - EW, Magazin für die Energiewirtschaft, Ausgabe 3, 2017

Geplant:

- Eine weitere Veröffentlichung in EW, Magazin für die Energiewirtschaft, Frühjahr 2018
- Seminar zum Leitfaden für Netzbetreiber:
 - Pfalzwerke Netz AG intern
 - Teilnehmeroffener Workshop z.B. über die Plattform des VDE
- Vortrag:
 - „Spannungsstabilisierende Applikationen- Ein Überblick“, Vortragsreihe VDE Kurpfalz

6 Literaturverweise

- [1] DENA Verteilnetzstudie, Berlin 2012.
- [2] T. Ackermann u.a.: Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Energynautics GmbH u.a., Mainz 2014.
- [3] „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Verteilnetzstudie im Auftrag des BMWi, Berlin 2014.
- [4] R. Bäsemann, O. Brückl, A. Hinz, A. Vielhauer: Der Regelbare Ortsnetztransformator zur Steigerung des Integrationspotentials von Erneuerbaren Energien – Ergebnisse aus Simulation und Felderprobung. Internationaler ETG-Kongress 2011, Würzburg 2011.
- [5] M. Henning, C. Körner, R. Schmid, K. Handt: Erfahrungen mit dem regelbaren Ortsnetztransformator im Netz der EnBW Regional AG. VDE Kongress 2012, Stuttgart 2012.
- [6] A. Hinz, M. Sojer: Spannungsgeregelte Ortsnetzstation zur Verbesserung der Netzintegration von erneuerbaren Energien. VDE Kongress 2012, Stuttgart 2012.
- [7] M. Fiedeldey, B. Brennauer, S. Pienitz, M. Krämer, R. Frings, M. Peitz, M. Gödde, T. Smolka: Einsatzpotentiale und Wirtschaftlichkeitsanalysen des regelbaren Ortsnetztransformators unter regulatorischen Rahmenbedingungen. Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin 2013.
- [8] B. Lehde, P. Ratsch, J. Schmiesing: Standardbetriebsmittel rONT: Planung und Betrieb bei der Avacon AG B.
- [9] P. Hauffe, C. Wendel, M. Arnold und W. H. Wellßow: Entwicklung von Planungsgrundsätzen für die Niederspannungsnetze der Pfalzwerke Netz AG. VDE-Kongress 2014, Frankfurt a.M. 2014.
- [10] BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin 2014.
- [11] Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen, 2017.
- [12] H. Rui: Target-oriented Planning for Electric Distribution Grids with Smart Grid Metrics. Dissertation, Shaker Verlag, 978-3-8440-5311-1 (ISBN), 2017.
- [13] Weisenstein, M.; Rui, H.; Wellßow, W.H.; Schmidt, F.; Brammer, G.; Conrad, M.: A Concept for Hierarchical Coordination of Voltage Control Applications in LV Networks, IEEE PowerTech, Manchester, 2017.
- [14] Geiß, H.; Hauffe, P.; Rui, H.; Weisenstein, M.; Wellßow, W.H.; Wendel, C.; Zimmer, K.: Applikationen zur Spannungsregelung im Niederspannungsnetz - Regelstrategien, Koordinierung und Regelstabilität. VDE Kongress, Mannheim, 2016.
- [15] H. Brunner u.a.: „DG DemoNet – Smart LV Grid“, Publizierbarer Endbericht, url: <http://www.smartgridssalzburg.at/content/dam/websites/smartgrids/Downloads/DG%20DemoNet%20Smart%20LV%20Grid-Endbericht.pdf> (11.08.2017), 2015.
- [16] FNN-Studie: Statische Spannungshaltung. VDE-Verlag, Berlin, 2015.
- [17] R. Frings, P. Zimmer, T. Rahmen, A. Herten: Abschlussbericht zum Verbundvorhaben Smart Area Aachen. Aachen, 2016.
- [18] M. Zdrallek, S. Harnisch, P. Steffens, J. Monscheidt u.a.: Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze — Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. url: <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-5651/eaw0216.pdf> (11.08.2017), Wuppertal, 2016.
- [19] FNN-Hinweis: Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb. VDE-Verlag, Berlin, 2016.
- [20] H. Costa u.a.: Voltage control demonstration for LV networks with controllable der — The SuSAINABLE project approach. CIRED Workshop 2016, Helsinki, 2016, S. 1-5.

