

Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz

*Entwicklung neuer Technologien zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von
Erneuerbaren Energien in Niederspannungsnetzen:*

Entwicklung einer intelligenten Netzstation

- Öffentlicher Schlussbericht -

Projektpartner: SMA Solar Technology AG / Universität Kassel (KDEE)
Fraunhofer IWES
EnergieNetz Mitte GmbH (ENM, ehem. E.ON Mitte AG)
J. Schneider Elektrotechnik GmbH



Projektkoordination: Dr. Thorsten Bülo (SMA Solar Technology AG)

Autor des Berichtes: Dr. T. Bülo, D. Geibel, S. Sutter, K. Boldt

Förderkennzeichen: 0325202

Laufzeit des Vorhabens: 01.08.2010 – 31.12.2013

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325202 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Das Projekt „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz - Entwicklung neuer Technologien zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Erneuerbaren Energien in Niederspannungsnetzen: Entwicklung einer intelligenten Netzstation“ wurde von folgenden Verbundpartnern durchgeführt. Personen, die an der Erstellung dieses Berichtes beteiligt waren sind anbei aufgeführt.

<p>SMA Solar Technology AG (Projektkoordinator)</p>  <p>Universität Kassel - Kompetenzzentrum für Dezentrale Elektrische Energieversorgungstechnik (KDEE, Unterauftrag)</p> 	<p>Dr. Thorsten Bülo Denis Mende Matthias Pfalzgraf Christian Tschendel Dr. Oliver Führer Prof. Peter Zacharias (KDEE) Wolfram Kruschel (KDEE) Dr. Samuel Araujo (KDEE)</p>
<p>Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES)</p> 	<p>Dr. Thomas Degner Dominik Geibel Philipp Ackermann Dr. Michael Bauer Ron Brandl Francisco Gafaro Wolfram Heckmann Basem Idlbi Thorsten Reimann Axel Seibel Dr. Thomas Stetz Daniel Zülch</p>
<p>J. Schneider Elektrotechnik GmbH</p> 	<p>Frank Sutter Thomas Hug</p>
<p>EnergieNetz Mitte GmbH (ENM), ehem. E.ON Mitte AG *)</p> 	<p>Kai Boldt Timm Eberwein Patrick Müller</p>

*) Das Projekt wurde durch die ehem. E.ON Mitte AG durchgeführt, einem Tochterunternehmen der E.ON AG (Düsseldorf, ehem. 74%) und kommunalen Anteilseignern (Stadt Göttingen und 12 Landkreise in Niedersachsen, Hessen und Nordrhein-Westfalen, insges. ehem. 26%).

Zum 1.1.2014 wurden die Anteile der E.ON AG zu 100% durch die kommunalen Anteilseigner übernommen und in die EAM GmbH & Co. KG überführt.

Zum 1.6.2014 wurde der Betrieb der Elektrizitäts- und Erdgasverteilnetze der E.ON Mitte AG in die EnergieNetz Mitte GmbH, ein 100-prozentiges Tochterunternehmen der EAM GmbH & Co. KG, überführt (EnergieNetz Mitte GmbH, Sitz Kassel, Amtsgericht Kassel, HRB 14608, Geschäftsführer: Jörg Hartmann und Andreas Wirtz - www.energienetz-mitte.de).

Zur Vereinfachung und zur Wahrung der Kontinuität wird im Folgenden ausschließlich die EnergieNetz Mitte GmbH genannt.

Inhalt

1	Kurzzusammenfassung	7
2	Einleitung und Motivation	7
2.1	Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen: Stand der Technik zum Zeitpunkt der Antragstellung	7
2.2	Neue Lösungsansätze und Fragestellungen für das Vorhaben	9
2.3	Vorangegangene Arbeiten des Konsortiums (Voraussetzungen zum Antragszeitpunkt)	10
2.4	Verlauf des Projektes / Vernetzung und Zusammenarbeit mit Dritten	11
3	Betriebsverfahren für Niederspannungsnetze	13
3.1	Systemkonzepte für das aktive, intelligente Niederspannungsnetz	13
3.1.1	Aktiver Wechselrichter	14
3.1.2	Intelligente Netzstation	15
3.1.3	Aktive Netzstation	18
3.1.4	Aktive, intelligente Netzstation	18
3.1.5	Dezentrale Zusatzkomponenten / Längsregler	19
3.1.6	Einbinden von Speichern	20
3.2	Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen	20
3.2.1	Generische Strahlennetze	21
3.2.2	Netze mit komplexen Strukturen	23
3.2.3	Fallstudie Feldtest-Netz Felsberg-Niedervorschütz	24
3.2.4	Szenarien zur Aufnahmekapazität des Verteilnetzes im Feldtestgebiet	26
3.2.5	Zusammenfassung	30
3.3	Betriebsverfahren für Niederspannungsnetze	31
3.3.1	Übersicht der Betriebsverfahren	31
3.3.2	Betriebsverfahren des Systemkonzeptes „Aktive Wechselrichter“	31
3.3.3	Betriebsverfahren des Systemkonzeptes Intelligente Netzstation	35
3.3.4	Betriebsverfahren des Systemkonzeptes Aktive Netzstation	35
3.3.5	Betriebsverfahren des Systemkonzeptes Aktive, Intelligente Netzstation	36
3.4	Netzwirtschaftliches Potenzial	37
3.4.1	Annahmen und Durchführung der Untersuchung	38
3.4.2	Ergebnisse	43
4	Die Aktive, intelligente Ortsnetzstation	47
4.1	Aufbau einer regelbaren Ortsnetzstation	47
4.1.1	Anforderungen an einen RONT und Dimensionierung der Stufungen	47

4.1.2	Realisierungsmöglichkeiten / Konzepte	49
4.1.3	Realisierte Aufbauten	62
4.2	Regelungs- und Betriebsverfahren für die regelbare Ortsnetzstation	77
4.2.1	Konzept für die Entwicklung und praktische Umsetzung der Regelungs- und Betriebsführungsverfahren.....	77
4.2.2	Modularer Aufbau der Regelungs- und Betriebsführungseinheit der aktiven, intelligenten Netzstation	80
4.3	Kommunikationsanbindung der Ortsnetzstation.....	85
4.3.2	Leitstellenanbindung.....	90
4.3.3	Externe Betriebsmittel.....	93
5	Neue Funktionen und Verfahren für die dezentrale Netzregelung	101
5.1	Regelbare PV-Wechselrichter.....	101
5.1.1	Pauschale Wirkleistungsbegrenzung mit verminderten Ertragsverlusten	101
5.1.2	Erweiterter Blindleistungsstellbereich	107
5.1.3	Kommunikationsanbindung.....	108
5.2	Dezentrale Zusatzkomponenten	114
5.2.1	Systemkonfiguration	115
5.2.2	Regelung und Betriebsführung	119
5.2.3	Simulationsergebnisse.....	121
5.2.4	Prototyp	127
5.2.5	Fazit Dezentrale Zusatzkomponenten	139
6	Anwendung im Netzlabor und in realem Niederspannungsnetz	141
6.1	Netzlaborumgebung IWES-SysTec.....	141
6.2	Feldtestgebiet Felsberg-Niedervorschütz.....	144
6.2.1	Wahl des Feldtestgebietes.....	144
6.2.2	Regelbare Ortsnetzstation	145
6.2.3	Aufbau und Installation der Betriebsführungseinheit	147
6.2.4	IWES Fernanbindung zur Wartung und Monitoring der Netzstation	148
6.2.5	Messinfrastruktur zur Analyse von Netzzuständen.....	148
6.2.6	Modifikation PV-Anlagen	151
6.3	Durchgeführte Praxisversuche.....	152
6.3.1	Aktive Wechselrichter	152
6.3.2	Aktive, intelligente Netzstation	155
6.4	Zusammenfassung der wesentlichen gewonnenen Erkenntnisse aus dem Pilotvorhaben	157
7	Zusammenfassung	159

7.1	Wesentliche Erkenntnisse aus dem Projekt und Ausblick	159
7.1.1	Netzbetriebsführung / Maximale Ausnutzung der Aufnahmekapazität des Netzes für dezentrale Einspeiseanlagen	159
7.2	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse	162
7.2.1	SMA Solar Technology AG	162
7.2.2	Fraunhofer IWES	163
7.2.3	J. Schneider Elektrotechnik GmbH	165
7.2.4	EnergieNetz Mitte GmbH (ehem. E.ON Mitte AG)	165
7.3	Bezug zu veröffentlichtem Fortschritt auf dem Gebiet in anderen Vorhaben	166
7.3.1	Themenschwerpunkt Längsspannungsregler.....	166
7.3.2	Themenschwerpunkt: Kommunikationsanbindung PV-Anlagen an Leitstelle 167	
7.3.3	Themenschwerpunkt Betriebsführung Niederspannungsnetz	167
7.3.4	Themenschwerpunkt Regelbare Ortsnetztransformatoren	168
7.4	Ausblick	168
8	Veröffentlichungen	169
9	Literatur	171
10	Abbildungsverzeichnis	175

1 Kurzzusammenfassung

Die statische Spannungshaltung stellt (noch vor einer Betriebsmittelüberlastung) im elektrischen Verteilnetz in der Regel das Kriterium dar, das die Aufnahmekapazität des Netzes für dezentrale Erzeugungsanlagen (in diesem Projekt der Fokus auf PV-Anlagen) begrenzt. Die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz wird bisher üblicherweise nicht mit Hilfe aktiver Betriebsmittel in den Niederspannungsnetzen selbst gewährleistet, sondern ergibt sich passiv aus der Auslegung der Netze und der angeschlossenen Lasten und Erzeuger.

Im Rahmen dieses Projektes wurde die Möglichkeit der aktiven Einflussnahme auf die Spannung mit Hilfe aktiver Betriebsmittel wie regelbarer Ortsnetztransformatoren, regelbarer PV-Anlagen und dezentraler Zusatzkomponenten (Längsspannungsregler, verteilte Messtechnik) untersucht und Verfahren und Komponenten für die Betriebsführung von Niederspannungsnetzen entwickelt.

Schwerpunkte waren die Entwicklung einer regelbaren Ortsnetzstation mit intelligenten Regelungs- und Betriebsverfahren für das Niederspannungsnetz, der Kommunikationsinfrastruktur für regelbare PV-Anlagen sowie eines dezentralen Längsspannungsreglers. Die entwickelten Komponenten wurden je nach Reifegrad im Labor oder im Feldversuch erfolgreich getestet.

2 Einleitung und Motivation

2.1 Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen: Stand der Technik zum Zeitpunkt der Antragstellung

Niederspannungsnetze wurden ursprünglich ausschließlich zur Versorgung der angeschlossenen Kunden konzipiert. Die angeschlossenen Verbraucher belasten das Netz in der Regel mit einem verhältnismäßig geringen Gleichzeitigkeitsfaktor. Zu Lastspitzen kommt es in der Regel morgens, mittags und abends in Abhängigkeit des Verbrauchsverhaltens der Abnehmer. Bei der Auslegung des Verteilnetzes werden die in der Norm EN 50160 vorgegebenen Grenzen der Versorgungsspannung gewährleistet, indem in den entsprechenden Netzebenen die in Abbildung 2.1 gezeigte Aufteilung des Spannungsbandes berücksichtigt wird. Dabei werden in allen möglichen Betriebszuständen sowohl die normgerechte Versorgung im Lastfall sichergestellt als auch die Aufnahme von Energie aus dezentralen Einspeiseanlagen in dem Umfang ermöglicht, wie sie über die einschlägigen Berechnungsvorgaben (BDEW, VDE-FNN) vorgegeben ist.

Die Leistungstransformatoren (Hochspannung (HSp)/Mittelspannung (MSp)) im Verteilnetz in den Umspannwerken sind oftmals mit automatischen Stufenstellern (On-Load Tap-Changer) ausgestattet, die unter Last geschaltet werden und die Sammelschienenenspannung in einem definierten Regelband halten. Bei Verteil-Transformatoren für die Niederspannungsnetze werden robuste, preiswerte Umsteller eingesetzt zur einmaligen, statischen Anpassung an die jeweilige Netzkonstellation ($\pm 2,5\%/5\%$; oder $\pm 4\%$) [2]. Eine kommunikationstechnische Anbindung ist für diese Betriebsmittel nicht notwendig. [3].

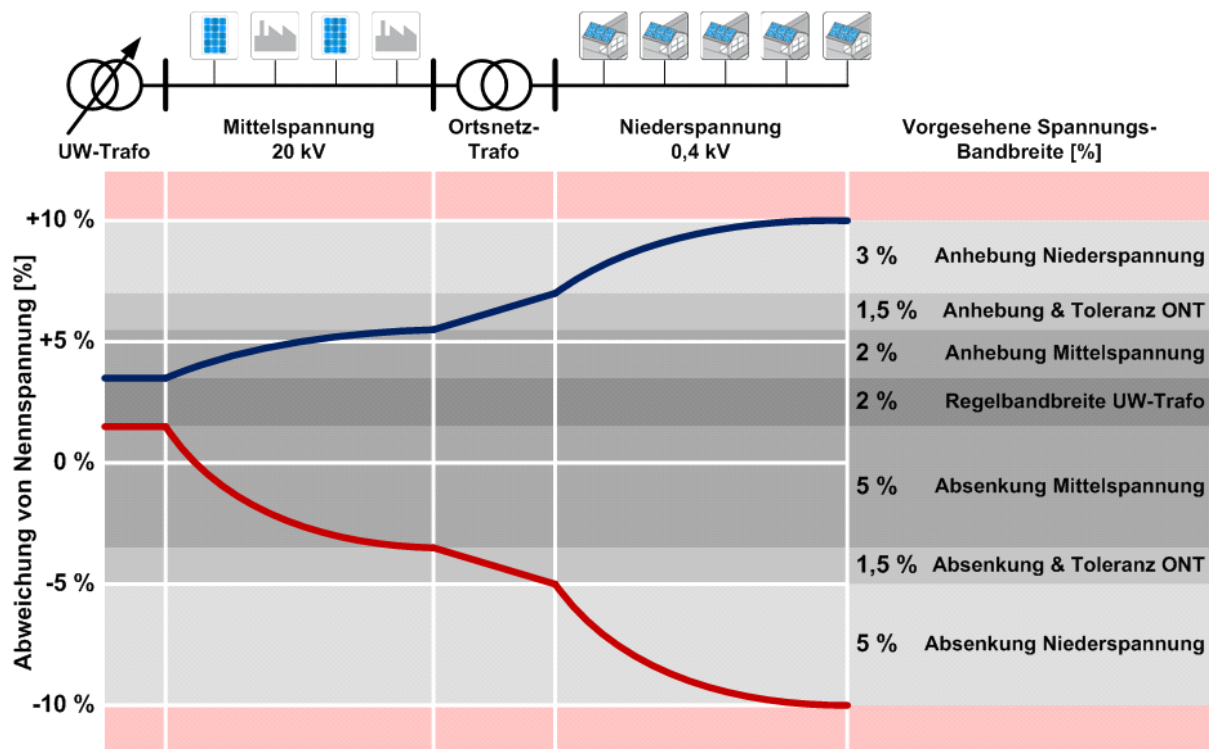


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung der vorgesehenen Spannungsbandaufteilung im Verteilnetz. Bei zu hoher installierter Leistung dezentraler Einspeiser wird die vorgegebene Grenze von 3% zur Spannungsanhebung in der Niederspannung überschritten. Für die Spannungsabsenkung im Niederspannungsnetz ist in der Regel ein Toleranzband von 5% vorgesehen. Abbildung aus [1].

Die statische Aufteilung des Spannungsbandes führt heutzutage insbesondere in ländlichen Niederspannungsnetzen zu erheblichen Problemen, da durch die hohe Zahl der dort installierten dezentralen Einspeiseanlagen (insbes. Photovoltaik) die Spannung in den Netzen so stark angehoben wird, dass das zur Verfügung stehende Spannungsband (3%) nicht mehr ausreicht. Es sind dann kostenintensive Netzverstärkungsmaßnahmen seitens der Netzbetreiber notwendig, die durch den Bau neuer Leitungen oder neuer Netzstationen den Spannungshub wieder reduzieren.

Intelligente, regelbare Netzstationen für Niederspannungsnetze waren nicht verfügbar, waren aber in anderen europäischen Ländern in Entwicklung [4]. Weiterhin zeigt sich, dass allein durch Blindleistungsregelung der Erzeugungsanlagen die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsnetze für dezentrale Erzeugungsanlagen um teilweise mehr als 40% erhöht werden [5] kann. Die zum Zeitpunkt der Antragstellung bereits laufenden und inzwischen ebenfalls abgeschlossenen BMWi geförderten Vorhaben: „PV-EMS - Photovoltaische Energiemanagement Station“ (SMA Solar Technology AG mit Unterauftrag an das Fraunhofer IWES, FKZ 0325028) wurden u. a. entsprechende neue Regelungsverfahren für PV-Wechselrichter entwickelt. Bezugspunkt ist hier allerdings der Netzanschlusspunkt der PV-Anlage unter Berücksichtigung der einschlägigen Richtlinien. Die Weiterentwicklung der Betriebsweisen und Betriebsmittel in der weiteren Systemumgebung des Niederspannungsnetzes waren nicht Gegenstand von PV-EMS und sollten daher im hier beschriebenen Vorhaben systematisch untersucht werden.

2.2 Neue Lösungsansätze und Fragestellungen für das Vorhaben

Im geplanten Vorhaben sollte zum Zeitpunkt der Antragstellung ein entsprechendes abgestimmtes System entwickelt und im technischen Maßstab erprobt werden, das aus folgenden Elementen besteht:

- Neuen Regelungs- und Betriebsführungsverfahren für das Niederspannungsnetz (lokales Netzmanagement)
- Neuen Regelungsverfahren für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA), insbesondere PV-Wechselrichter
- Neuen regelbaren und energieeffizienten Netzstationen

Die wissenschaftlichen und technischen Arbeitsziele des Vorhabens waren im Einzelnen:

- Untersuchungen zur theoretischen Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen mit dem Ziel den maximalen Anteil von DEA in bestehenden Netzen zu ermitteln
- Entwicklung und Demonstration von kostenoptimierten technischen Lösungen zur Erhöhung des Anteils von DEA und Optimierung der Netznutzung
- Steuerung bzw. Regelung neuer Netzbetriebsmittel zur Ausnutzung der Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzes unter Einhaltung des geforderten Spannungsbandes und der Netzqualität
- Entwicklung eines abgestimmten Systems aus regelbaren DEA, insbesondere innovativen PV-Wechselrichtern, mit neuen Regelungsverfahren und neuen intelligenten und energieeffizienten Netzstationen, das die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz sicherstellt und mit kraftwerksähnlichen Eigenschaften zur Stabilisierung des übergeordneten Netzes beiträgt.

Es stellte sich die Frage, welche Vor- und Nachteile die Kombination der unterschiedlichen Betriebsmittel nach sich zieht. Hierzu wurden im Rahmen des Projektes die einzelnen Komponenten des aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzes identifiziert, konzipiert und zu einem Gesamtsystem (weiter-) entwickelt, das für unterschiedliche Rahmenbedingungen von Ortsnetzen (bzgl. Durchdringungsgrad, Netztypus und Netzführungsphilosophie) neue Funktionalitäten bereitstellt, die für einen sicheren und robusten Netzbetrieb bei hoher Durchdringung mit dezentralen Einspeisesystemen notwendig sind. Hierzu wurden Systemkonzepte (s. Abschnitt 3) mit unterschiedlichen Betriebsverfahren und Kommunikationskonzepten erarbeitet und bewertet, neue Komponenten entwickelt (regelbare Ortsnetzstation, dezentrale Zusatzkomponenten zur Spannungsregelung) und neue Kommunikations- und Regelverfahren für PV-Anlagen implementiert. Die erarbeiteten neuen Systemlösungen wurden anschließend im Feldversuch im realen Stromnetz evaluiert.

2.3 Vorangegangene Arbeiten des Konsortiums (Voraussetzungen zum Antragszeitpunkt)

Im Folgenden werden kurz die Voraussetzungen des Konsortiums zum Antragszeitpunkt dargestellt.

Fraunhofer IWES

Das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – ehemals ISET e.V. – beschäftigte in Kassel ca. 180 Personen (2013: ca. 300 Mitarbeiter) und befasst sich mit anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Elektro- und Systemtechnik für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der dezentralen Energieversorgungstechnik. Das Leistungsspektrum erstreckt sich von theoretischen Arbeiten über experimentelle Untersuchungen und Feldtests bis hin zu gerätetechnischen Entwicklungen.