- [21] B. Engel, A. Schnettler, H. Vennegeerts, R. Witzmann: U-Control — Technische und wirtschaftliche Untersuchung von Spannungshaltungskonzepten für Verteilnetze. Statuskonferenz „Zukunftsfähige Stromnetze“, Berlin, 2016.

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Titelseite (links) und Struktur (rechts) des Leitfadens	10
Abbildung 3.1: Übersicht der Applikationen	13
Abbildung 3.2: Vergleich der unterschiedlichen Studien zur Prognose des Zubaus von PV-Anlagen ..	13
Abbildung 3.3: Prognosen zur Leistungsdichte je Einwohner für 2015 (links) und 2035 (rechts)	14
Abbildung 3.5: Grundlegendes Verfahren zur Entwicklung der synthetischen Netze	15
Abbildung 3.6: Beispiel zu einem synthetischen Netz	16
Abbildung 3.8: Lastflussanalyse realer Netze ohne und mit rONT	19
Abbildung 3.9: Schema der Automatisierung der Systemsimulation	19
Abbildung 3.10: Ablaufdiagramm zu den Systemsimulationen in AP 3.2	20
Abbildung 3.11: Überblick zur Methodik der dynamischen Systemsimulation	22
Abbildung 3.12: Einspeise- und Lastszenarien	22
Abbildung 3.13: Beschreibung der Einspeiseszenarien und Beispiel zum Simulationsablauf	22
Abbildung 3.15: Systemkonzept.....	25
Abbildung 3.16: Berücksichtigte Mess- und Steuerstellen im Regelalgorithmus	27
Abbildung 3.17: Klassenstruktur des implementierten Regelkonzepts	28
Abbildung 3.19 Resultierendes Labornetz	30
Abbildung 3.20 Worst-Case Last- und Einspeiseprofil $t_{\text{Summe}} = 2500 \text{ s}$	31
Abbildung 3.23: Beispiel Säulendiagramm zum Vergleich der Regelstrategien	34
Abbildung 3.24: Kommunikationsnetz in Weisenheim am Berg.....	35
Abbildung 3.25: Verfügbarkeiten der BPL-Modems an für die Regelung relevanten Messstellen.....	36
Abbildung 3.26: Implementierung der Applikationen in Weisenheim am Berg	37
Abbildung 3.27: Kommunikationswege des intelligenten Messsystems	38
Abbildung 3.28: Messtechnik und Applikationen im Feldtest	38
Abbildung 3.29: Spannungen und wirkleistungsabhängige Spannungstoleranzgrenzen des rONT über 6 Tage.....	40
Abbildung 3.30: Geschätzte Spannungen und Spannungstoleranzgrenzen des SR über 6 Tage	41
Abbildung 3.31: Geschätzte Spannungen und Spannungstoleranzgrenzen des SR im Zeitausschnitt zur Veranschaulichung der Schalthandlungen.....	42
Abbildung 3.32: Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des rONT: Vergleich zur lokalen Spannungsregelung	43
Abbildung 3.33: Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des rONT	43
Abbildung 3.34: Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des SR: Vergleich zur lokalen Spannungsregelung (siehe Abschnitt 3.8.3.1)	44
Abbildung 3.35: Validierung der Spannungsregelung mit abgesetzter Messung des SR.....	44
Abbildung 3.36: Validierung des koordinierten Betriebs	45
Abbildung 3.37: Erstellung des Leitfadens	45
Abbildung 4.2: Erklärung zur Entscheidungsmatrix	48
Abbildung 4.3: Farbcode der Entscheidungsmatrix	48
Abbildung 4.4: Mittelwerte über alle Optionen nach Regelstrategien bei Kombination rONT+BLM... ..	53
Abbildung 4.5: Mittelwerte über alle Optionen nach Regelstrategien bei Kombination SR+BLM	53
Abbildung 4.6: Mittelwerte über alle Optionen nach Regelstrategien bei Kombination rONT+SR.....	54
Abbildung 4.7: Spannungsabweichungen Worst-Case-Profil symmetrisch mit zwei Einspeisesträngen (PV) und Laststrang (R).....	57
Abbildung 4.8: Spannungsabweichungen Worst-Case-Profil asymmetrisch mit zwei Einspeisesträngen (PV) und Laststrang (R).....	58
Abbildung 4.9: Spannungsabweichungen Worst-Case-Profil symmetrisch mit Einspeisestrang (PV) und zwei Laststrängen (R)	59
Abbildung 4.10: Spannungsabweichungen Worst-Case-Profil asymmetrisch mit Einspeisestrang (PV) und zwei Laststrängen (R)	60
Abbildung 4.11: Spannungsabweichungen Realistisches Profil symmetrisch mit zwei Einspeisesträngen (PV) und Laststrang (R).....	61