SMA Solar Technology AG

Die SMA Solar Technology AG ist mit einem Umsatz von über 680 Mio. Euro in 2008 (930 Mio. Euro in 2013) Weltmarktführer bei Photovoltaik-Wechselrichtern, einer zentralen Komponente jeder Solarstromanlage. Sie hat ihren Hauptsitz in Niestetal bei Kassel und war in 2008 in zwölf Ländern auf vier Kontinenten mit ausländischen Tochtergesellschaften vertreten (2013: 21 Länder). Die Unternehmensgruppe beschäftigte mehr als 4.000 Mitarbeiter (2013: 5000). SMA produziert ein breites Spektrum von Wechselrichtertypen, das geeignete Wechselrichter für jeden eingesetzten Photovoltaik-Modultyp und alle Leistungsgrößen von Photovoltaik-Anlagen bietet. Das Produktspektrum beinhaltet sowohl Wechselrichter für netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen als auch für Inselsysteme.

EnergieNetz Mitte GmbH (ENM, ehem. E.ON Mitte AG)¹

Internationale Stärke und regionale Kompetenz – das sind die herausragenden Eigenschaften der EnergieNetz Mitte GmbH. Unter dem Motto "Wir verbinden Menschen mit Energie" sorgt das Unternehmen mit Sitz in Kassel seit über 80 Jahren für die sichere und zuverlässige Energieversorgung von rund 1,5 Millionen Menschen im Herzen Deutschlands; in weiten Teilen Hessens, in Südniedersachsen, in Ostwestfalen und Westthüringen.

KDEE der Universität Kassel

Das KDEE (Kompetenzzentrum für Dezentrale Elektrische Energieversorgungstechnik) in Kassel befasst sich unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. habil. Peter Zacharias mit geräteorientierter Energiesystemtechnik für die Nutzung erneuerbarer Energien mit besonderem Schwerpunkt bei der Stromrichtertechnik in Hybridsystemen, im Verteilnetz und bei dezentraler Energiewandlung sowie in mobilen Energieversorgungssystemen.

¹ Das Projekt wurde durch die ehem. E.ON Mitte AG durchgeführt, einem Tochterunternehmen der E.ON (Düsseldorf, ehem. 74%) und kommunalen Anteilseignern (Stadt Göttingen und 12 Landkreise und Städte in Niedersachsen, Hessen und Nordrhein-Westfalen, insges. ehem. 26%).

Zum 1.1.2014 wurden die Anteile der E.ON AG zu 100% durch die kommunalen Anteilseigner übernommen und in die EAM GmbH & Co. KG überführt.

Zum 1.6.2014 wurde der Betrieb der Elektrizitäts- und Erdgasverteilnetze der E.ON Mitte AG in die EnergieNetz Mitte GmbH, ein 100-prozentiges Tochterunternehmen der EAM GmbH & Co. KG, überführt (EnergieNetz Mitte GmbH, Sitz Kassel, Amtsgericht Kassel, HRB 14608, Geschäftsführer: Jörg Hartmann und Andreas Wirtz - www.energienetz-mitte.de).

J. Schneider Elektrotechnik GmbH

Seit der Gründung 1939 durch Johann Schneider entwickelte sich der ursprüngliche Handwerksbetrieb zu einem industriellen Unternehmen der Elektrotechnik mit Sitz in Offenburg. Zum Produktspektrum gehören Transformatoren, industrielle Stromversorgungen und ein Servicecenter für elektrische Antriebe. Mit 230 Mitarbeitern und einer Bilanzsumme von 43 Mio. € ist die J. Schneider Elektrotechnik GmbH ein KMU.

Laufende Projekte im Themengebiet zum Zeitpunkt der Antragstellung

Die Konsortialpartner waren zum Zeitpunkt der Antragstellung u. a. an nachfolgend aufgeführten Projekten beteiligt. Diese umfassen u. a. die Themenbereiche Steuerung und Kontrolle der Energiesysteme, dazugehörige Kommunikationsschnittstellen und -Systeme, und vor allem technische Fragestellung der Netzstabilisierung bei verteilter Einspeisung aus regenerativen Energien.

Im BMU-Projekt **Photovoltaische Energiemanagement Station** (PV-EMS) entwickelten SMA und das Fraunhofer IWES neue Ansätze zur verbesserten Netzintegration von Photovoltaik Systemen, wobei die Systemgrenze der Netzverknüpfungspunkt ist. Betriebsmittel im Netz werden nicht gesteuert.

Im europäischen Exzellenz Netzwerk DERlab **Network of Excellence for Distributed Energy Resources Laboratories and Pre-Standardisation** werden maßgeblich vom IWES Anforderungen an dezentrale Generatoren, regelbare Verbraucher und Speicher erstellt sowie insbesondere neue Prüfprozeduren entwickelt und europaweit harmonisiert.

Im europäischen Verbundvorhaben „**MetaPV – Metamorphosis of Power Distribution: System Services from Photovoltaics**“, an dem auch SMA beteiligt ist, wurden erstmalig netzstützende PV-Wechselrichter in großem Maßstab im realen Netzbetrieb in Teilnetzen mit sehr großem PV-Anteil in der Region Limburg/Belgien erprobt. Im Vordergrund des Vorhabens standen hierbei die Demonstration und die Möglichkeiten der PV-Wechselrichter, der Kommunikationstechnik und des Speichereinsatzes. Neue Netzbetriebsmittel wurden nicht entwickelt.

2.4 Verlauf des Projektes / Vernetzung und Zusammenarbeit mit Dritten

Seitens SMA und des Fraunhofer IWES wurde das Projekt in enger Vernetzung zu den parallel laufenden Vorhaben PV-EMS und PV-Integrated durchgeführt. Wie bereits oben genannt stand bei dem etwa 2 Jahre vor Beginn dieses Projektes gestarteten PV-EMS die Entwicklung neuartiger PV-Anlagen und Wechselrichter mit Blind- und Wirkleistungsregelfunktionen auf Anlagenebene sowie kostengünstigen Anlagenkonzepten im Vordergrund.

Im Parallelvorhaben PV-Integrated wurden übergeordnete netzplanerische Themen zur Integration von Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung und allgemeingültige Szenarien und Regelverfahren behandelt. Im Rahmen des Projektes Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz stand die konkrete Realisierung von Systemkomponenten und die Umsetzung von Konzepten in einem Feldtestgebiet im Vordergrund.

Die Anwendung der entwickelten Komponenten im Feldtestgebiet Felsberg-Niedervorschütz des hier beschriebenen Projektes war darüber hinaus eingebunden in ein seitens EnergieNetz Mitte initiiertes und finanziertes Projekt „Regionale Energieversorgung (REV)

2020“, in dem für die Gemeinde Felsberg ein Energiekonzept (bzgl. Strom und Wärme) unter Einbindung Erneuerbarer Energien und Anlagen zur Laststeuerung entwickelt wurde. Der Feldtest zum aktiven, intelligenten Niederspannungsnetz zeigte exemplarisch, wie große Mengen dezentral erzeugter PV-Leistung in die Ortsnetze integriert werden können. Zum Abschluss des Projektes REV2020 wurde im Feldtestgebiet um die regelbare Ortsnetzstation eine öffentliche Abschlussveranstaltung durchgeführt, auf der das Projekt Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz durch Exponate und Informationsstellwände präsentiert wurde. Darüber hinaus wurden die Projektergebnisse auch auf zahlreichen wissenschaftlichen und technischen Konferenzen und in Fachveröffentlichungen vorgestellt und mit externen Experten diskutiert.

Die Projektteams waren über entsprechende Teilnahme an Projekttreffen miteinander vernetzt und standen im engen Austausch zueinander.

Um den Feldtest zur Integration von PV-Anlagen in Niedervorschütz durchführen zu können, wurden die privaten PV-Anlagenbetreiber im Feldtestgebiet seitens EnergieNetz Mitte identifiziert, kontaktiert und in gemeinsamen Informationsveranstaltungen in das Vorhaben einbezogen. Mit Zustimmung der Anlagenbetreiber wurden in der Folge die PV-Anlagen umgerüstet (s. Abschnitt 6.2.6).

Seitens J. Schneider ergab sich eine Zusammenarbeit mit der Firma Maschinenfabrik Reinhausen (MR), einem Hersteller für Laststufenschalter, so dass auch das große Know-How von MR im Bereich der Laststufenschalter in die Entwicklung der Hardware für die regelbare Ortsnetzstation mit eingebunden werden konnte.

3 Betriebsverfahren für Niederspannungsnetze

3.1 Systemkonzepte für das aktive, intelligente Niederspannungsnetz

Zu Beginn des Projektes wurden die in Abbildung 3.1 dargestellten Betriebsverfahren und Szenarien für ein aktives, intelligentes Niederspannungsnetz aufgestellt. Sie unterscheiden sich im Wesentlichen durch eine unterschiedliche Tiefe der Nutzung der Fähigkeiten der eingesetzten Komponenten.

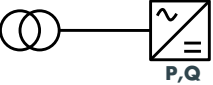
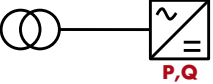
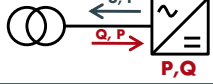

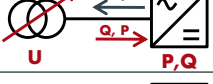

Systemkonzept	Netzstation	PV-Anlagen/ dez. Komp.	Szenario	Kommunikation
Passive Wechselrichter 	passiv	passiv	Referenz, Einspeisung gemäß AR-N 4105	keine
Aktiver Wechselrichter 	passiv	aktiv	PV-Anlagen regeln Wirk- und Blindleistung je nach Netzzustand	keine (lokaler Kennlinienbetrieb)
Intelligente Netzstation 	passiv	aktiv	WR überträgt Messwerte, Netzstation gibt Sollwerte vor	bidirektional (Netzstation regelt WR)
Aktive Netzstation 	aktiv	passiv	Netzstation regelt die Spannung	keine / unidirektional
Aktiver WR + aktive NS 	aktiv	aktiv	Netzstation regelt die Spannung über Stufensteller und PV-Anl.	bidirektional
Dezentrale Komponente 	passiv	aktiv	Dez. Komp. regelt Spannung in Netzabschnitt (lokal)	keine

Abbildung 3.1: Übersicht der möglichen Betriebsverfahren für Niederspannungsnetze

Die in diesem Projekt betrachteten aktiven Komponenten sind:

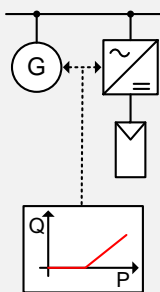
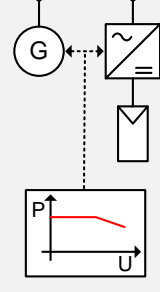
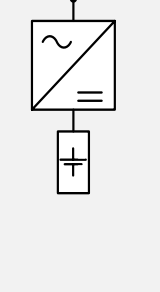
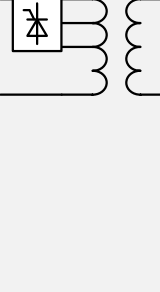
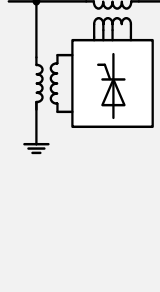
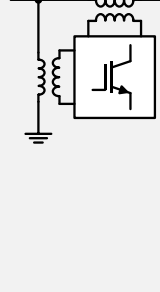
- In der Spannung regelbare Ortsnetzstation
- In Wirk- und Blindleistung regelbare PV-Anlagen / Wechselrichter
- Dezentrale Zusatzkomponenten / Längsregler

Im Folgenden werden kurz die Wirkungsweise und mögliche Realisierungsvarianten der aktiven Komponenten in den Zusammenhang mit den jeweiligen Systemkonzepten gestellt. Die aus dem jeweiligen Systemkonzept resultierende Aufnahmekapazität wird in Abschnitt 3.2 dargestellt.

Tabelle 3.1 zeigt einen Überblick über generell mögliche Komponenten zur aktiven Spannungshaltung im Niederspannungsnetz. Zum einen können die dezentralen Erzeugereinheiten durch Bereitstellung von Blindleistung bzw. Erzeugungsmanagement einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten. Zum anderen können Betriebsmittel bzw. Zusatzkomponenten in das Netz integriert werden, welche es ermöglichen, die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten. Hierzu zählen Ortsnetztransformatoren mit variablem Übersetzungsverhältnis sowie Längsregler mit gestuftem (Thyristoren) bzw. stufenlosem (Thyristoren oder Wechselrichter) Spannungsstellbereich. Eine weitere Möglichkeit sowohl für Erzeugereinheiten als auch für Zusatzkomponenten ist der Einsatz von Speichern, um durch das Glätten von Last- und Einspeisungsspitzen Einfluss auf die

Spannung nehmen zu können. Regelkonzepte für die genannten Ansätze können dabei sowohl auf in den Geräten hinterlegten Kennlinien als auch auf Sollwertvorgaben einer übergeordneten Netzfürung basieren.

Tabelle 3.1: Komponenten zur Spannungsregelung im Niederspannungsnetz

Spannungsregelung mit Erzeugereinheiten		Spannungsregelung mit Zusatzkomponenten			
Q-Bereitstellung	P-Regelung (Erzeugungs-Management)	Einbinden von Speichern	Verteiltrafo mit elektronischem oder mechanischem Stufenschalter	Längsregler mit Thyristoren	Längsregler mit Umrichter
					
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)

3.1.1 Aktiver Wechselrichter

Im Systemkonzept mit aktiven Wechselrichtern sind die PV-Anlagen die einzigen Komponenten, die sich an der Spannungshaltung im Niederspannungsnetz beteiligen.

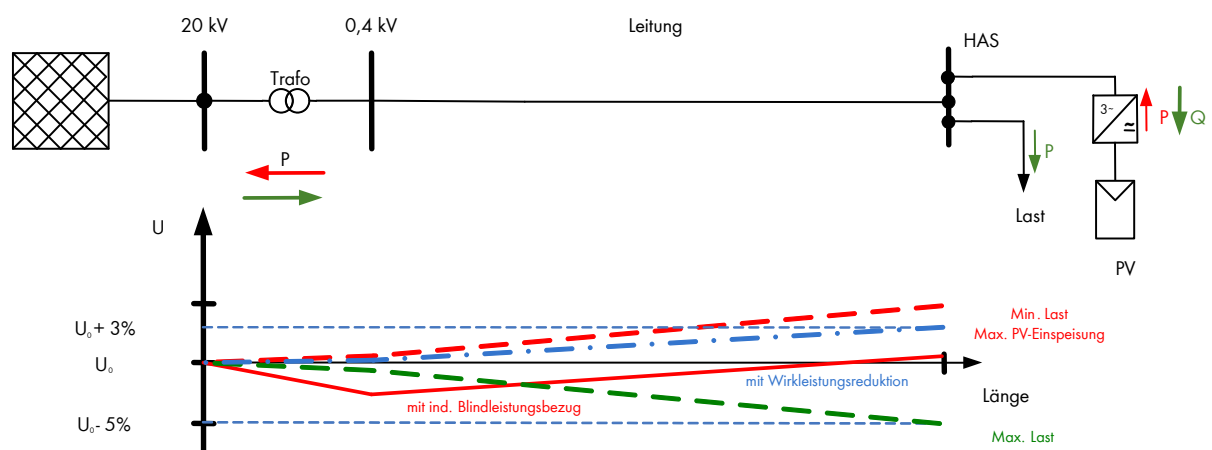


Abbildung 3.2: Spannungshaltung durch in Wirk- und Blindleistung regelbare PV-Anlagen

Durch Absenkung der Wirkleistung sinkt der Spannungsabfall über der Leitung zur Anlage und dem Ortsnetztransformator. Über dem Ortsnetztransformator fällt der wirkleistungsbedingte Spannungsabfall in der Regel geringer aus als über der Leitung, da das R/X-Verhältnis sehr gering ist.

Eine weitere Möglichkeit, mit den Erzeugeranlagen auf eine kritische Spannungserhöhung zu reagieren, ist die Drosselung der Wirkleistungseinspeisung z. B. anhand einer Kennlinie in

Abhängigkeit der Spannung am Netzverknüpfungspunkt ($P(U)$, siehe Tabelle 3.1 (b)). Diese Maßnahme erfordert keine Modifikation der Anlagen in Hard- und Software, moderne Wechselrichter verfügen über eine entsprechend parametrierbare Funktion. Gegenüber anderen Maßnahmen zur Spannungsregelung hat dieser Ansatz den offensichtlichen Nachteil eines Minderertrags der Anlagen. Dieser Minderertrag kann aber u. U. geringer ausfallen als mit Anlagen ohne diese Funktionalität, wenn durch eine evtl. nur marginale Drosselung der eingespeisten Wirkleistung eine Trennung der Anlage vom Netz aufgrund einer Überspannung vermieden werden kann. Die Effektivität eines solchen Erzeugungsmanagements bzgl. der Erhöhung der Aufnahmekapazität des Netzes hängt im Wesentlichen von der Häufigkeit bzw. Dauer der auftretenden Verletzungen des Spannungsbandes ab.

Werden blindleistungsfähige Umrichter zur Absenkung der Spannung eingesetzt (siehe Tabelle 3.1 (a)), müssen diese im Vergleich zur Einspeisung reiner Wirkleistung entsprechend größer dimensioniert werden. Bei der durch die Anschlussbedingungen geforderten maximalen Blindleistungsbereitstellung mit einem Leistungsfaktor von 0,9 beträgt die erforderliche Überdimensionierung ca. 10%. Mit einer solchen Erhöhung der Umrichter-Scheinleistung wird eine schnelle und stufenlose Regelung der eingespeisten Blindleistung (z. B. anhand einer Kennlinie in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung) durch die Erzeugeranlagen möglich, was sich entsprechend positiv auf das Spannungsprofil des jeweiligen Stranges bzw. Netzes auswirkt. Allerdings sind die Möglichkeiten der indirekten Spannungsregelung durch Blindleistung im Niederspannungsnetz aufgrund des ohmschen Charakters des Netzes begrenzt und stark von den Netzeigenschaften (u. a. Netztopologie und Netzimpedanzwinkel am Verknüpfungspunkt) abhängig. Durch den Bezug induktiver Blindleistung ((a) in Tabelle 3.1) wird die Spannung insbesondere über dem Ortsnetztransformator abgesenkt (s. Abbildung 3.2), da dieser eine vorwiegend induktive Charakteristik aufweist. Dies wirkt sich auf sämtliche angeschlossene Verbraucher und Erzeuger im Netz aus. Die Spannungsabsenkung über die Leitung ist aufgrund des geringeren induktiven Anteils geringer.

Eingehendere Darstellungen zur Spannungshaltung durch Blindleistungsbezug von PV-Anlagen finden sich in Berichten zum Projekt PV-EMS.

3.1.2 Intelligente Netzstation

Das Systemkonzept „Intelligente Netzstation“ basiert auf dem Systemkonzept der „Aktiven Wechselrichter“. Dieses wird um eine Kommunikation zwischen den dezentralen Erzeugungseinheiten und der Regelungs- und Betriebsführungseinheit erweitert. Zusätzlich können abgesetzte Messpunkte im Niederspannungsnetz genutzt werden, um detaillierte Informationen über den aktuellen Zustand des Netzes zu erhalten. Das Systemkonzept ist beispielhaft in Abbildung 3.3 skizziert.

Die Art und Weise der Blindleistungsbereitstellung kann nun durch eine zentrale Regelungs- und Betriebsführungseinheit vorgenommen werden. Gegenüber dem Systemkonzept „Aktive Wechselrichter“ bestehen folgende Vor- und Nachteile (siehe Tabelle 3.2).