Abbildung 4.12: Spannungsabweichungen Realistisches Profil asymmetrisch mit zwei Einspeisesträngen (PV) und Laststrang (R).....	62
Abbildung 4.13: Zeitpunkte des rONT im „fail-safe“-Zustand der lokalen Spannungsregelung.....	65
Abbildung 4.14: Visualisierung der Verfügbarkeit der Messstelle MS3_S1_A2.....	65
Abbildung 4.16: Boxplot-Diagramm der gemessenen Spannungen in Testphase 1	68
Abbildung 4.17: Boxplot-Diagramm der gemessenen Spannungen in Testphase 2	68
Abbildung 4.18: Boxplot-Diagramm der gemessenen Spannungen in Testphase 3	68
Abbildung 4.19: Nicht optimaler Zustand im koordinierten Betrieb	69
Abbildung 4.20: Ausschnitt aus der Spannungsanalyse des Feldtests im koordinierten Betrieb.....	70
Abbildung 4.21: Erfahrungsbasierter Vergleich der Planungszeiten.....	72

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Übersicht der Arbeitspakete.....	7
Tabelle 3.4: Anforderungen und Anwendungsfälle für den Labortest	28
Tabelle 4.1: Entscheidungsmatrix	51
Tabelle 4.2: Empfehlungen für die Parametrierung der Applikationen.....	52
Tabelle 4.4: Verfügbarkeit der Mess- und Steuerstellen über 14 Tage	64
Tabelle 4.5: Verfügbarkeiten der BPL-Modems an ausgewählten Messstellen.....	64
Tabelle 4.7: Vergleich der Anzahl der Stufenänderungen je Testphase und Applikation.....	66
Tabelle 10.1 - Benennung Systemkomponenten	82
Tabelle 10.2 - IP-Adressierungsschema Systemkomponenten	83

9 Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
BKE	Blindleistungskompensationseinrichtung
BLM	Blindleistungsmanagement
BPL	Broadband Powerline
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CDMA	Code Division Multiple Access
eHz	Elektronische Haushaltszähler
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESM	Einspeisemanagement
EZA	Erzeugungsanlage
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
iMSys	Intelligentes Messsystem
IP	Internet Protocol
ISMS	Informationssicherheits-Managementsystem
IT	Informationstechnik
LMN	Lokale Metrologisches Netzwerk
LTE	Long Term Evolution
PTB	Physikalisch Technische Bundesanstalt
PV	Photovoltaik
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SMGW	Smart Meter Gateway
SR	Strangspannungsregler
SSA	Spannungsstabilisierende Applikationen
TAF	Tarifanwendungsfall
TCP	Transmission Control Protocol
TLS	Transport Layer Security
VDSL	Very High Speed Digital Subscriber Line
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAN	Wide Area Network

10 Anhang: Benennungs- und Adressierungsschema

Um bei der Erstellung des Systemkonzepts Mehrdeutigkeiten bei der Identifikation von Systemkomponenten zu vermeiden, wurde auf Basis des maximalen Systemaufbaus eine Benennung und Adressierung aller relevanten Systemkomponenten vorgenommen.

Die eindeutige Benennung der Systemkomponenten ist in Tabelle 10.1 dargestellt. Die Benennung enthält neben der funktionalen Beschreibung der Komponenten (z.B. rONT, Strangspannungsregler, Messstelle oder Wechselrichter) auch die topologische Position der jeweiligen Komponente im lokalen Verteilnetz. Somit ist jederzeit eine eindeutige Identifikation möglich.

Tabelle 10.1 - Benennung Systemkomponenten

	Abschnitt	ONS	Strang 1	Strang 2	Strang 3	Strang 4	Strang 5
		Name	Name	Name	Name	Name	Name
Router		ROUTER					
Anzeige		VISU					
Regler		REGLER					
rONT		RONT_SO_A0					
MS1	0	MS1_SO_A0					
MS 1	1		MS1_S1_A1	MS1_S2_A1	MS1_S3_A1	MS1_S4_A1	MS1_S5_A1
MS 2	1		MS2_S1_A1	MS2_S2_A1	MS2_S3_A1	MS2_S4_A1	MS2_S5_A1
MS 3	1		MS3_S1_A1	MS3_S2_A1	MS3_S3_A1	MS3_S4_A1	MS3_S5_A1
WR 1	1		WR1_S1_A1	WR1_S2_A1	WR1_S3_A1	WR1_S4_A1	WR1_S5_A1
WR 2	1		WR2_S1_A1	WR2_S2_A1	WR2_S3_A1	WR2_S4_A1	WR2_S5_A1
WR 3	1		WR3_S1_A1	WR3_S2_A1	WR3_S3_A1	WR3_S4_A1	WR3_S5_A1
WR 4	1		WR4_S1_A1	WR4_S2_A1	WR4_S3_A1	WR4_S4_A1	WR4_S5_A1
WR 5	1		WR5_S1_A1	WR5_S2_A1	WR5_S3_A1	WR5_S4_A1	WR5_S5_A1
SR			SR_S1_A0	SR_S2_A0	SR_S3_A0	SR_S4_A0	SR_S5_A0
MS 1	2		MS1_S1_A2	MS1_S2_A2	MS1_S3_A2	MS1_S4_A2	MS1_S5_A2
MS 2	2		MS2_S1_A2	MS2_S2_A2	MS2_S3_A2	MS2_S4_A2	MS2_S5_A2
MS 3	2		MS3_S1_A2	MS3_S2_A2	MS3_S3_A2	MS3_S4_A2	MS3_S5_A2
WR 1	2		WR1_S1_A2	WR1_S2_A2	WR1_S3_A2	WR1_S4_A2	WR1_S5_A2
WR 2	2		WR2_S1_A2	WR2_S2_A2	WR2_S3_A2	WR2_S4_A2	WR2_S5_A2
WR 3	2		WR3_S1_A2	WR3_S2_A2	WR3_S3_A2	WR3_S4_A2	WR3_S5_A2
WR 4	2		WR4_S1_A2	WR4_S2_A2	WR4_S3_A2	WR4_S4_A2	WR4_S5_A2
WR 5	2		WR5_S1_A2	WR5_S2_A2	WR5_S3_A2	WR5_S4_A2	WR5_S5_A2

Da die Kommunikation der Komponenten im Systemkonzept über eine IP-basierte Kommunikationsinfrastruktur erfolgt, wurde auf Basis des maximalen Systemaufbaus auch ein IP-Adressierungsschema erstellt, wie dies in Tabelle 10.2 dargestellt ist. Das Adressierungsschema ordnet jeder Systemkomponente eine eindeutige IPv4-Adresse zu. Die Zuordnung der IP-Adresse berücksichtigt auch die im Benennungsschema vorhandene topologische Ordnung von Komponenten.