Tabelle 3.2: Vor- und Nachteile des Systemkonzepts Intelligente Netzstation

Vorteile	Nachteile
Informationen über den Spannungswert sind nicht mehr nur lokal, also am WR selbst, sondern auch zentral vorhanden	Deutlich erhöhter Aufwand bei Investitions- und Betriebskosten gegenüber Systemkonzept „Aktiver Wechselrichter“ aufgrund von Kommunikation und zusätzlicher Steuerungseinheit
<p>Die Spannungsverteilung im Netz ist bekannt. Dadurch kann das Verhalten des Wechselrichters mit Q-Steuerung bzw. Kennlinienaktivierung /-deaktivierung oder Wirkleistungsreduktion gezielt gesteuert werden.</p> <p>Größen wie zum Beispiel Netzverluste durch Blindleistung für die Spannungshaltung könnten minimiert werden</p>	

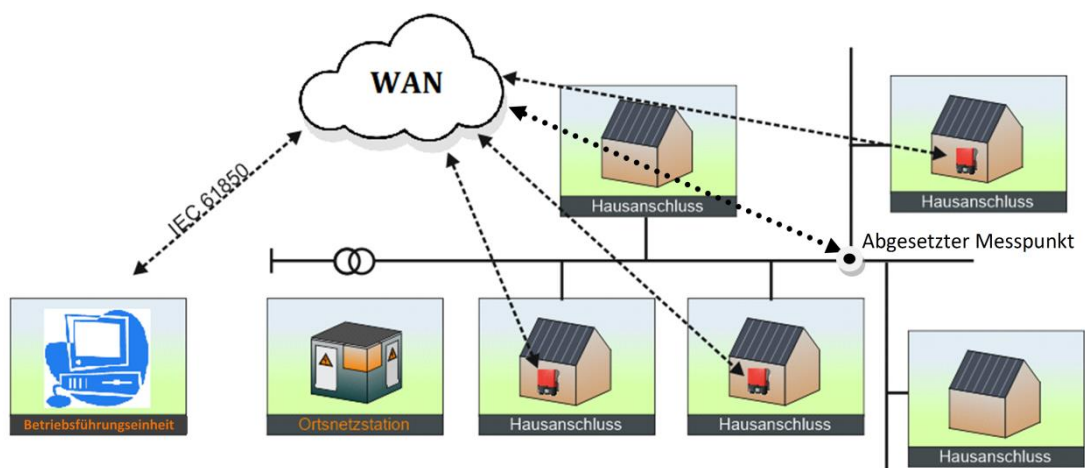


Abbildung 3.3: Intelligente Netzstation

Zusätzliche Messstellen außerhalb der Netzstation sind notwendig, wenn eine Netzzustandserkennung durchgeführt werden soll. Ebenso können diese Messinformationen aber auch für erweiterbare Regelungsverfahren notwendig sein. Es wurde angestrebt Verfahren einzusetzen, die mit einer möglichst geringen Anzahl an zusätzlichen Messstellen auskommen. Dies hat eine vorteilhafte Auswirkung hinsichtlich Aufwand und Kosten. Innerhalb dieses Projekts wurden Messstellen in Kabelverteilschränken (KVS) des Netzbetreibers sowie die Auskopplung des Spannungsmesssignals von PV-Wechselrichtern als Standorte für zusätzliche Messstellen bevorzugt. Dies ermöglichte eine einfache und sichere Installation dieser zusätzlichen Messtechnik.

Bei Regelungsverfahren mit zusätzlichen Messstellen innerhalb des Niederspannungsnetzes müssen Netzpunkte identifiziert werden, die charakteristische Aussagen über das Netzverhalten ermöglichen. Dies wurde beispielhaft für das Netz des Feldtests in Felsberg-

Niedervorschütz durchgeführt. Hierfür wurde für charakteristische Situationen (Sommer/Winter, Stark- und Schwachlast) das Spannungsprofil im Niederspannungsnetz berechnet und Netzpunkte mit Extremwerten (minimale und maximale Spannungen) ermittelt. In Abbildung 3.4 und Abbildung 3.5 sind die Ergebnisse der Berechnungen des Fraunhofer IWES gezeigt. Neben dem Spannungsprofil ist kenntlich gemacht, an welchen Punkten sich KVS befinden, die für den Netzbetreiber zugänglich sind. Die Bestimmung der charakteristischen Netzpunkte führte zu dem in Abbildung 6.13 gezeigten Messkonzept für die verteilten Messungen im Niederspannungsnetz des Feldtestgebiets.

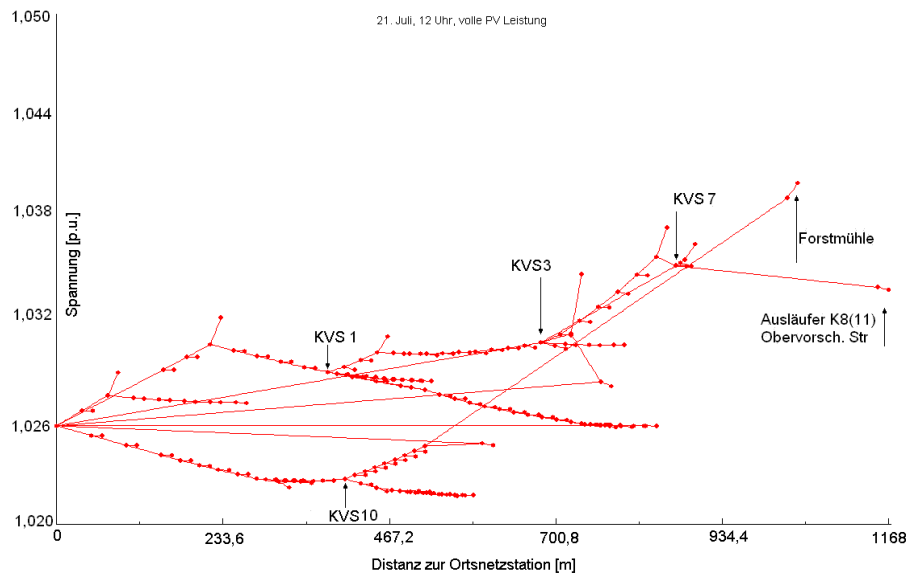


Abbildung 3.4: Berechnetes Spannungsprofil im NS-Netz von Felsberg-Niedervorschütz im Sommer bei Schwachlast und voller PV-Leistung. Die dargestellten Punkte kennzeichnen die Hausanschlusspunkte.

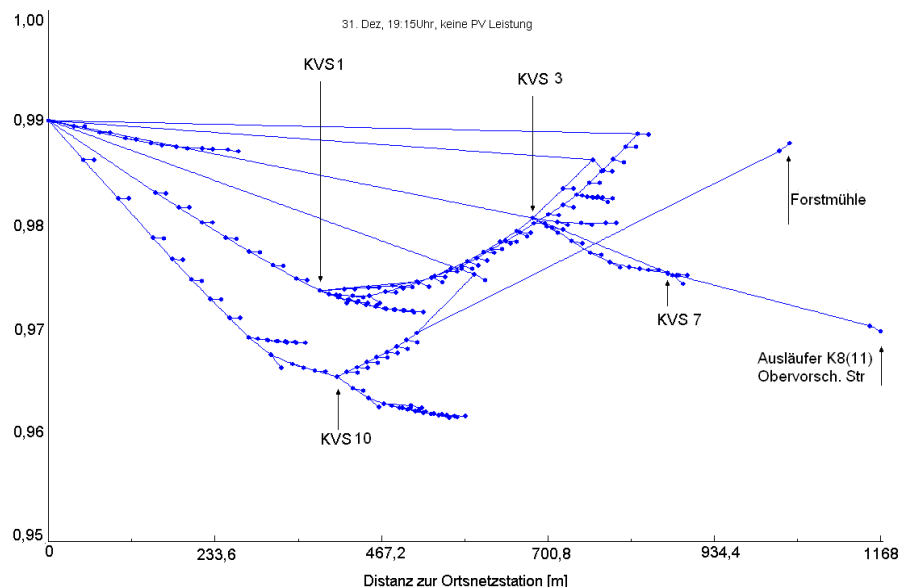


Abbildung 3.5: Berechnetes Spannungsprofil im NS-Netz von Felsberg-Niedervorschütz im Winter bei Starklast und keiner PV-Leistung.

3.1.3 Aktive Netzstation

Das Systemkonzept „Aktive Netzstation“ beinhaltet, dass an der zentralen Stelle des Niederspannungsnetzes die Spannungshaltung erfolgt. D. h. es wird durch den Eingriff die Spannungshöhe des gesamten Niederspannungsnetzes gleichermaßen beeinflusst (siehe Abbildung 3.6).

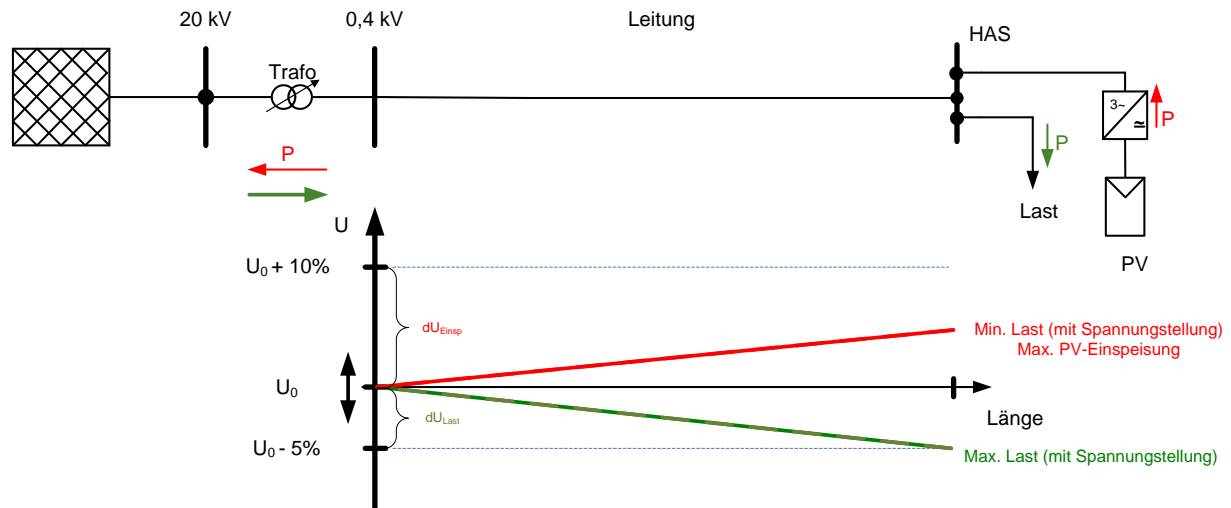


Abbildung 3.6: Spannungshaltung durch regelbaren Ortsnetztransformator

Hierzu muss am Ortsnetztransformator eine Komponente eingefügt werden, mit der die Spannung aktiv verstellt werden kann. Die Einwirkung auf die Spannungshöhe erfolgt in Stufen oder auch stufenlos in Abhängigkeit der eingesetzten Technologie. Die verschiedenen Ansätze für anwendbare Komponenten sind in Kapitel 0 gegeben. In diesem Projekt wird sich verstärkt auf den RONT konzentriert. Dieser ermöglicht eine Umschaltung zwischen den verschiedenen Anzapfungen eines Transformators unter Last. Dadurch lässt sich die Spannung an der Niederspannungssammelschiene des Ortsnetztransformators beeinflussen. Ebenfalls wird bei diesem Systemkonzept zugrunde gelegt, dass nur lokale Messungen für die Steuerung des RONT verwendet werden, also die Spannungs- und Strominformationen auf der Sekundärseite des Ortsnetztransformators.

3.1.4 Aktive, intelligente Netzstation

Das Systemkonzept Aktive, intelligente Netzstation führt die beiden Systemkonzepte der Aktiven Netzstation und der Intelligenten Netzstation zusammen. Dabei stehen für die Spannungshaltung der RONT, aber auch die Blindleistungsfähigkeit bzw. das Wirkleistungsreduktionspotentials der PV-WR zur Verfügung, die durch eine kommunikative Anbindung gesteuert werden können. Erweiternd können auch externe Messstellen im Niederspannungsnetz eingebunden werden.

Untersuchungen in Kapitel 3.2 bezüglich der Netzaufnahmefähigkeit zeigen, dass das Systemkonzept der „Aktiven Netzstation“ bei angepasster Dimensionierung des RONT die Netzaufnahmefähigkeit optimal erhöht. Eine weitere Erhöhung ist durch die „Aktive, intelligente Netzstation“ in den allermeisten Fällen nicht möglich. Jedoch ist dieses Konzept insbesondere dann interessant, wenn mehrere Regelungsziele gleichzeitig umgesetzt werden müssen (siehe Kapitel 3.3.5).

3.1.5 Dezentrale Zusatzkomponenten / Längsregler

Eine weitere Möglichkeit zur Regelung der Ausgangsspannung einer Ortsnetzstation stellen Längsspannungsregler dar ((e) und (f) in Tabelle 3.1). Hierbei wird durch einen Längstransformator, der entweder auf der Mittel- oder Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators eingefügt werden kann, eine Zusatzspannung in die Leitung eingeprägt. Diese Zusatzspannung erlaubt die zur flexiblen Regelung der Spannung an der Niederspannungssammelschiene der Station nötige Anpassung der Eingangs- bzw. Ausgangsspannung des Transformators. Als Regelkonzept kann auch hier ein Kennlinien-Ansatz verwendet werden, wodurch sich eine zum Lastfluss proportionale Zusatzspannung ergibt. Die eigentliche Regelung der Zusatzspannung erfolgt dabei mittels eines leistungselektronischen Systems, welches parallel aus der Leitung gespeist wird und eine entsprechende Spannung in die systemseitige Wicklung des Längstransformators einprägt. Wie in der Übersicht in Tabelle 3.1 angedeutet, gibt es hierbei zwei prinzipielle Systemkonfigurationen. Zum einen kann die parallel abgegriffene Spannung über eine entsprechende Anordnung leistungselektronischer Ventile direkt auf den Längstransformator geschaltet werden. Durch Ausführung des Längstransformators mit mehreren Anzapfungen ergibt sich dabei die Möglichkeit der Einprägung einer gestuften Zusatzspannung. Für dieses Konzept bieten sich als leistungselektronische Schalter robuste Thyristoren an. Zum anderen kann die Steuerspannung über ein Umrichtersystem generiert werden, das beispielsweise aus IGBT-Wechselrichtern besteht. Alternativ ist auch der Einsatz bestimmter Phasenanschnittverfahren für Thyristoren möglich. Hierdurch ist eine schnelle und stufenlose Einstellung der in die Leitung eingeprägten Spannung möglich.

In Tabelle 3.3 sind einige Eigenschaften von Längsregler-Konzepten mit Thyristoren bzw. Umrichtern gegenübergestellt.

Tabelle 3.3: Vergleich Längsregler mit Thyristoren bzw. Umrichter

	Längsregler mit Thyristoren	Längsregler mit Umrichter
Kosten für den Aufbau	+	o
Lebensdauer	o	o
Wartung	-	-
Verluste	+	+
Technisches Risiko	+	+
Erweiterung für passive Ortsnetztrafos	ja	ja
Baugröße in Netzstation	o	o
Stufenlose Regelung	Abhängig vom Konzept	ja
Regelung Unsymmetrie	+	++
Ausregelung Oberschwingungen	-	++
Einbau in Netzstation	evtl.	evtl.
Dynamik der Spannungsregelung	+	++

Vorteilhaft bei Längsregler-Systemen ist, dass sich keine leistungselektronischen Elemente direkt im Lastpfad befinden und dass das Betriebsmittel nur für einen relativ geringen Teil der Nennscheinleistung des zu regelnden Ortsnetzes ausgelegt werden muss. Des Weiteren sind diese Regler hocheffizient und verursachen nur geringe Zusatzverluste. Neben dem Einsatz solcher Regler direkt am Ortsnetztransformator ist auch ein dezentraler Einsatz in

besonders kritischen Zweigen eines Niederspannungsnetzes denkbar. Durch ihre flexiblen Einsatzmöglichkeiten bieten sich diese Systeme somit für eine kurzfristige Erhöhung der Aufnahmekapazität von Ortsnetzen an (s. Abbildung 3.7). Ebenso können diese Regler auch vorübergehend in von Spannungsbandproblemen betroffenen Ortsnetzen eingesetzt werden, um die Zeit bis zur Ausführung eines evtl. bereits geplanten Netzausbaus zu überbrücken.

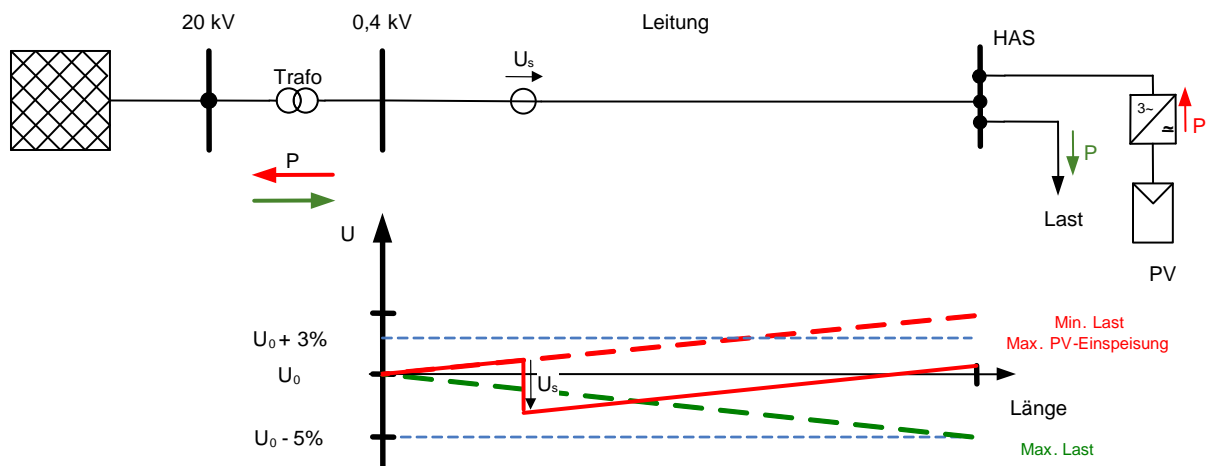


Abbildung 3.7: Spannungsregelung durch dezentralen Längsregler

3.1.6 Einbinden von Speichern

Integriert in Erzeugeranlagen oder als zusätzliche Betriebsmittel an kritischen Punkten eines Ortsnetzes bieten Speichersysteme die Möglichkeit, Einfluss auf das Spannungsprofil zu nehmen. So kann das Zwischenspeichern von Energie dazu genutzt werden, den Lastfluss im Netz im Falle von Einspeisespitzen zu verringern, um damit eine Verletzung des Spannungsbandes zu verhindern.

Alle denkbaren Speicher entsprechender Größenordnung sind jedoch von großem Volumen und mit hohen Investitionskosten verbunden. Wegen der begrenzten Lebensdauer kommen noch Betriebskosten in signifikanter Höhe dazu. Die Einbindung von Speichern wurde im Rahmen dieses Projektes nicht explizit untersucht. Die Auswirkung auf die Spannungshaltung ist ähnlich zu bewerten wie die durch in Wirk- und Blindleistung regelbare PV-Anlagen.

3.2 Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen

Das Fraunhofer IWES entwickelte in diesem Projekt die systematische Bestimmung der Netzaufnahmekapazität von DEA in elektrischen Netzen weiter², und erweiterte diese bezüglich der in diesem Projekt entwickelten Betriebsmittel und Verfahren. SMA ergänzte die Untersuchungen mit eigenen Berechnungen.

Die Aufnahmekapazität eines Netzes beschreibt die Höhe einer dezentral eingespeisten Leistung, welche als Durchdringung bezeichnet werden kann. Sie bildet dabei den Grenzwert

² Die Untersuchungen bauen auf Ergebnisse aus dem Projekt „PV-EMS“ (FKZ 0325028) auf. Dort fand eine systematische Betrachtung verschiedener Einflussfaktoren wie z. B. das vorgelagerte Netz, die verwendeten Netzbetriebsmittel oder der Einspeiseverteilung auf die Netzaufnahmekapazität statt.

einer bestimmten Durchdringung, bei der verschiedene Kriterien, wie z. B. die Spannungsqualität oder Sicherheitsgrenzen im entsprechenden Netzabschnitt verletzt werden.

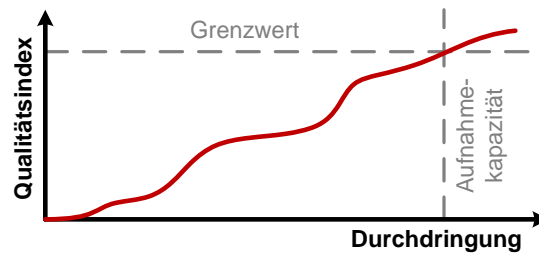


Abbildung 3.8: Definition der Aufnahmekapazität als Durchdringung begrenzt durch einen Qualitätsindex (in Anlehnung an [8])

Die Untersuchungen wurden sowohl für generische Niederspannungsnetze mit einfachen als auch komplexen Netzstrukturen sowie für das Niederspannungsnetz in Felsberg-Niedervorschütz durchgeführt, welches für den Feldtest genutzt wurde.

Nähere Ausführungen hinsichtlich des netzwirtschaftlichen Potentials, d. h. der Berücksichtigung der wirtschaftlichen Perspektive bei der Auswahl zwischen den verschiedenen Ausbaustrategien, sind in Kapitel 3.4 gegeben.

3.2.1 Generische Strahlennetze

Abbildung 3.10 stellt die maximale Netzaufnahmekapazität eines homogenen Strangnetzes mit vier Abgängen (siehe Abbildung 3.9) dar. Die Netzaufnahmekapazität wird als Verhältnis der anschließbaren dezentralen Erzeugung P_{PV} zur Netzkurzschlussleistung S_k in Prozent definiert. Die untersuchten Methoden zur Spannungshaltung in Abbildung 3.10 sind in [28] angegeben.

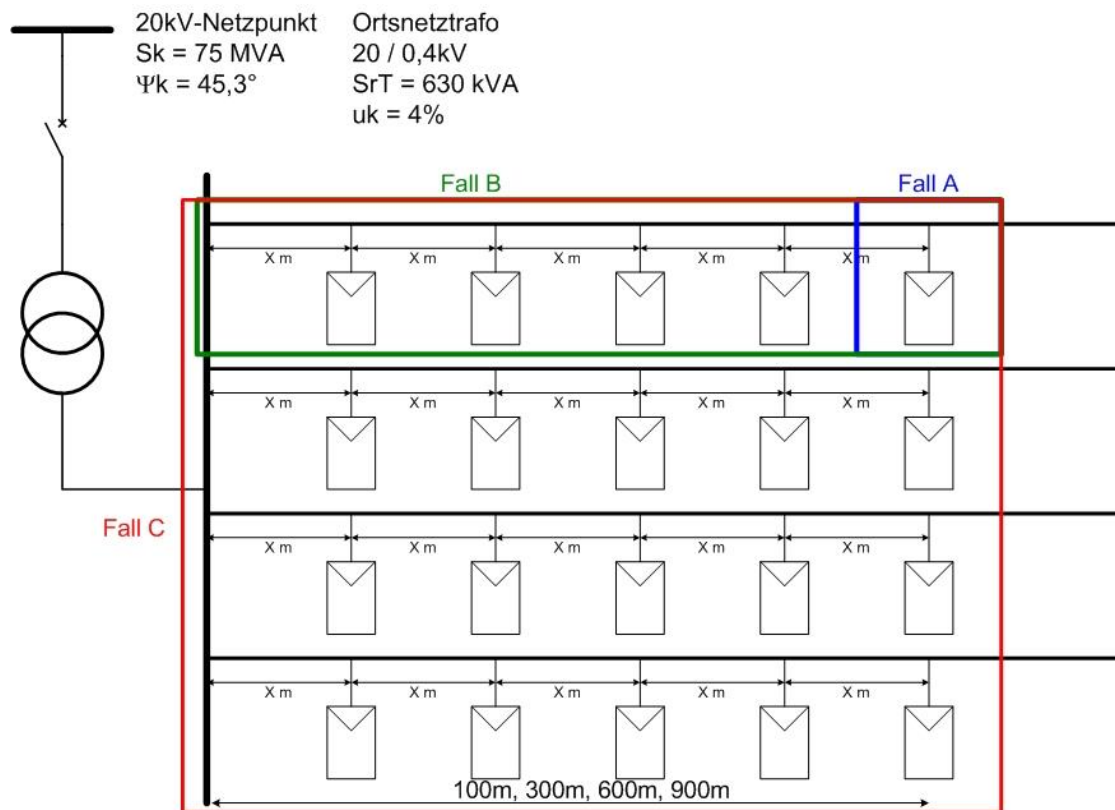


Abbildung 3.9: Betrachtete Fälle und Struktur der generischen Strahlennetze

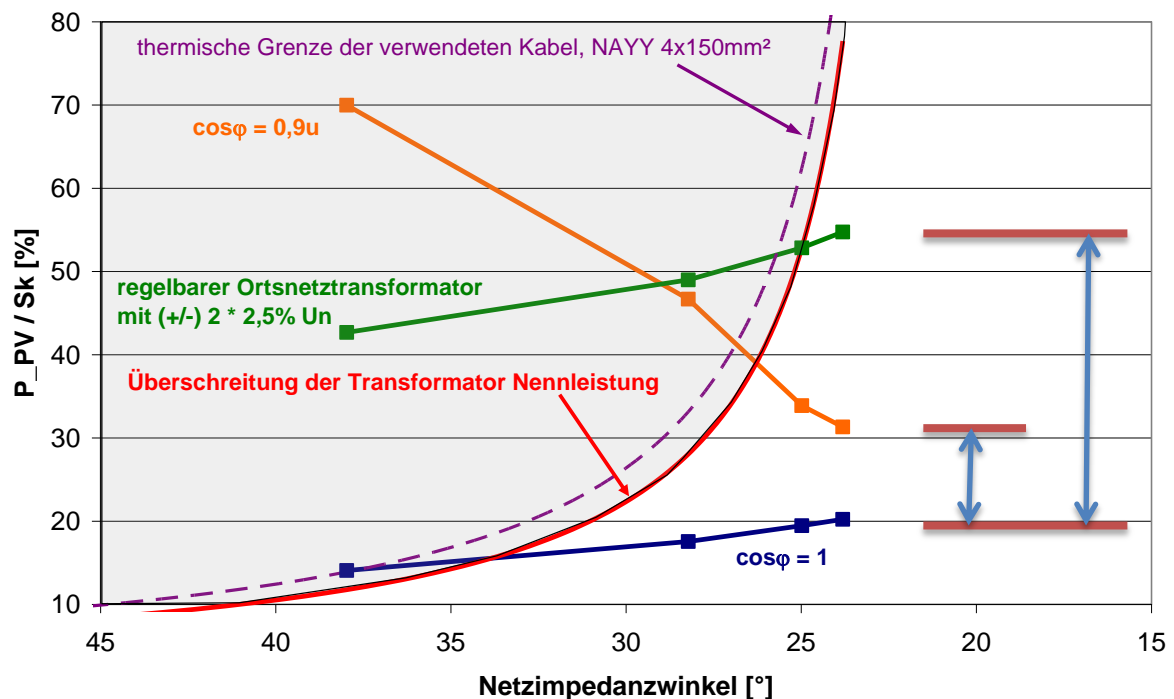


Abbildung 3.10: Auswirkung verschiedener Methoden zur Spannungshaltung auf die Netzaufnahmekapazität. Berechnungspunkte für eine Stranglänge von jeweils 100m, 300m, 600m und 900m. Annahmen: Anstatt der Limitierung auf 3%-Kriterium für den maximalen relativen Spannungshub durch dezentrale Erzeugung wird das komplett zur Verfügung stehende Spannungsband ausgenutzt. Am Verknüpfungspunkt im Mittelspannungsnetz liegen 106% der Nennspannung an.

Tabelle 3.4: Untersuchte Varianten der Spannungshaltung

Variante	Ortsnetztransformator	DEA
1	Nicht regelbar	$\cos \varphi = 1.00$
2	Nicht regelbar	$\cos \varphi = 0.90$
3	Unter Last regelbar mit 5 Stufen im Bereich von 0%, $\pm 2,5\%$ und $\pm 5\%$	$\cos \varphi = 1.00$

Variante 1 zeigt eine stark begrenzte Netzaufnahmekapazität (blaue Kurve in Abbildung 3.10). Bei Variante 2 wird die Spannungshaltung ausschließlich durch Blindleistung der DEA erreicht, daher ist die Erhöhung der Netzaufnahmekapazität stark vom Netzanschlusspunkt abhängig (orange Kurve in Abbildung 3.10). Bei Netzanschlusspunkten mit einem induktiveren Charakter steigt die Netzaufnahmekapazität, da eine effektivere Spannungshaltung durch den gleichen Betrag an Blindleistung im Gegensatz zu einem resistiveren Netzanschlusspunkt erreicht werden kann. Insbesondere für Anschlusspunkte mit kleinem Netzimpedanzwinkel, also großer Entfernung von der Ortsnetzstation, ist die Wirkung begrenzt. Die Netzaufnahmekapazität kann um einen Faktor zwischen 1,5 und 2 im Vergleich zu Variante 1 erhöht werden.

Im Gegensatz zu den Variante 1 und Variante 2 bietet Variante 3 durch Nutzung des Konzepts der Ortsnetzstation mit RONT insbesondere für Netze mit weit entfernten Anschlusspunkten Vorteile (grüne Kurve in Abbildung 3.10). Die Netzaufnahmekapazität kann deutlich erhöht werden.

Die Untersuchungen auf Grundlage der einfachen, generischen Niederspannungsnetze zeigen, dass durch einen RONT mit der hier betrachteten Stufung die Netzaufnahmekapazität bis zu einem Faktor von 2,7 unter Ausnutzung des kompletten Spannungsbands erhöht werden kann. Dadurch kann nachgewiesen werden, dass das neue Betriebsmittel des RONT große Möglichkeiten zur Erhöhung der Netzaufnahmekapazität ohne einen kostenintensiven Ausbau der Netzinfrastruktur bietet.

3.2.2 Netze mit komplexen Strukturen

Aufbauend auf den bisherigen Ergebnissen bei einfachen Netzstrukturen (Strahlennetze) werden die Ansätze auf komplexere Netzstrukturen übertragen. In Bezug auf den Feldtest werden sogenannte Dreibeine (siehe Abbildung 3.12 rot umrandeter Bereich) berücksichtigt. Diese Art der Netztopologie ist für Niederspannungsnetze des Projektpartner EnergieNetz Mitte typisch. Das Dreibein kann entweder offen oder geschlossen betrieben werden. Beide Varianten sollen in die Überlegungen mit einbezogen werden. Wird das Dreibein offen betrieben, entspricht die Netzstruktur einem Strahlennetz.

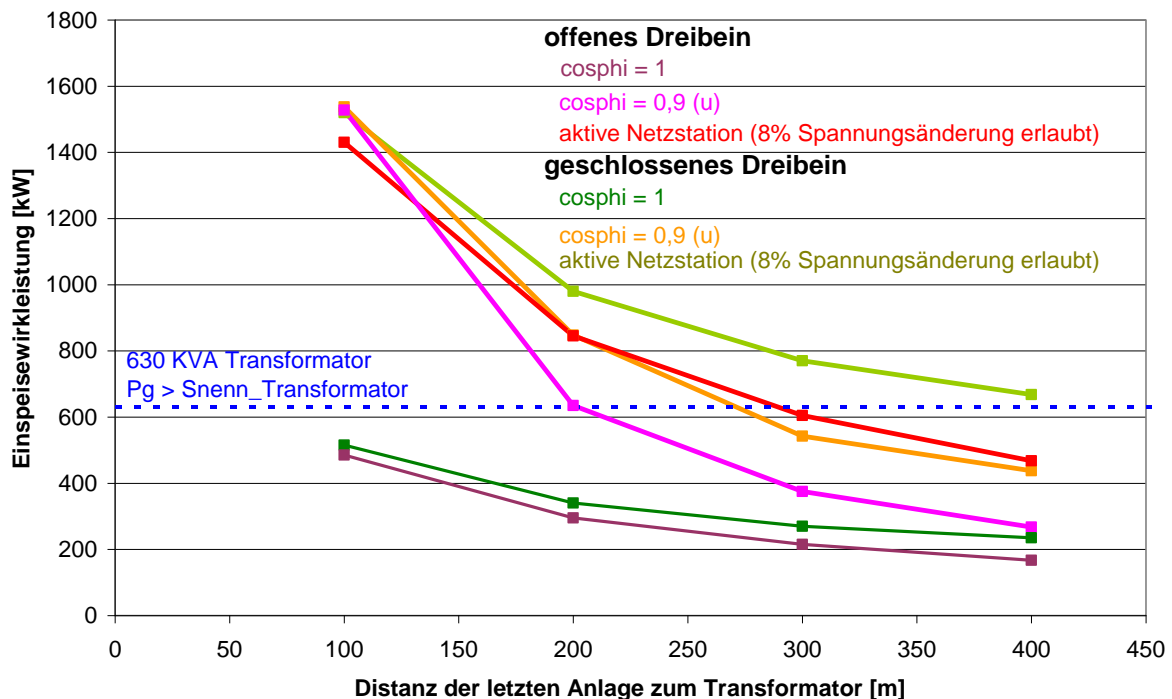


Abbildung 3.11: Maximale Einspeisewirkleistung bei verschiedenen Methoden der Spannungsbeeinflussung, Einspeisung nur in 2 von 3 Strängen des Dreibeins

Die Untersuchungen zeigen, dass unterschiedliche Netzstrukturen per se verschieden hohe Aufnahmekapazitäten haben. Die Aufnahmekapazität kann weiterhin durch eine inhomogene Aufteilung der Anlagen im Niederspannungsnetz beeinflusst werden. Bewertet man jedoch die relative Zunahme der Aufnahmekapazität, so ist dieser Faktor weitgehend unabhängig von der Art der Netzstruktur. Ergebnisse hierzu sind in Abbildung 3.11 dargestellt.

Die Steigerung der anschließbaren Wirkleistung liegt bei der aktiven Netzstation weiterhin bei einem Faktor von etwa 2,7 (maximale Spannungserhöhung von 8% bei einem Stufentransformator mit $\pm 2 \times 2,5\%$) unter der Randbedingung, dass Netzbetriebsmittel wie Transformatoren oder Leitungen nicht überlastet werden.

3.2.3 Fallstudie Feldtest-Netz Felsberg-Niedervorschütz

Die Netzaufnahmekapazität des für den Feldtest ausgewählten Niederspannungsnetzes in Felsberg-Niedervorschütz (siehe Abbildung 3.12) wird untersucht. Diskussionen im Projektkonsortium hinsichtlich der Auslegung des regelbaren Transformators führten zu einer Anpassung der Stufen zu $\pm 4 \times 2,5\%$ im Gegensatz zu der herkömmlichen Nutzung von $\pm 2 \times 2,5\%$. Dies bedeutet, dass der Transformator eine maximale Spannungsabsenkung von 10% im Gegensatz zu 5% bei herkömmlicher Auslegung erreichen kann.

Abbildung 3.13 zeigt die Berechnungsergebnisse des Fraunhofer IWES für die Netzaufnahmekapazität für das Niederspannungsnetz in Felsberg-Niedervorschütz. Ausgangspunkt ist die aktuell installierte Anlagenleistung entsprechend Abbildung 3.12 (blau dargestellt in Abbildung 3.13). Es wird für dieses Szenario ein gleichmäßiger Zubau der Leistung an allen Anlagen zu Grunde gelegt.

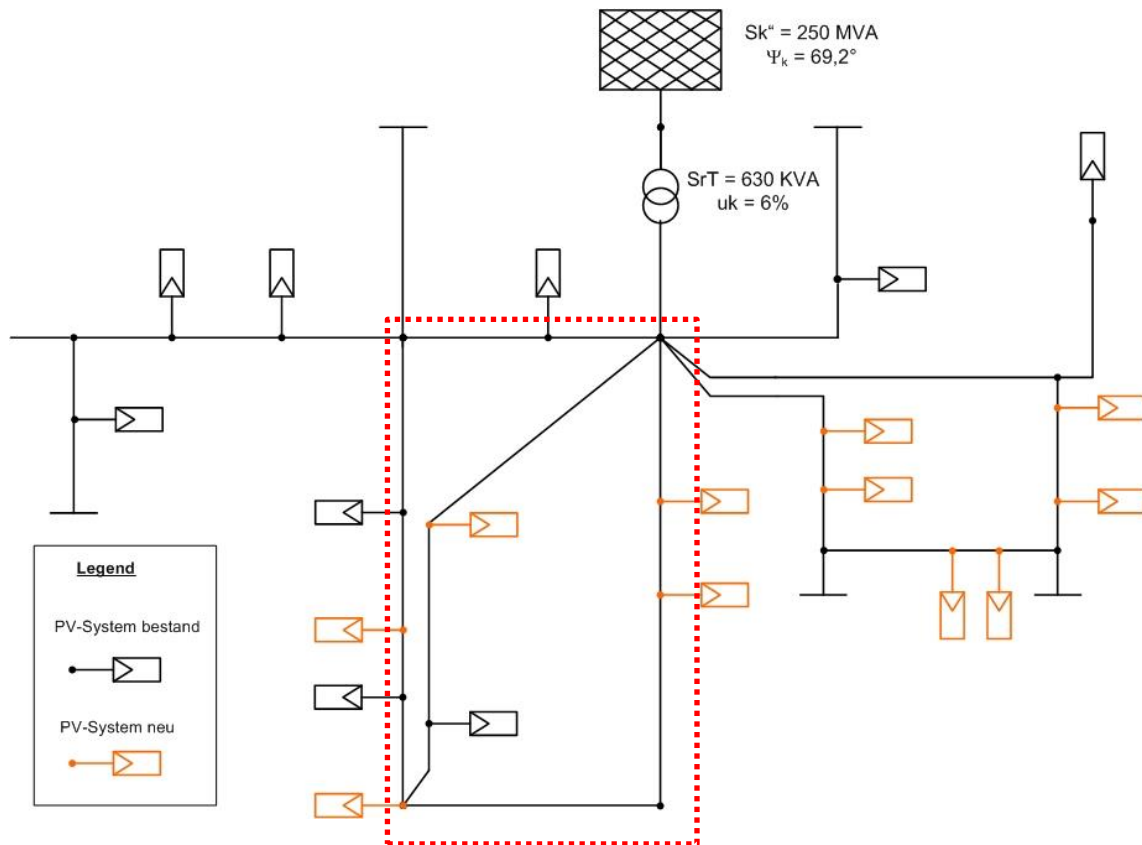


Abbildung 3.12: Skizze des untersuchten Netzgebietes in Felsberg-Niedervorschütz mit den existierenden Standorten und neu festgelegten Standorten (für Simulationszwecke) der PV-Systeme. Rot umrandeter Bereich zeigt das Dreiein.

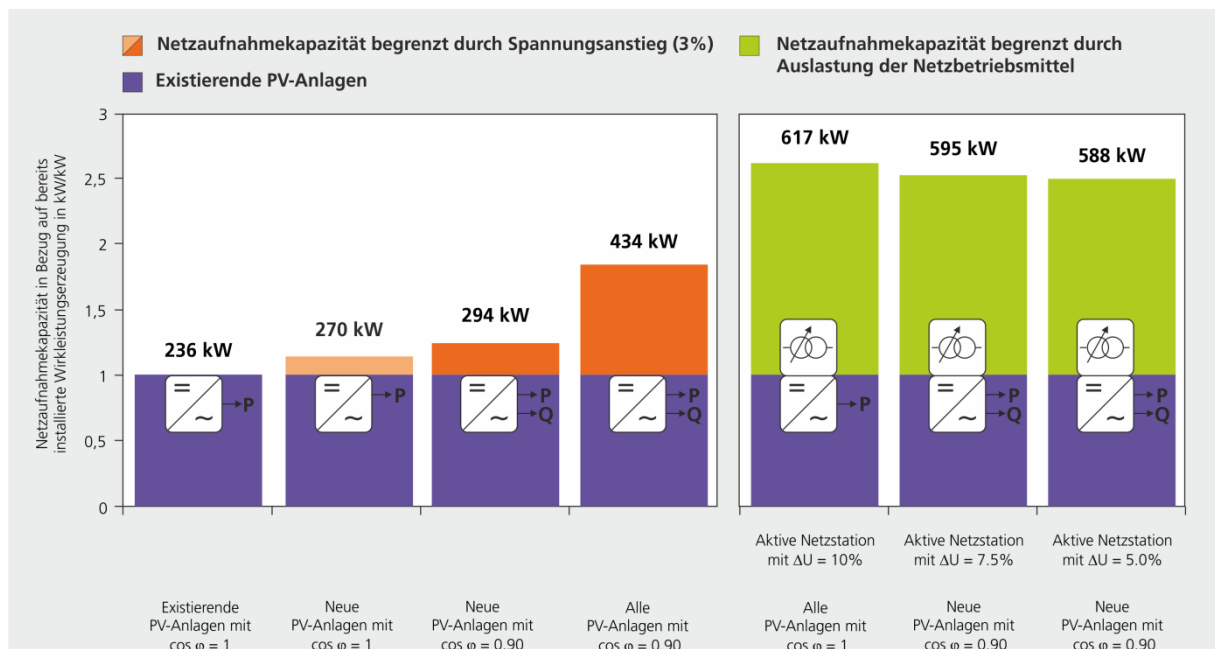


Abbildung 3.13: Netzaufnahmekapazität des realen Niederspannungsnetzes in Felsberg-Niedervorschütz für verschiedene Methoden zur Spannungshaltung (Fraunhofer IWES).