Tabelle 10.2 - IP-Adressierungsschema Systemkomponenten

	Abschnitt	ONS	Strang 1	Strang 2	Strang 3	Strang 4	Strang 5
		IP-Adresse	IP-Adresse	IP-Adresse	IP-Adresse	IP-Adresse	IP-Adresse
ROUTER		10.130.0.2					
VISU		10.130.0.4					
REGLER		10.130.0.8					
RONT		10.130.0.16					
MS1_S0_A0	0	10.130.0.32					
MS1_Sx_A1	1		10.130.1.32	10.130.2.32	10.130.3.32	10.130.4.32	10.130.5.32
MS2_Sx_A1	1		10.130.1.33	10.130.2.33	10.130.3.33	10.130.4.33	10.130.5.33
MS3_Sx_A1	1		10.130.1.34	10.130.2.34	10.130.3.34	10.130.4.34	10.130.5.34
WR1_Sx_A1	1		10.130.1.48	10.130.2.48	10.130.3.48	10.130.4.48	10.130.5.48
WR2_Sx_A1	1		10.130.1.49	10.130.2.49	10.130.3.49	10.130.4.49	10.130.5.49
WR3_Sx_A1	1		10.130.1.50	10.130.2.50	10.130.3.50	10.130.4.50	10.130.5.50
WR4_Sx_A1	1		10.130.1.51	10.130.2.51	10.130.3.51	10.130.4.51	10.130.5.51
WR5_Sx_A1	1		10.130.1.52	10.130.2.52	10.130.3.52	10.130.4.52	10.130.5.52
SR_Sx_A1			10.130.1.16	10.130.2.16	10.130.3.16	10.130.4.16	10.130.5.16
MS1_Sx_A2	2		10.130.1.64	10.130.2.64	10.130.3.64	10.130.4.64	10.130.5.64
MS2_Sx_A2	2		10.130.1.65	10.130.2.65	10.130.3.65	10.130.4.65	10.130.5.65
MS3_Sx_A2	2		10.130.1.66	10.130.2.66	10.130.3.66	10.130.4.66	10.130.5.66
WR1_Sx_A2	2		10.130.1.80	10.130.2.80	10.130.3.80	10.130.4.80	10.130.5.80
WR2_Sx_A2	2		10.130.1.81	10.130.2.81	10.130.3.81	10.130.4.81	10.130.5.81
WR3_Sx_A2	2		10.130.1.82	10.130.2.82	10.130.3.82	10.130.4.82	10.130.5.82
WR4_Sx_A2	2		10.130.1.83	10.130.2.83	10.130.3.83	10.130.4.83	10.130.5.83
WR5_Sx_A2	2		10.130.1.84	10.130.2.84	10.130.3.84	10.130.4.84	10.130.5.84

Im Systemkonzept wurde der IP-Bereich 10.130.0.0/16 verwendet, es können aber auch andere IP-Bereich gleicher Größe eingesetzt werden. Der IP-Bereich 10.130.0.0/16 stammt aus dem sog. privaten Bereich und kollidiert somit nicht mit öffentlich zugewiesenen IP-Adressen.

Die feste Zuordnung von Komponenten und IP-Adressen ist unabhängig vom jeweiligen Einsatzszenario. Damit ist bei unterschiedlichen Einsatzszenarien sichergestellt, dass eine topologisch und funktional korrekte Adressierung von Komponenten gegeben ist.