Für das vorliegende Netz und dem angenommenen Zubau-Szenario zeigt sich, dass das Potential einer aktiven Netzstation, die die Spannung um 10% variieren kann, nicht gänzlich ausgeschöpft werden kann, ohne die thermischen Grenzen der Betriebsmittel zu überschreiten. Im Vergleich zu Methoden der Blindleistungsbereitstellung (entweder nur bei

neu zugebauten Wechselrichtern oder bei allen Wechselrichtern) zeigt die aktive Netzstation ein größeres Potential.

Die Berechnungen zeigen weiter, dass eine Kombination der aktiven Netzstation und Blindleistungsbereitstellung von Wechselrichtern nicht unbedingt zu einer Erhöhung der Netzaufnahmekapazität führt. Durch den zusätzlichen Blindstrom wird die verfügbare Strombelastbarkeit für Wirkstrom vermindert. Eine Kombination beider Verfahren ist nur sinnvoll, wenn die Strombelastbarkeit der Betriebsmittel noch nicht erreicht ist, aber die Regelmöglichkeiten des RONT ausgeschöpft sind.

3.2.4 Szenarien zur Aufnahmekapazität des Verteilnetzes im Feldtestgebiet

Seitens der SMA Solar Technology AG wurden ergänzende Untersuchungen zur Netzaufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen und des Netzes Niedervorschütz durchgeführt. Untersuchungsschwerpunkte waren zum einen der Einfluss verschiedener Vorgehensweisen bei der Ermittlung der Aufnahmekapazität und zum anderen der Einfluss verschiedener Arten der statischen Spannungshaltung.

Die Untersuchungen basieren auf einer Vorgehensweise, die für allgemeine Netzstrukturen im Rahmen des Projektes PV-Integrated erarbeitet und im Kontext des hier beschriebenen Projektes am konkreten Beispiel des Netzes im Feldtestgebiet angewendet wurde.

Um ein möglichst realistisches Szenario der Aufnahmekapazität zu erzeugen, wurde in allen Untersuchungen ein zufällig im Netz verteilter Zubau mit festen Anlagengrößen durchgeführt. Die Größe der Anlagen für das Netzgebiet Niedervorschütz 21 kW, welches dem Mittelwert der derzeit installierten Anlagenleistungen entspricht. Als Abbruchkriterien für einen weiteren Zubau dienen

- eine maximal zulässige Spannungsänderung im Netz nach [6] (max. 3% Spannungsanhebung durch alle Anlagen im Netz)
- die maximale Belastung der Leitungen und Kabel im Netzgebiet in Höhe von 100 % der Nennleistung.
- eine maximale Transformatorbelastung durch die dezentrale Einspeisung aus Photovoltaik in Höhe von 130 % der Transformator-Nennscheinleistung [14], [11].

Durch die Auswertung einer Vielzahl solcher Zubau-Szenarien erhält man schließlich eine Verteilung der Aufnahmekapazität, die wesentliche Charakteristika des Netzes enthält. Ein Beispiel einer solchen Verteilung ist in Abbildung 3.14 dargestellt. Die mittlere Aufnahmekapazität ergibt sich dabei aus dem Mittelwert der im Netz installierten summierten Anlagenleistung über die Anzahl der Hausanschlüsse. Alle folgenden Ergebnisse zur Aufnahmekapazität basieren auf diesem Verfahren, welches zunächst in [12] vorgestellt wurde.

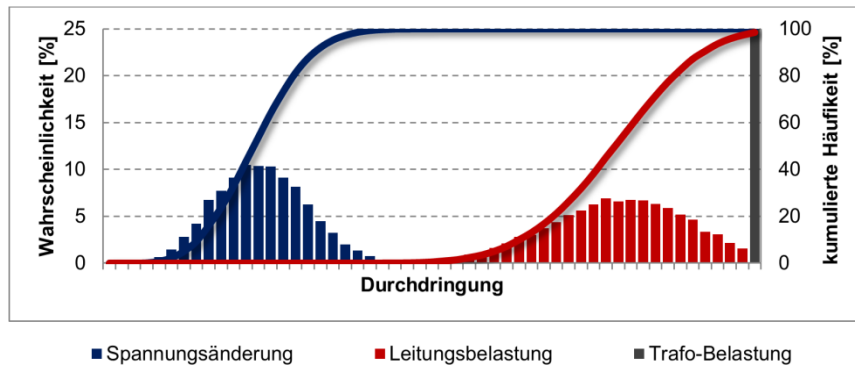


Abbildung 3.14: Beispiel der Verteilung der Aufnahmekapazität für ein Referenznetz (Durchdringung in PV-Leistung pro Hausanschluss)

Die Auswirkung der Wahl des Zubau-Verfahrens und des Ausgangsausbauszustandes des Netzes zeigen Betrachtungen, bei denen Unterschiede in der Aufnahmekapazität in Höhe von bis zu 25 % auftraten. Als Beispiel sollen hier Untersuchungen am Netz Niedervorschütz mit und ohne Berücksichtigung der bereits im Netz installierten Anlagen bzw. bei einem gleichmäßigen Zubau über alle im Netzgebiet vorhandenen Hausanschlüsse und diskretem Zubau mit der derzeit installierten mittleren Anlagengröße dienen (vgl. Abbildung 3.15). Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass zum einen das Zubau-Verfahren und zum anderen die Positionierung der Anlagen im Netz einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Höhe der Aufnahmekapazität haben.

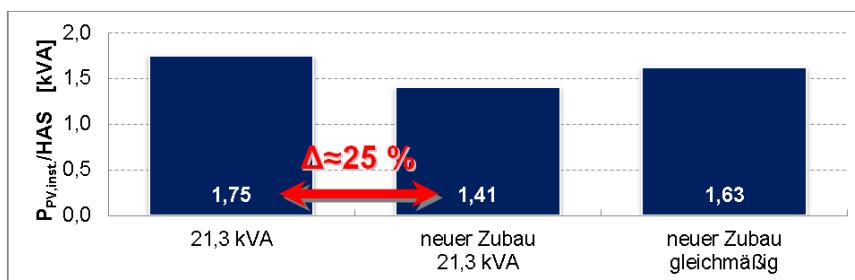


Abbildung 3.15: Einfluss der Ermittlung der Aufnahmekapazität für verschiedene Verfahren im Netz Niedervorschütz ausgedrückt, in der durchschnittlich möglichen PV-Leistung pro Hausanschluss, limitiert durch Spannungsgrenze

Links: zu den bestehenden Anlagen im Netz werden weitere zugebaut.

Mitte: Neue Anlagenverteilung ohne Berücksichtigung der Altanlagen

Rechts: an allen Hausanschlüssen wird die gleiche PV-Leistung zugebaut

In gleicher Weise wie für die Ermittlung der Aufnahmekapazität wurden die verschiedenen im Rahmen des Projektes betrachteten Systemkonzepte zur statischen Spannungshaltung (vgl. Tabelle 3.5) ohne Kommunikationsanbindung untersucht. Dies entspricht dem Systemkonzept der aktiven Wechselrichter. Hierbei wurde besonderes Augenmerk auf die jeweilige Erhöhung der Aufnahmekapazität, die für diese Erhöhung notwendige Blindarbeit über ein Jahr sowie die jährlich auftretenden Abregelverluste der verschiedenen Verfahren gerichtet.

Tabelle 3.5 Bezeichnung der untersuchten Szenarien

Systemkonzept	Zubau zu Bestandsanlagen	Neuverteilung der PV-Anlagen
Passive Wechselrichter	Referenz(B)	Referenz(N)
Aktive WR / Int. Netzstation ($\cos(\varphi) = 0,9$)	WRQ(B)	WRQ(N)
Aktive WR / Int. Netzstation ($P_{\max,WR} = 70 \%$)	WRP(B)	WRP(N)
Aktive Netzstation ($dU_{\text{Einsp.}} = 10 \%$)	ANS(B)	ANS(N)
Aktive Netzstation + Aktive WR	ANSWRQ(B)	ANSWRQ(N)
Dezentraler Längsregler + WR	DLRWRQ(B)	-

Die Erhöhung der Aufnahmekapazität ist in Abbildung 3.16 als Faktor zu dem jeweiligen Referenzszenario angegeben. Die Referenzszenarien unterscheiden sich dahingehend, dass die Aufnahmekapazität auf der einen Seite unter Berücksichtigung der derzeit installierten PV-Anlagen im Netz Niedervorschütz und auf der anderen Seite ohne Berücksichtigung dieser Anlagen ermittelt wurde. Aufgrund der „guten“ Aufteilung der bislang installierten Anlagen bzw. bereits erfolgter Netzverstärkungsmaßnahmen besitzt das Referenzszenario mit Bestandsanlagen hierbei eine höhere Aufnahmekapazität als das Szenario ohne Bestandsanlagen.

Unabhängig vom Ausgangsszenario zeigt sich hierbei, dass mit dem regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) am meisten PV-Anlagen im betrachteten Ortsnetz installiert werden können. Eine weitere Erhöhung durch Bezug von Blindleistung durch die Wechselrichter (WRQ) ist in diesem Fall nicht möglich, da die maximale Aufnahmekapazität des Netzes in den Szenarien ANS und ANSWRQ durch die maximal zugelassene Scheinleistung des Ortsnetztransformators begrenzt wird. Darüber hinaus sorgt auch der Längsspannungsregler (DLR) beim Einsatz in den beiden am stärksten von der Spannungsanhebung betroffenen Netzabschnitten für eine deutliche Erhöhung der Aufnahmekapazität. Auch eine Blindleistungseinspeisung durch die PV-Wechselrichter erhöht die Aufnahmekapazität in beiden Szenarien signifikant, wohingegen eine pauschale Reduzierung der Einspeisung auf 70 % der installierten Anlagenleistung eine deutlich geringere Erhöhung der Aufnahmekapazität nach sich zieht.

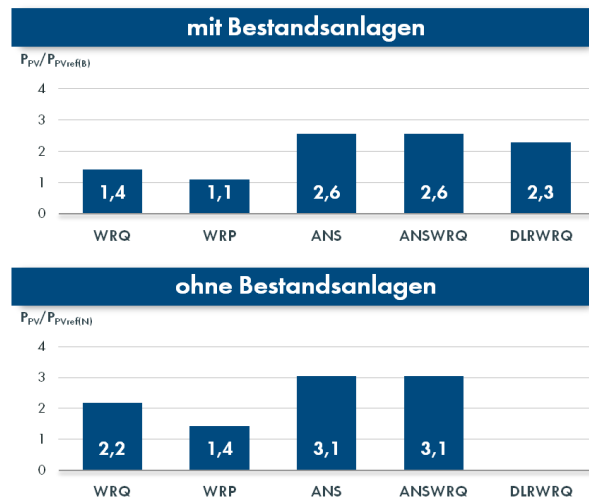


Abbildung 3.16: Erhöhung der Aufnahmekapazität im Netz Niedervorschütz durch verschiedene Maßnahmen zur statischen Spannungshaltung unter Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung der derzeit im Netz installierten PV-Anlagen

Neben der Erhöhung der Aufnahmekapazität wurde auch die benötigte Jahres-Blindarbeit beim Einsatz verschiedener Blindleistungsverfahren untersucht. Dazu wurden Einstrahlungsdaten für den Standort Kassel [13] mit Hilfe eines PV-Generator- und PV-Wechselrichter-Modells in einer Simulation über ein Jahr ausgewertet [7]. Abbildung 3.17 zeigt jeweils das Verhältnis zwischen Jahres-Blindarbeit und eingespeister Energie für die verschiedenen Systemkonzepte. Es ist jeweils mit einer Blindarbeit in der Größenordnung von 10 % der eingespeisten Energie zu rechnen.

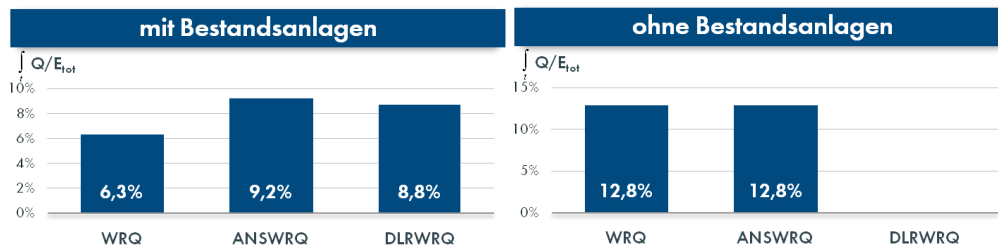


Abbildung 3.17: Verhältnis zwischen Jahres-Blindarbeit und eingespeister Energie beim Einsatz von Blindleistung in verschiedenen Systemkonzepten

Betrachtet man mit dem gleichen Verfahren die zu erwartenden Ertragsverluste durch Abregelung (Abbildung 3.18), zeigt sich, dass die Verluste aufgrund der Reduktion der Wirkleistung bei Bereitstellung von Blindleistung mit $<0,1\%$ marginal sind. Die pauschale Abregelung auf 70 % der PV-Generatornennleistung führt zu Verlusten in der Größenordnung von 3 %, wenn alle Anlagen entsprechend betrieben werden.



Abbildung 3.18: Zu erwartende Verluste durch Abregelung der Wirkleistung in Bezug auf die Einspeisung mit reiner Wirkleistung

Im Sinne einer guten Ausnutzung von Niederspannungsnetzen ist insgesamt der Einsatz blindleistungsfähiger PV-Wechselrichter zunächst sinnvoll, da dadurch ohne großen Aufwand die Aufnahmekapazität des Netzes erheblich erhöht wird, ohne dass ein Austausch von Netzkomponenten notwendig ist. Die pauschale Abregelung auf 70 % der installierten Leistung weist im hier betrachteten Fall ein wesentlich geringeres Potenzial auf, wobei zusätzlich mit signifikanten Ertragsverlusten gerechnet werden muss.

Insbesondere wenn nur einzelne Abgänge des Ortsnetzes eine hohe Einspeisung erfahren, lohnt sich ggf. der Einsatz von dezentralen Längsreglern, die effektiv und mit moderatem Aufwand die Aufnahmekapazität des gesamten Netzes vergrößern, indem Engpässe gezielt beseitigt werden. Für Netze mit höchster Durchdringung ist der regelbare Ortsnetztransformatoren das Mittel der Wahl, da er das höchste Potenzial zur Erhöhung der Aufnahmekapazität bietet und in seiner hier beschriebenen Ausführung problemlos die ungeregelten Ortsnetztransformatoren in bestehenden Stationen ersetzen kann. Je nach wirtschaftlicher Bewertung der Blindarbeit bietet es sich in diesem Fall ggf. an, den Blindleistungsbezug durch die PV-Wechselrichter zu minimieren. Möglich ist dies ggf. durch den Einsatz von Betriebskennlinien, durch die die Wechselrichter nicht pauschal Blindleistung beziehen, sondern nur, wenn dies notwendig ist, etwa durch eine entsprechend parametrisierte $Q(U)$ Kennlinie. Aufgrund der unterschiedlichen Spannungen an den jeweiligen Netznoten wird dann (bei gleichem minimalen Leistungsfaktor von z. B. 0,9) die Aufnahmekapazität nur in geringerem Maße erhöht. Allgemeine Untersuchungen hierzu finden sich in [12].

3.2.5 Zusammenfassung

Die Untersuchungen von Fraunhofer IWES und SMA haben unterschiedliche Ansätze, jedoch kommen diese zu vergleichbaren Ergebnissen in der Bewertung der Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen durch die verschiedenen Systemkonzepte.

So hat das Systemkonzept Aktive Netzstation das höchste Potential die Netzaufnahmefähigkeit zu erhöhen. Dies ist insbesondere in Netzen mit bereits hoher Durchdringung von PV-WR ohne Blindleistungsbereitstellung (Bestandsanlagen vor 2012) der Fall. Die Spannungshaltung über Blindleistung zeigt ein hohes Potential in Niederspannungsnetzen, in denen die Mehrheit der installierten PV-WR bereits eine Blindleistung bereitstellen kann. Jedoch sind die zusätzlichen Verluste durch Blindleistung, sowohl für den Netz- als auch Anlagenbetreiber zu berücksichtigen.

3.3 Betriebsverfahren für Niederspannungsnetze

3.3.1 Übersicht der Betriebsverfahren

In Kapitel 3.1 wurden Systemkonzepte für das aktive, intelligente Niederspannungsnetz eingeführt. In diesem Kapitel werden den einzelnen Systemkonzepten jetzt Betriebsverfahren zugeordnet. Diese Betriebsverfahren beschreiben, wie die verfügbaren Komponenten des jeweiligen Systemkonzepts eingesetzt werden und welche Ziele dadurch erreicht werden sollen. Tabelle 3.6 gibt eine Übersicht der Betriebsverfahren. Diese werden nachfolgend eingehender erläutert.

Tabelle 3.6: Übersicht der Betriebsverfahren und Zuordnung zu Systemkonzepten

Systemkonzept	Betriebsverfahren	Beschreibung Betriebsverfahren
Aktive WR	AWR 1	cos phi (P) Kennlinie am PV-WR
	AWR 2	Q(U)-Kennlinie am PV-WR
	AWR 3	Bereitstellung kapazitiver Blindleistung durch PV-WR (auch nachts)
Intelligente Netzstation	INS 1	Manuelle Vorgabe Blindleistung an PV-WR
	INS 2	Blindleistung zur Spannungsstützung (auch in Zeiten ohne PV-Einstrahlung)
Aktive Netzstation	ANS 1	Regelung auf Spannungssollwert an NS-Sammelschiene
	ANS 2	Regelung auf leistungsabhängigen Spannungssollwert an der NS-Sammelschiene
	ANS 3	Zeitabhängiges Spannungssollwertsignal
Aktive, intelligente Netzstation	AINS 1	Reduktion Schaltspiele RONT
	AINS 2	Minderung Verluste RONT
	AINS 3	Spannungshaltung und Q-Regelung am RONT
	AINS 4	Kennlinie am RONT
	AINS 5	Gespreizte NS-Netze
	AINS 6	Minderung Netzverluste

3.3.2 Betriebsverfahren des Systemkonzeptes „Aktive Wechselrichter“

3.3.2.1 Wirkleistungs- und Netzspannungsabhängige Bereitstellung von Blindleistung

In aktuellen Richtlinien für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz [6] und das Mittelspannungsnetz wird von den Erzeugungsanlagen die Möglichkeit einer wirkleistungsabhängigen (cos phi (P)) und einer spannungsabhängigen (Q(U)) Bereitstellung von Blindleistung gefordert. PV-Wechselrichter werden in der Regel mit

der in Abbildung 3.19 dargestellten Kennlinie ausgeliefert und im Niederspannungsnetz angeschlossen.

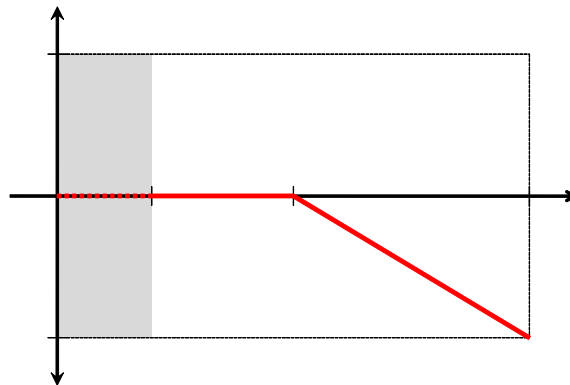


Abbildung 3.19: Wirkleistungsabhängige Bereitstellung von Blindleistung nach [6]. Ab der Hälfte der Nennleistung wird der $\cos \phi$ der Anlage linear abgesenkt (Grafik aus [12]).

Bei homogener Einstrahlung über ein Verteilnetz werden somit alle PV-Anlagen (in Abhängigkeit ihres Auslegungsverhältnisses in der Regel einen relativ gesehen gleichen Beitrag zur Spannungshaltung liefern.

Wird die Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung (z. B. gemäß der Kennlinie in Abbildung 3.20) bereitgestellt, sorgt wie bereits genannt die inhomogene Spannungsverteilung in einem Netz für unterschiedliche Beiträge der Anlagen zur Spannungshaltung. Anlagen am Ende von Netzausläufern werden in der Regel mehr Blindleistung bereitstellen als Anlagen in der Nähe des Ortsnetztransformators.

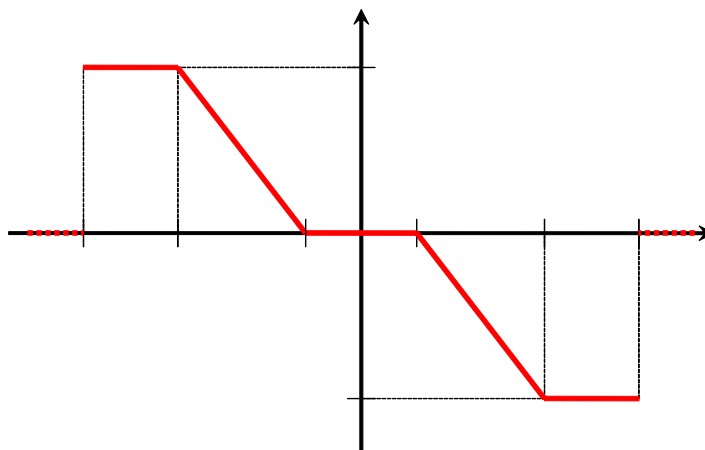


Abbildung 3.20 : Spannungsabhängige Bereitstellung von Blindleistung – exemplarische Kennlinie (Grafik nach [12])

Die gezeigten Kennlinien wurden in diesem Projekt als Basis verwendet. Explizit weitere theoretische Untersuchungen (z. B. zur Schwingungsneigung) wurden nicht durchgeführt, da dies u. a. in den Parallelprojekten PV-EMS und PV-Integrated in grundsätzlicher Weise diskutiert wurde. In letzterem wurde insbesondere die Q(U)-Regelung in Verbindung mit einer P(U)-Regelung diskutiert und ausgearbeitet.

3.3.2.2 Verhinderung von Unterspannungen bei Verwendung manuell geschalteter Stufenschalter durch einstrahlungsunabhängige Bereitstellung von Blindleistung

In den Systemkonzepten mit aktiven Wechselrichtern werden diese über ihre Blindleistungsfähigkeit zur Spannungshaltung eingesetzt, wobei die Anforderungen je nach Anlagengröße eine Blindleistungsfähigkeit in einem Leistungsfaktorbereich von bis zu 0,95 bzw. 0,90 über- und untererregt vorschreiben [6]. Wie in Kapitel 3.2 dargestellt, lässt sich die Aufnahmekapazität durch die Bereitstellung von Blindleistung durch die PV-Wechselrichter signifikant erhöhen.

Insbesondere eine Blindleistungsbereitstellung mit bis zu 100 % der Gerätescheinleistung, sowie eine Blindleistungsfähigkeit auch im Nicht-Einspeisebetrieb (also z.B. nachts) ermöglichen Variationen in der Betriebsführung von Niederspannungsnetzen. Um das Potential der Spannungsbeeinflussung abzuschätzen, wurde die Auswirkung der möglichen Blindleistungsbereitstellung durch PV-Wechselrichter untersucht, wobei nur die Spannungsänderung über den Ortsnetztransformator als größte Längsinduktivität im Netz betrachtet wurde. Als Szenarien dienten die potentiell installierten Wechselrichter-Leistungen aus den Zubau-Szenarien Referenz(B) und WRQ(B) (vgl. Tabelle 3.5) sowie die verfügbaren Feldtestanlagen.

In Abhängigkeit des Leistungsfaktors ergeben sich die in Abbildung 3.21 dargestellten Spannungsänderungen über den Transformator. Im Maximalfall ergeben sich Änderungen im Bereich von mehreren Prozent bei einem Leistungsfaktor von 0 – also reinem Blindleistungsbetrieb. Allerdings können auch bei größeren Leistungsfaktoren bereits deutliche Spannungsänderungen erzielt werden, so dass nicht die gesamte Stromtragfähigkeit der Netzbetriebsmittel durch Blindstrom beansprucht wird. Die so erzielbare Spannungsänderung kann bei der Betriebsführung des Netzes berücksichtigt werden.

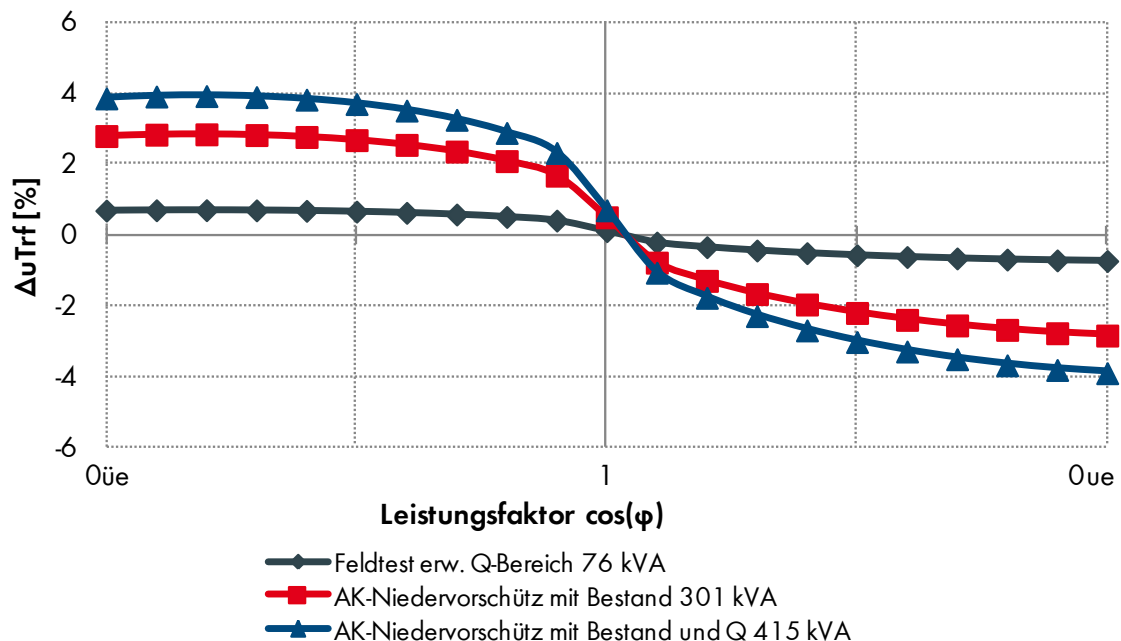


Abbildung 3.21: Mögliche Spannungsänderung Δu_{Trf} über den Ortsnetztransformator durch Blindleistungsbereitstellung der PV-Wechselrichter

Würde man nun eine mögliche Spannungsänderung durch die PV-Anlagen von ca. 3 % annehmen – entsprechend der möglichen Spannungsänderung für eine Aufnahmekapazität mit Bestandsanlagen im Netz Niedervorschütz – so könnte das Spannungsband von $\pm 10 \%$, wie in Abbildung 3.22 dargestellt, neu aufgeteilt werden.

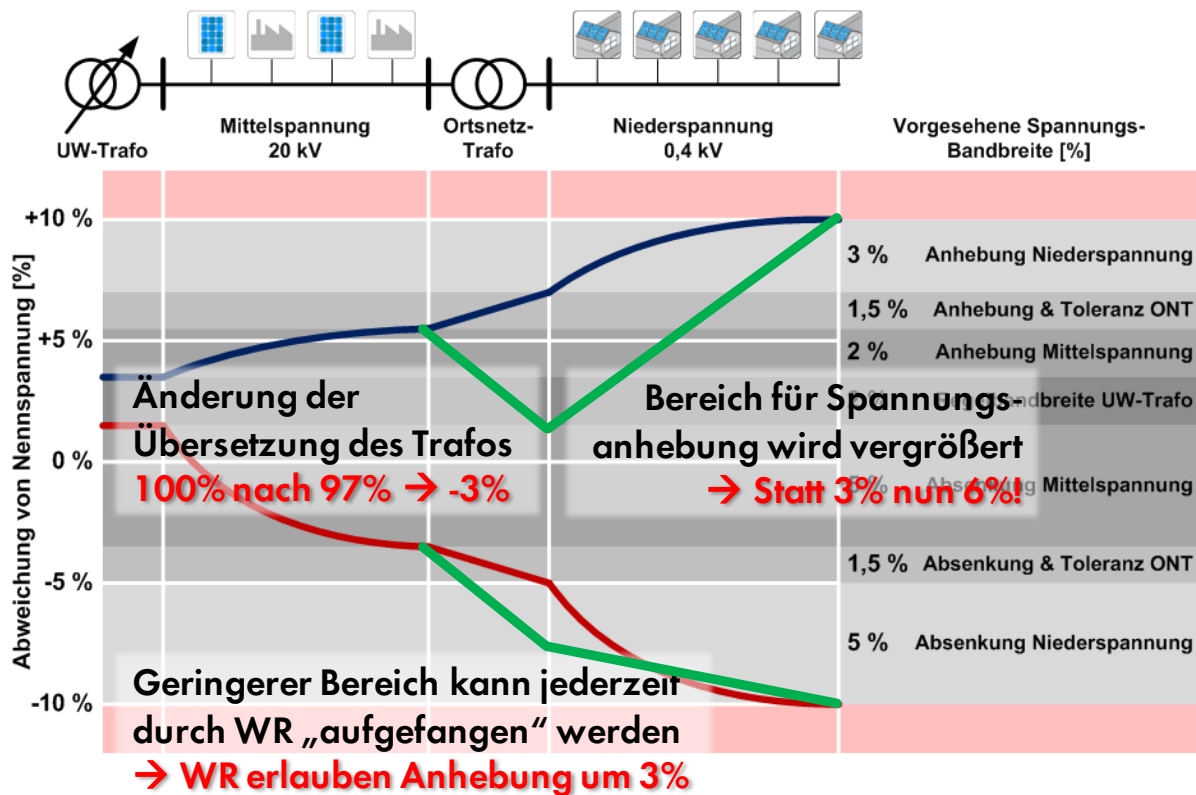


Abbildung 3.22: Mögliche Änderung des Netzbetriebs durch verändertes Übersetzungsverhältnis bei der Möglichkeit der Spannungsstützung durch PV-Wechselrichter mit erweitertem Blindleistungsbereich und ganztägiger Bereitstellungsdauer (Bild entnommen und angepasst aus [12])

Durch eine jederzeit mögliche Spannungsänderungsmöglichkeit von 3 % könnte die Übersetzung eines konventionellen Transformators mit manuellem Stufenschalter derart angepasst werden, dass bei mittelspannungsseitig anliegender Nennspannung die Niederspannungsseite einen Wert in Höhe von 97 % der Nennspannung besitzt. Dementsprechend wäre dann nur noch ein Spannungsfall von 2 % für den Lastfall verfügbar. Allerdings ließe sich dieser durch den Einsatz der PV-Anlagen zur Spannungsänderung auf den eingeplanten Wert von 5 % erhöhen, da die Wechselrichter die Spannung in diesem Szenario um 3 % anheben können. Für den Einspeisefall ergäbe sich in diesem Szenario eine Verdoppelung der zulässigen Spannungsanhebung von 3 auf 6 %, wodurch die Aufnahmekapazität des Netzes deutlich erhöht werden würde.

Nicht betrachtet wurden im diesem Zusammenhang Anforderungen des überlagerten Netzes hinsichtlich Spannungsgrenzen und Blindleistungskompensation. Hierfür sind weitere Betrachtungen notwendig.

In dem in diesem Projekt untersuchten Ortsnetz hätte eine derartige Betriebsart nach Auskunft von EnergieNetz Mitte keine Relevanz, da die Gefahr einer Unterspannung in der Regel nicht besteht. Im Feldversuch wurde diese Betriebsart daher nicht weiter berücksichtigt.

3.3.3 Betriebsverfahren des Systemkonzepts Intelligente Netzstation

3.3.3.1 INS 1: Manuelle Vorgabe Blindleistung an PV-WR

Dieses Betriebsverfahren hat zum Ansatz, dass der Sollwert für die Blindleistung manuell durch einen Bediener an der intelligente Netzstation vorgegeben wird. Dies ist vergleichbar mit z. B. einer festen Einstellung des $\cos(\phi)$ oder des Blindleistungswerts am WR. Jedoch kann dieser an einer zentralen Stelle geändert werden und der Netzbetreiber müsste dies nicht an jedem PV-Wechselrichter im Netz einzeln vornehmen. Dieses Betriebsverfahren dient dabei als Grundlage für die weiteren Verfahren, da hierbei die Ansteuerung der PV-WR von der intelligenten Netzstation aus, entwickelt wird. In den weiteren Verfahren wird der Sollwert für die Blindleistung nicht mehr manuell vorgegeben, sondern durch einen Verfahren berechnet.

3.3.3.2 INS 2: Blindleistung zur Spannungsstützung (auch in Zeiten ohne PV-Einstrahlung)

Durch eine Weiterentwicklung der Funktionalität der PV-Wechselrichter auch außerhalb des PV-Einspeisebetriebs eine Blindleistungsbereitstellung durchführen zu können, kann eine höhere Flexibilität bei der Spannungshaltung erreicht werden. Insbesondere nachts oder zu Zeiten hohen Lastbedarfs könnte die Spannung durch die Bereitstellung von kapazitiver Blindleistung gestützt, d. h. in diesem Fall erhöht, werden. Bei Verwendung von PV-Wechselrichtern mit heutigem Stand der Technik wäre dies nicht möglich, da zu diesen Zeiten wahrscheinlich keine PV-Einspeisung stattfindet und die PV-Wechselrichter daher nicht in Betrieb wären.

In Diskussionen mit den Projektpartnern wurde aufgrund bisheriger Erfahrungen kein konkreter Anwendungsfall für dieses Betriebsverfahren für heutige Netzstrukturen identifiziert. Jedoch könnte dieses Betriebsverfahren bei einer weiteren Lastzunahmen im Niederspannungsnetz zum Beispiel durch Elektrofahrzeuge erforderlich werden.

3.3.4 Betriebsverfahren des Systemkonzepts Aktive Netzstation

Durch alle nachfolgend eingeführten Betriebsweisen des Systemkonzepts der Aktiven Netzstation wird sichergestellt, dass die dezentralen Erzeuger und Lasten im Niederspannungsnetz einen frei bestimmbaren Anteil am Spannungsband erhalten, unabhängig von der aktuellen Spannung im Mittelspannungsnetz. Dadurch wird eine Entkopplung der Mittelspannung von Niederspannung erreicht. Die verfügbaren Spannungsbänder sind deutlich größer als ohne diese Entkopplung, da nun das komplette Spannungsband der EN 50160 von $\pm 10\%$ abzüglich von $\pm 1\%$ Reserve bzw. Toleranz um die Nennspannung im Niederspannungsnetz eingesetzt werden kann.

3.3.4.1 ANS 1: Regelung auf Spannungssollwert an NS-Sammelschiene

Bei diesem Betriebsverfahren wird die Spannung an der Niederspannungssammelschiene des Ortsnetztransformators gemessen. Diese soll innerhalb eines Regelbands um den vorgegebenen Sollwert, z. B. $0,99 \text{ p.u.} \pm 0,015 \text{ p.u.}$, liegen. Falls der Spannungsmesswert außerhalb dieses Regelbands liegt, wird die Stufe des RONT angepasst, um ein Übersetzungsverhältnis zu wählen, welches gewährleistet, dass die Spannung an der NS-Sammelschiene wieder innerhalb des Regelbands liegt.

3.3.4.2 ANS 2: Regelung auf leistungsabhängigen Spannungssollwert an NS-Sammelschiene

Als Weiterentwicklung des Betriebsverfahrens aus Kapitel 3.3.4.1 wird nun der Spannungssollwert in Abhängigkeit des aktuellen Leistungsflusses über den Transformator angepasst. Dafür ist neben der Spannungsmessung an der Niederspannungssammelschiene auch eine Strommessung erforderlich. Bei einem Bezug von Wirkleistung durch das Niederspannungsnetz wird der Spannungssollwert erhöht, bei einer Rückspeisung wird der Spannungssollwert erniedrigt.

3.3.4.3 ANS 3: Zeitabhängiges Spannungssollwertsignal

Bei dieser Betriebsart kann der Spannungssollwert zeitabhängig geändert werden. Ein Anwendungsfall könnte sein, dass nachts die Spannung angehoben oder abgesenkt wird, um Netzverluste zu reduzieren. Hierbei muss die Lastcharakteristik des Niederspannungsnetzes in Betracht gezogen werden.

3.3.5 Betriebsverfahren des Systemkonzepts Aktive, Intelligente Netzstation

3.3.5.1 AINS 1: Reduktion Schaltspiele RONT

Der Stufensteller des RONT wird aktiv sobald die Spannung das definierte Regelband verlässt. Um die Schaltspiele zu reduzieren, kann durch die Blindleistung der PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung beigetragen werden. Dies kann insbesondere bei stark fluktuierender Spannung im Mittelspannungsnetz interessant werden. Jedoch wird durch die hohe Anzahl der Schaltspiele, die durch die Hersteller der RONTs angegeben wird, deutlich, dass dieses Betriebsverfahren aktuell nicht priorisiert wird.

3.3.5.2 AINS 2: Minderung Verluste RONT

Damit mehr Stufen in einem regelbaren Ortsnetztransformator realisiert werden können, ohne die Kosten dafür maßgeblich zu erhöhen, werden sogenannte Zwischenstufen verwendet. Der Stufensteller greift nicht mehr jede Wicklungsanzapfung einzeln ab, sondern kann auch mit zwei unterschiedlichen Wicklungsanzapfungen gleichzeitig verbunden sein. Dadurch stellt sich in der Zwischenstufe der Mittelwert der beiden Spannungen an den angezapften Wicklungsabgriffen ein. Der Nachteil an dieser kostengünstigen Methode sind die verursachten Verluste der auftretenden Kreisströme, die in der Drosselspule durch die unterschiedlichen Potentiale hervorgerufen werden.

Sollen die verursachten Kreisströme vermieden werden, dürfen keine Zwischenstufen im Betrieb dauerhaft ausgewählt werden. Es wird ein Verfahren vorgeschlagen, welches nur die Hauptstufen nutzt und die Zwischenstufen überspringt. Für die Auslegung des im Projekt verwendeten RONTs bedeutet dies, dass eine Stufenschaltung nicht mehr 2%, sondern immer 4% Spannungsunterschied verursacht. Damit aber weiterhin die Spannungen in der Nähe des Sollwertes liegen, kann zusätzlich zur Stufenregelung die Blindleistung, bereitgestellt durch die PV-Wechselrichter im Niederspannungsnetz, genutzt werden.

3.3.5.3 AINS 3: Q-Sollwertregelung am RONT

Zur Unterstützung des MS-Netzes kann Blindleistung aus dem NS-Netz entsprechend einem vorgegebenen Sollwert bereitgestellt werden. Die Blindleistung wird durch die PV-Wechselrichter im NS-Netz generiert. Die erforderlichen Blindleistungssollwerte werden durch den zentralen Regler am RONT unter Berücksichtigung der vorhandenen Blindleistung an der Ortsnetzstation vorgegeben. Alle verfügbaren PV-Wechselrichter sollen prozentual

den gleichen Vorgabewert erhalten. Für die Sicherstellung der Spannungshaltung wird der RONT eingesetzt.

3.3.5.4 INS 4: Kennlinie am RONT

Die PV-Wechselrichter im Niederspannungsnetz werden in einer Art und Weise gesteuert, dass sich das Niederspannungsnetz am Anschlusspunkt zum Mittelspannungsnetz entsprechend einer $Q(U)$ - oder $\cos \phi (P)$ -Kennlinie verhält, die z. B. vergleichbar zu den bekannten Kennlinien aus den Anschlussrichtlinien für dezentrale Erzeuger sind. Dies hat für den Netzbetreiber den Vorteil, dass vor allem rückspeisende Niederspannungsnetze, die in diesem Moment ein vergleichbares Verhalten zu dezentralen Erzeugern haben, durch die Kennlinien ein definiertes Verhalten aufweisen und besser in die Spannungshaltung für das Mittelspannungsnetz integriert werden können. Zu beachten ist, dass bei diesem Betriebsverfahren nicht gewährleistet ist, dass durch die Blindleistungsbereitstellung der PV-WR neben der Unterstützung der Spannungshaltung für das Mittelspannungsnetz auch die Spannungshaltung für das Niederspannungsnetz sichergestellt ist. Deshalb wird die Sicherstellung der Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch den RONT übernommen.

3.3.5.5 AINS 5: Gespreizte Netze

Bei gespreizten Netzen oder Netzen mit zeitweiser starker Einspeisung bzw. Last kann ein Über- oder Unterschreiten des Spannungsbands an elektrisch weit entfernten Anschlusspunkten auftreten. Um dies zu verhindern ist es notwendig, dass der Spannungssollwert für den Regler des RONTs angepasst wird. Die notwendigen Informationen über die Minimal- und Maximalwerte des Niederspannungsnetzes werden durch abgesetzte Messpunkte und die Auskopplung des Spannungssignals aus den PV-WR erreicht.

3.3.5.6 AINS 6: Minderung Netzverluste

Wird in einem NS-Netz ein RONT eingesetzt, kann nun durch die variable Einstellung der Spannung an der NS-Sammelschiene auch aktiv Einfluss auf die Netzverluste genommen werden. Die auftretenden Netzverluste hängen sehr stark von den installierten Verbrauchern ab. Während bei den spannungsabhängigen Verbrauchern eine Spannungssenkung zur Reduzierung der Netzverlust führt, erhöhen sich bei leistungsabhängigen Verbrauchern die Netzverluste. Entsprechend der Lastcharakteristik des Niederspannungsnetzes muss festgelegt werden, ob die Spannung erhöht oder abgesenkt werden soll. Für dieses Betriebsverfahren werden die Minimal- und Maximalwerte des Niederspannungsnetzes durch abgesetzte Messpunkte und die Auskopplung des Spannungsmesssignals an PV-WR ermittelt. Diese Funktionalität ist als zusätzliche Einsatzmöglichkeit des RONT zu betrachten.

3.4 Netzwirtschaftliches Potenzial

Der Gegenstand dieser Untersuchung ist die Bestimmung und der Vergleich des Kosten-Nutzen Verhältnisses unterschiedlicher Systemkonzepte und den darin eingesetzten Regelungsstrategien zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen. Auf Basis der PV-Zubau-Szenarien und Jahressimulation erfolgt eine wirtschaftliche Bewertung der Regelungsstrategien im direkten Vergleich zu klassischen Netzausbaumaßnahmen. Die wirtschaftliche Bewertung erlaubt eine Priorisierung der einzelnen Maßnahmen für zukünftige Versorgungsszenarien mit hoher PV-Einspeisung.

Im Rahmen von vorherigen Studien wurden bereits Wirtschaftlichkeitsanalysen von lokalen Spannungsregelungsverfahren in Niederspannungsnetzen untersucht (z. B. [26], [27]). Diese Untersuchungen zeigen bereits ein hohes Potenzial, die PV-Durchdringung in Niederspannungsnetzen durch den Einsatz lokaler Spannungshaltungsverfahren kostengünstig zu erhöhen. Für dieses Projekt wurden bisherige Ansätze weiterentwickelt, um spezielle Anforderungen der zu betrachtenden Anwendungsfälle abdecken zu können:

- Topologie des untersuchten NS-Netzes
 - Erweiterung der Untersuchung von Strahlennetzen auf vermaschte Netze
- Methode zur Bestimmung des benötigten Ausbau der Netzes
 - Ermittlung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen wird anhand eines Algorithmus automatisch bestimmt.

3.4.1 Annahmen und Durchführung der Untersuchung

Abbildung 3.23 zeigt den prinzipiellen Ablauf der Untersuchung anhand eines Flussdiagramms. Die Annahmen und Schritte sind im Folgenden beschrieben:

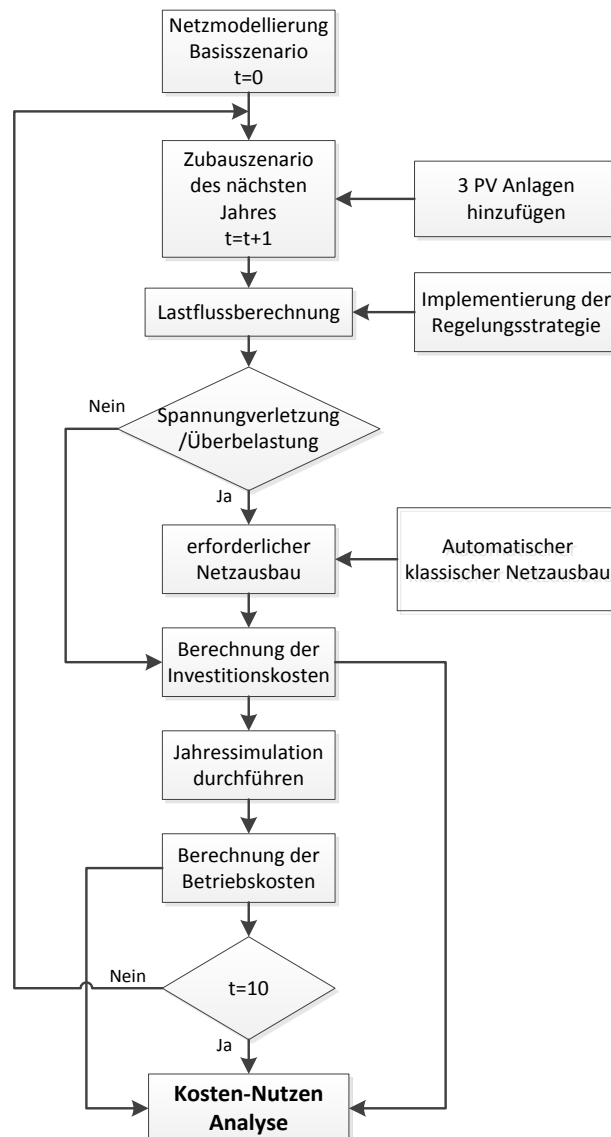


Abbildung 3.23: Durchführung der Untersuchung für jede Spannungshaltungsstrategie

Das in dieser Studie untersuchte NS-Netz ist das reale Niederspannungsnetz des Feldtestgebiets.

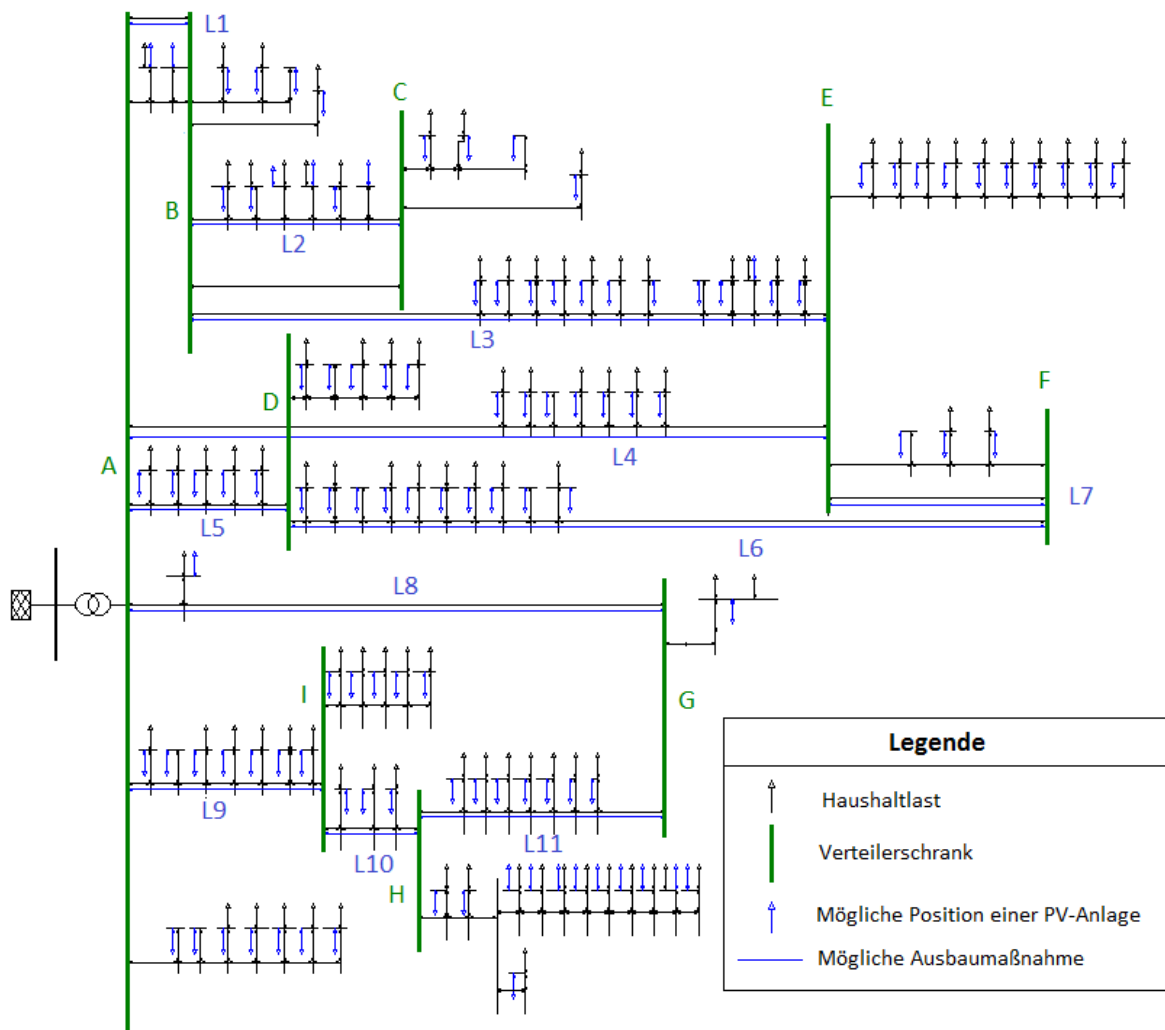


Abbildung 3.24: Netztopologie des untersuchten NS-Netzes

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse basiert auf der Simulation von 10 fortlaufenden Jahresszenarien, wobei sich die PV-Durchdringung im Netz fortlaufend erhöht. In jedem Jahr werden 3 zusätzliche PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 15 kWp zufällig im Netz platziert (siehe Tabelle 3.7). Im Basisszenario ($t=0$) ist die maximale PV-Aufnahmefähigkeit des Netzes bereits erreicht. Um eine Verletzung der definierten Grenzwerte im Netz bei Anschluss zusätzlicher PV-Anlagen zu vermeiden, ist die Umsetzung weiterführender Maßnahmen (z. B. klassischer Netzausbau, neue Regelungsverfahren) zwingend notwendig. Folgende Grenzwerte werden für die Lastflussberechnung definiert:

- Spannungsobergrenze von 1.09 p.u.
- Maximale Betriebsmittelauslastung von 100% der Nennleistung.

Die im Rahmen der Untersuchung angewandten Verfahren unterscheiden sich in:

- Maßnahmen des klassischen Netzausbaus (Verlegung zusätzlicher Kabel und/oder Austausch bestehender Transformatoren)
- Autonome Regelungsverfahren zur Spannungshaltung (Blind- und Wirkleistungsregelnde PV-Wechselrichter, regelbare Ortsnetztransformatoren)

Tabelle 3.7: Definition der Jahresszenarien

Jahresszenario	Zus. installierte PV-Leistung (STC)	Gesamte Leistung Netz	PV- im Anzahl zusätzlichen Anlagen	der Anzahl der PV-Anlagen
Basisszenario t = 0	0	300 kWp	-	20
t = 1	+15% Basis	345 kWp	3	23
t = 2	+15% Basis	390 kWp	3	26
...
t = 10	+15% Basis	750 kWp	3	50

Die untersuchten Spannungshaltungsstrategien sind in Tabelle 3.8 zusammengefasst und werden im Folgenden kurz erklärt.

Tabelle 3.8: Untersuchte Spannungshaltungsstrategien

Regelungsstrategie	Q-Bereitstellung durch Wechselrichter	P-Abregelung durch PV-Wechselrichter	Regelbarer Ortsnetztransformator RONT
Nur Netzausbau	-	-	-
RONT	-	-	Regeltotband = ± 0.02 p.u.
Fester CosPhi	CosPhi = 0.95	-	-
Q(U)	Q(U) Kennlinie	-	-
Q(U)/P(U)	Q(U) Kennlinie	P(U) Kennlinie	-
Q(U)/P70%	Q(U) Kennlinie	$P_{\max} = 70\% \times P_{\text{stc}}$	-

3.4.1.1 Klassischer Netzausbau

Netzverstärkung ist der konventionelle Ansatz zur Erhöhung der PV-Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen. Der im Rahmen dieser Studie verwendete Ausbaueinsatz ist zweistufig aufgebaut:

1. Im ersten Schritt wird die Auslastung des Transformators überprüft. Wenn die Auslastung 100% der Bemessungsscheinleistung übersteigt wird der Transformator ausgetauscht.
2. Im zweiten Schritt erfolgt eine iterative Netzverstärkung um Spannungsprobleme im Netz zu lösen. Dafür werden zuerst alle möglichen Netzausbaumaßnahmen (mögliche Kabelverstärkungen zwischen Kabelverteilern) ermittelt. Ausgehend von der Transformatorstation werden sukzessive Netzausbaumaßnahmen durchgeführt (d. h. ein neues Parallelkabel zwischen benachbarten Kabelverteilern gezogen), wobei pro Iteration immer exakt eine Ausbaumaßnahme durchgeführt wird. Die Methode arbeitet sich also vom Transformator ausgehend schrittweise Richtung

Kabelausläufer vor. Die Auswahl einer Maßnahme erfolgt auf der Basis folgender Kriterien:

- a. Die Lösung der Spannungsverletzung,
- b. Länge der zusätzlichen Kabel und
- c. Spannungsreduktionspotential einer Maßnahme im Netz.

Sind alle Maßnahmen in einem Feeder erschöpft und es liegen immer noch Spannungsprobleme vor, startet die Methode von neuem und verlegt weitere Parallelkabel. Der Netzausbau terminiert, wenn keine Spannungsprobleme mehr im Netz vorliegen.

3.4.1.2 RONT-NS-Sammelschienenregelung

Der Sollwert der NS-Sammelschienen Spannung des Transformators wird auf $U_N=1.0$ p.u. festgelegt. Das Regeltotband wird mit ± 0.02 p.u. angenommen [27]. Es wird angenommen, dass der Stufensteller im Rahmen von ± 5 Stufen regeln kann, wobei eine Stufe die Spannung der NS-Seite um 2.5% der Nennspannung (U_N) ändern. Die Parametrisierung ist im Vergleich zu den vorigen Untersuchungen leicht geändert, jedoch hat dies keinen grundsätzlichen Einfluss auf die Ergebnisse.

3.4.1.3 Fester Verschiebungsfaktor (CosPhi)

Bei dieser Regelungsstrategie stellen die regelbaren PV-Anlagen Blindleistung mit einem Verschiebungsfaktor von 0.95 bereit. Jedoch die maximale Blindleistung (Q_{max}) wird als $Q_{max} = P_{STC} \times 0.9 \times \tan(\Phi)$ bestimmt, wobei der Faktor 0.9 aus der durchschnittlichen Wechselrichterdimensionierung in NS-Netzen abgeleitet ist [28], und Φ sich aus dem Verschiebungsfaktor bei gegebener installierter STC-Leistung ergibt ($\cos\Phi = 0.95$) [27].

3.4.1.4 Spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung $Q(U)$

Die regelbaren PV-Anlagen stellen Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung am Netzanschlusspunkt bereit. Bei der Bereitstellung folgen die Anlagen einer Kennlinie, die in Abbildung 3.25 dargestellt ist. Die Kennlinie beginnt bei einer Spannung von $V_1 = 1.05$ p.u. und stellt die maximale Blindleistung (Q_{max}) bei $V_2 = 1.08$ p.u. bereit. Die maximal bereitgestellte Blindleistung wird durch $Q_{max} = P_{STC} \times 0.9 \times \tan(\Phi_{min})$ bestimmt. Auch hier leitete sich der Faktor 0.9 aus der durchschnittlichen Wechselrichterdimensionierung ab, und Φ_{min} ergibt sich aus dem Verschiebungsfaktor bei gegebener installierter STC-Leistung ($\cos\Phi_{min}=0.95$) [27].

3.4.1.5 Spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung $Q(U)/P(U)$

Bei dieser Regelungsstrategie erfolgt die Blindleistungsbereitstellung wie bei der $Q(U)$ Regelungsstrategie.

Zusätzlich erfolgt eine spannungsabhängige Wirkleistungsreduktion der PV-Anlagen (Abbildung 3.25 graue Linie). Zur Vermeidung von Kennlinienüberschneidungen wird der Beginn der $P(U)$ Kennlinie auf eine Spannung von $V_3=1.08$ p.u. und das Ende auf $V_4=1.09$ p.u. festgelegt. Die maximale Begrenzung der Wirkleistungsabregelung wird auf 70% der STC-Leistung festgestellt [27].

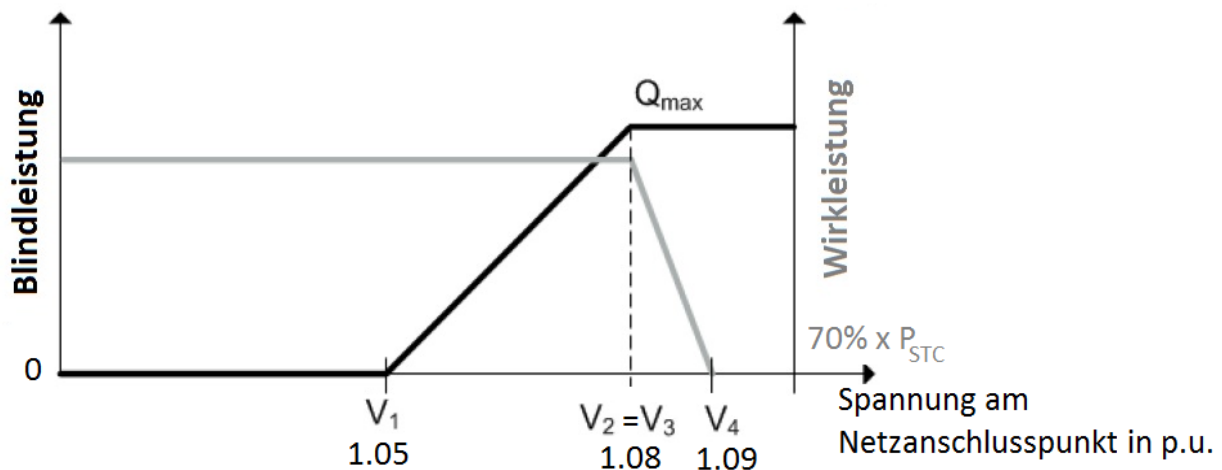


Abbildung 3.25: Verwendete Kennlinien von $Q(U)$ und $P(U)$

3.4.1.6 Spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung und 70% Wirkleistungsbegrenzung gemäß EEG § 6 $Q(U)/P70\%$

Bei dieser Regelungsstrategie wird die Blindleistungsbereitstellung wie bei der $Q(U)$ Regelungsstrategie der PV-Anlagen konfiguriert (siehe Abbildung 3.25). Des Weiteren ist die Wirkleistung der geregelten PV-Anlagen unabhängig von der Netzspannung auf 70% der STC-Leistung begrenzt [27].

3.4.1.7 Annahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Für die Kosten-Nutzen Analyse werden die Gesamtbarwerte auf das Basisjahr ($t=1$) bezogen [27]. Die Annahmen der Analyse werden im Folgenden erklärt:

In einem ersten Schritt wird anhand einer statischen Worst-Case-Analyse der für das Jahresszenario erforderliche Netzausbau bestimmt. Der Ausbau erfolgt auf Basis des in Abschnitt 3.4.1.1 definierten Netzausbaus. für den Schwachlastfall (0.4 kW pro Haushaltslast) und maximaler Einspeisung (15 kW pro PV-Anlage) und einer Spannung am Slack-Knoten in Höhe von 1.06 p.u. unter Berücksichtigung der jeweiligen Regelungsstrategie. Das Netz wird iterativ verstärkt, bis keine Spannungsprobleme mehr auftreten, d.h. das Netz durch die Spannungsregelung im Worst-Case-Fall im Spannungsband (maximal zulässige Spannung = 1.09 p.u., 0.01 p.u. werden für Messtoleranzen zugestanden) gehalten werden kann. Dazu werden im untersuchten Netz elf Parallelkabel (Typ 4x150 NAYY) als mögliche Netzausbaumaßnahmen bestimmt. Auf Basis der benötigten Ausbauschritte können im weiteren Verlauf, die durch die Regelungsstrategie bedingten Investitionskosten berechnet werden.

3.4.1.8 Annahmen der Jahressimulationen

Nach der Implementierung der erforderlichen Ausbaumaßnahmen können die Jahressimulationen ohne Spannungsbandverletzungen durchgeführt werden. Die Simulation und die bei der Simulationen verwendeten Erzeuger- und Lastzeitreihen liegen in ein Minuten-Auflösung vor. Es wird ein gemessenes und normiertes PV-Profil einer realen PV-Anlage verwendet [29]. Die für die 98 Hauslasten verwendeten Lastprofile sind synthetische Profile, die für vier bzw. fünf Personen Haushalte generiert wurden [30]. Außerdem wird für den Spannungsverlauf auf der MS-Seite des Transformators auf ein in [31] ermitteltes Spannungsprofil in Minutenauflösung zurückgegriffen. Da in dieser Studie sechs verschiedene Regelungsstrategien in zehn Jahresszenarien untersucht werden, werden

insgesamt 60 Jahressimulationen durchgeführt. Auf Basis der Jahressimulationen werden die Betriebskosten einschließlich der Netzverlust- und Einspeiseverlustkosten berechnet. Die Netzmodellierung sowie die Simulationen und Lastflussberechnung werden in PyPower (Python MatPower Port [32]) durchgeführt.

3.4.1.9 Annahmen der Investitionskosten

Die Investitionskosten werden auf Basis des ermittelten Netzausbaubedarfs bestimmt. Folgende Kostenpositionen werden berücksichtigt:

- Investitionskosten für größeren Transformator und Zusatzkosten für RONT.
- Investitionskosten für zusätzliche Kabel.
- Kosten für die Verlegung der Kabel bei mittlerer Untergrundbeschaffenheit.

Die Berechnung der Investitionskosten sowie die angenommene Preise werden in [27] ausführlich erklärt.

3.4.1.10 Annahmen der Betriebskosten

Als Betriebskosten werden auf Jahresbasis folgende Kostenpositionen berücksichtigt:

- Netzverluste
- Wartungs- und Instandhaltungskosten für RONT
- Einspeiseverluste der PV Anlagen (sog. Opportunitätskosten)

Die Berechnung der Investitionskosten sowie die angenommene Preise werden in [27] ausführlich dargestellt. Für die Berechnung der Einspeiseverluste wird die aktuelle Einspeisevergütung von 13.55 € Cent/kWh angenommen.

3.4.2 Ergebnisse

Auf Basis der Jahressimulationen werden die Gesamtbarwerte anhand der Methodik in [27] berechnet, und im Folgenden ausführlich dargestellt:

3.4.2.1 Investitionskosten

Abbildung 3.26 zeigt einen Vergleich der mit verschiedenen Regelungsstrategien assoziierten Investitionskosten.

Die Ergebnisse demonstrieren, dass die Investitionskosten zur Erhöhung der PV-Durchdringung durch die Implementierung lokaler Regelungsstrategien drastisch reduziert werden können. Zum Beispiel erfordert der Einsatz eines RONT im Rahmen der Untersuchung (kontinuierlicher PV-Zubau über zehn aufeinanderfolgende Jahre) keine Verlegung zusätzlicher Parallelkabel, sondern nur die Zusatzkosten für RONT und einen Transformatorersatz aufgrund von Betriebsmittelüberlastung im neunten Jahr. Die Q(U)/P70%-Regelung kann wegen der Begrenzung der Einspeisung den Umfang erforderlicher Parallelkabel im Vergleich zum klassischen Netzausbau deutlich reduzieren und aufgrund der geringeren Rückspeisung in die vorgelagerte Spannungsebene einen Transformatorersatz vermeiden. Im Vergleich zu [27], wo zwei Strahlennetze untersucht wurden, fällt das Investitionskosteneinsparpotenzial in dem untersuchten Maschennetz höher aus. Nicht berücksichtigt wurden bei diesen Betrachtungen die Risiken der Investitionen, die sich durch veranschlagten, aber nicht erfolgten Zubau der PV Anlagen im angenommenen Zeitraum (10 Jahre) ergeben.

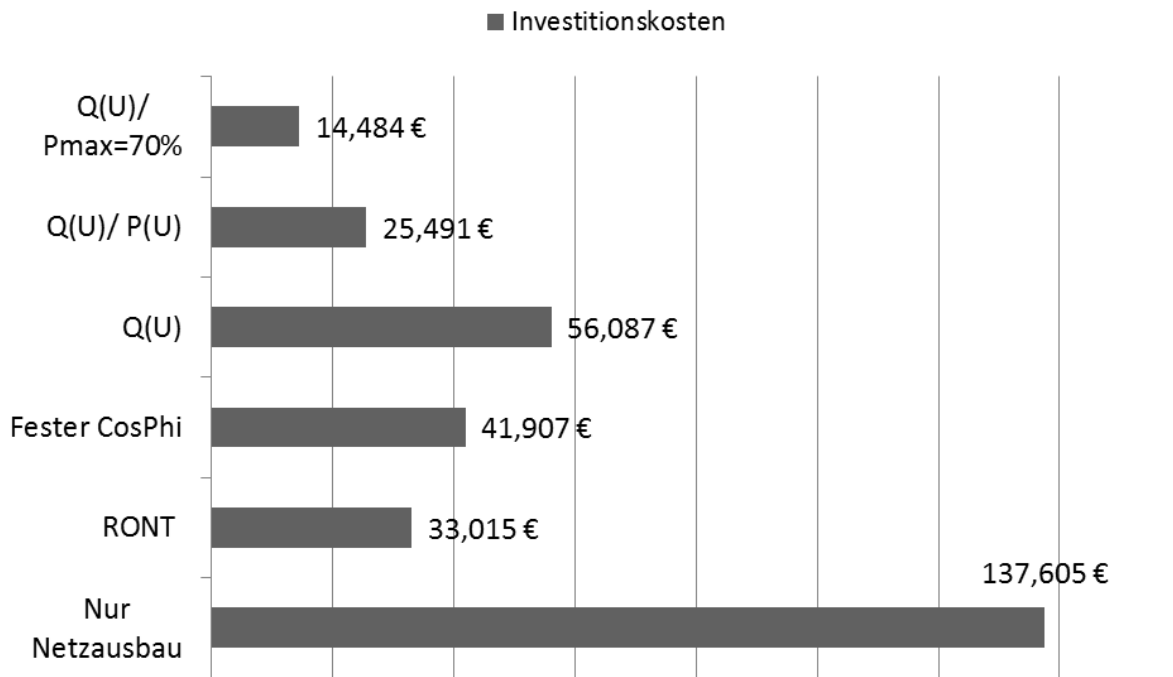


Abbildung 3.26: Gesamtbarwerte der Investitionskosten für 10 Jahresszenarien

3.4.2.2 Betriebskosten

In Abbildung 3.27 sind die Betriebskosten der Regelungsstrategien dargestellt. Die Netzverlustkosten bei reinem Netzausbau sind vergleichsweise niedrig, weil der Widerstand im Netz wegen intensiver Netzverstärkung durch Parallelkabel geringer ist (relativ geringe Betriebsmittelauslastung). Im Gegensatz dazu sind die Netzverluste unter der Verwendung eines RONTs vergleichsweise hoch, da kein Netzausbau notwendig ist und daher der Widerstand im Netz hoch ist im Vergleich zu den anderen Regelungsstrategien (höhere Betriebsmittelauslastung). Die zusätzlichen Einspeiseverluste über alle regelnden PV-Anlagen sind relativ hoch bei der Q(U)/P70%-Regelung, wobei die Einspeiseverluste einer geregelten PV-Anlage ca. 3% der jährlichen Energieeinspeisung einer unregelmäßig Vergleichsanlage betragen. Im Vergleich zur statischen 70%-Begrenzung sind die Einspeiseverluste bei der Q(U)/P(U)-Regelung über alle PV-Anlagen sehr niedrig (d. h. die maximalen Einspeiseverluste einer geregelten PV-Anlage ca. 0.4% der jährlichen Energieeinspeisung einer unregelmäßig Vergleichsanlage betragen).

3.4.2.3 Gesamtkosten

In Abbildung 3.28 sind die Barwerte der Gesamtkosten der untersuchten Regelungsstrategien einschließlich der Einspeiseverluste dargestellt. Es lassen sich wesentliche Potentiale zur Reduzierung der Kosten durch der Implementierung der Spannungshaltungsstrategie erkennen. Dies ist auf die reduzierten Netzausbaumaßnahmen zurückzuführen. Die untersuchten Betriebskosten selbst haben nur einen geringeren Einfluss auf die Gesamtkosten. Bei Vernachlässigung der Einspeiseverluste ist die Regelungsstrategie Q(U)/P70% wirtschaftlicher als andere untersuchte Strategien. Jedoch wird die Strategie Q(U)/P(U) wirtschaftlicher, wenn von einer Erstattung der Einspeiseverluste durch den Netzbetreiber ausgegangen wird.

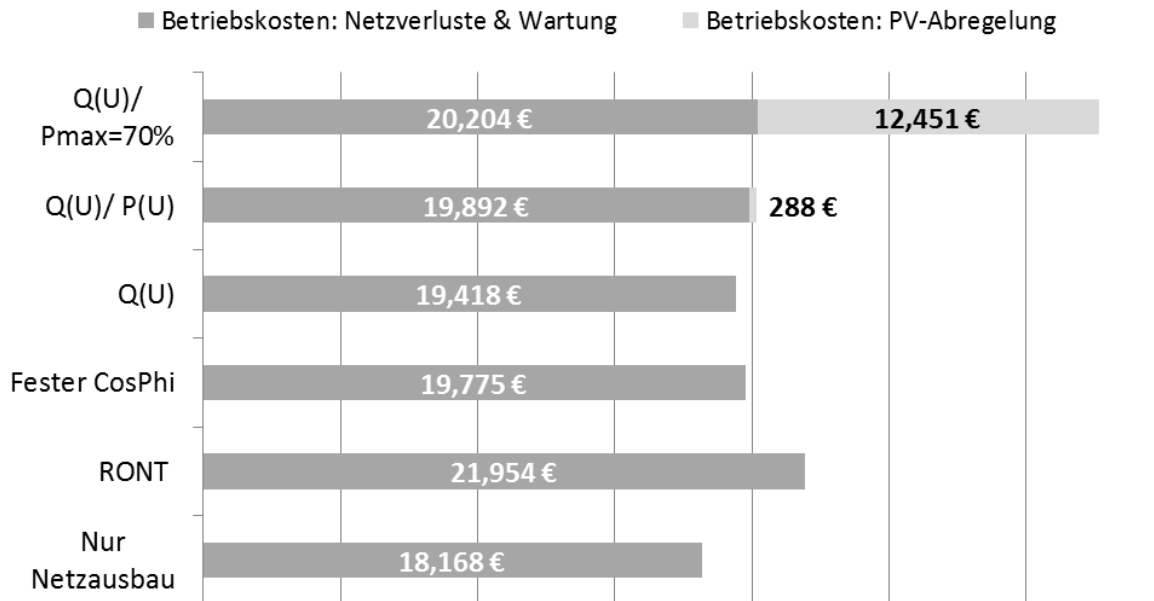


Abbildung 3.27: Gesamtbarwerte der Investitionskosten für 10 Jahresszenarien

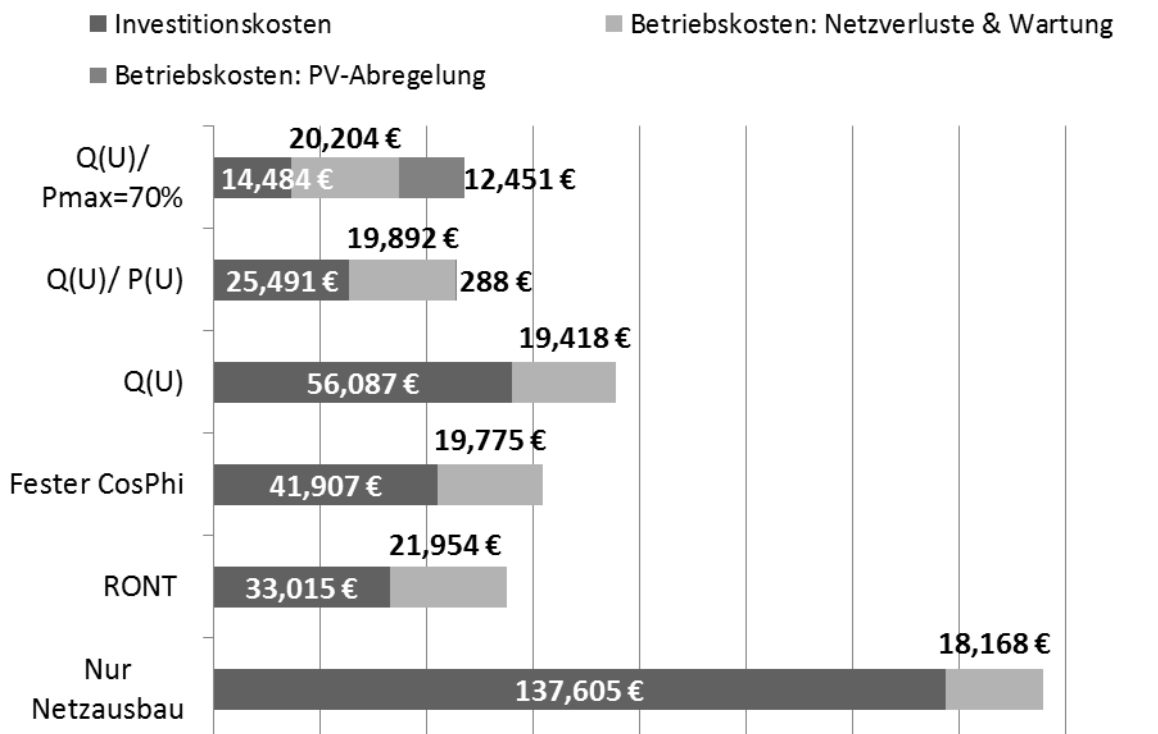


Abbildung 3.28: Gesamtbarwerte der Gesamtkosten für 10 Jahresszenarien

Die Ergebnisse zeigen, dass die Investitionskosten durch die Implementierung der Regelungsstrategien im Vergleich zum klassischen Netzausbau deutlich reduziert werden können und somit ein hohes technisches und wirtschaftliches Potential zur Erhöhung der PV-Aufnahmefähigkeit bieten. Im Gegensatz dazu sind die Netzbetriebskosten der untersuchten Regelungsstrategien geringfügig höher als bei klassischem Netzausbau. Ein Grund dafür ist

der Netz Widerstand, der durch die zahlreich verlegten Parallelkabel bei klassischem Netzausbau stärker sinkt als bei den lokalen Spannungshaltungsstrategien. Dennoch können die Regelungsstrategien die Gesamtkosten im Vergleich zur klassischen Netzausbaustrategie wesentlich reduzieren, da die Investitionskosten den Hauptbestandteil der Kosten ausmachen.

Die kostengünstigste Regelungsstrategie ist die Q(U)/P70%-Regelung. Hier beträgt der Barwert nur 22% des Barwertes des klassischen Netzausbaus. Falls jedoch die auf PV-Anlagenbetreiberseite anfallenden PV-Abregelungsverluste mitbetrachtet werden, so wird die Q(U)/P(U)-Regelung die kostengünstigste Alternative gegenüber dem klassischen Netzausbau. Dies liegt daran, dass bei der fixen 70%-Abregelung wesentlich höhere Einspeiseverluste entstehen als bei der spannungsbedingten Wirkleistungsreduzierung P(U). Damit liegt die Q(U)/P(U)-Regelung bei ca. 29% der Kosten des klassischen Netzausbaus.

Der Einsatz eines RONT ermöglicht, dass die Kosten auf ca. 35 % des klassischen Netzausbaus reduziert werden können.

Generell ist anzumerken, dass im jeweiligen Anwendungsfall für einen Vergleich der verschiedenen Regelungsverfahren untereinander bzgl. deren Kosten noch einmal die zugrundeliegenden Annahmen detailliert betrachtet und überprüft werden sollten. Aufgrund der steigenden Anzahl von RONTs im Netz könnten hier reduzierte Investitionskosten erwartet werden.

Für zukünftige Studien werden die folgenden Forschungsschwerpunkte in Bezug auf Reduzierung der Netzausbaukosten und der Netzbetriebskosten vorgeschlagen:

- Optimierter Netzausbau unter Berücksichtigung möglicher Zubauszenarien: Während in der aktuellen Studie in jedem Jahr die Investitionsentscheidungen unabhängig voneinander getroffen wurden, empfiehlt es sich für die Zukunft den prognostizierten Zubau der nächsten Jahre in die aktuelle Investitionsentscheidung miteinzubeziehen. Falls bspw. für das nächste Jahr ein weiterer PV-Zubau erwartet wird und der Transformator schon kurz vor dem kritischen Schwellwert ist, wird schon heute der Transformator ausgetauscht und möglicher Kabelzubau dadurch vermieden.
- Berücksichtigung weiterer Netzausbaualternativen: So können bspw. Speichersysteme in Zukunft in die Analyse miteinbezogen werden oder auch zentrale Regelungskonzepte.
- Berücksichtigung und zentrale Optimierung der Blindleistungsflüsse ins MS-Netz

Des Weiteren kann die aktuelle Analyse auf eine breitere Basis gestellt werden, wenn zusätzliche Niederspannungsnetze evaluiert werden. In diesem Zuge könnten auch andere Eingangsdaten, wie bspw. PV- und Lastzeitreihen, eingesetzt werden.

Während die aktuellen Untersuchungen sich auf die Kostenreduzierung im Vergleich zu klassischem Netzausbau beschränken, würde es sich in zukünftigen Studien anbieten auch die Erlösseite der Netzbetreiber genauer zu analysieren. Damit kann z. B. festgestellt werden, wie die Kosteneinsparungen sich auf die Netznutzungsentgelte auswirken bzw. welche Netznutzungsentgeltstruktur einen kostengünstigen Netzausbau gewährleisten würde.

4 Die Aktive, intelligente Ortsnetzstation

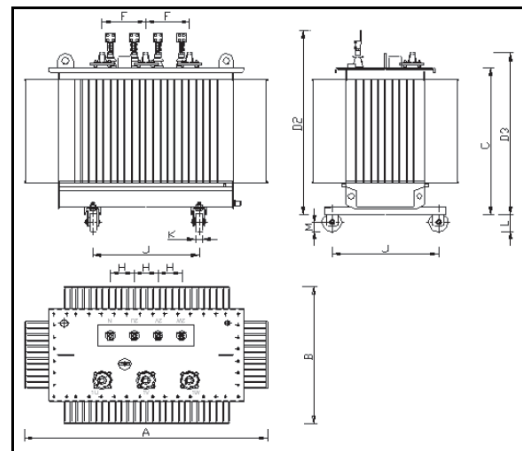
4.1 Aufbau einer regelbaren Ortsnetzstation

4.1.1 Anforderungen an einen RONT und Dimensionierung der Stufungen

Heutige Ortsnetztransformatoren müssen bestimmte Richtlinien erfüllen, die durch die Netzbetreiber vorgegeben werden. Diese sind beispielsweise in dem Bestellformular der EnergieNetz Mitte sowie der „Technischen Spezifikation für Öl-Verteiltransformatoren“ von EnergieNetz Mitte angegeben. Nachfolgend werden die wichtigsten Merkmale zusammengefasst, die für die Entwicklung eines RONTs in diesem Projekt beachtet werden müssen.

Bei den hier angegebenen Werten handelt es sich um die Anforderungen der EnergieNetz Mitte für einen herkömmlichen Verteiltransformator ohne Stufenschalter.

Leistung:	630 kVA
Spannungen:	10 - 20 / 0,4 kV
Anzapfung OS:	variabel
uk:	4 % oder 6 %
Leerlaufverluste:	600 W (A_0)
Kurzschlussverluste:	5400 W (B_K)
Thermometertasche:	2 Stück auf US-Seite
Schutteinrichtung:	keine gefordert
Wickelmaterial:	Kupfer oder Aluminium
Ausführung:	Hermetik-Wellwandkessel ohne Ausdehner
Abmessung (BxTxH):	1410 x 890 x 1700 mm
Rollenabstand:	670 mm
Gewicht:	2300 kg



Im Rahmen des Projektes wurden folgende Werte für den RONT-Prototyp definiert.

Leistung:	630 kVA
Spannung:	20,4 / 0,4 kV
Anzapfung OS:	$\pm 3 \times 2\%$
uk	4%
Leerlaufverluste	870 W (C_0)
Kurzschlussverluste	6000 W (C_K)
Thermometertasche	2 St. auf US-Seite
Schutteinrichtung	Hermetikvollschutz-Relais DGPT2
Ausführung:	Hermetik-Wellwandkessel ohne Ausdehner
Isolierflüssigkeit:	Einsatz im Mineralöl, Esteröl und Silikonöl möglich
Abmessung (BxTxH):	1400 x 890 x 1800 mm
Rollenabstand:	670 mm
Gewicht:	2000 kg

Über eine grundsätzliche Simulation der Niederspannungspegel in Abhängigkeit der von

J. Schneider konzipierten Transformatorstufungen ($\pm 3 \times 2\%$) wird nachgewiesen, dass die Stufung den Anforderungen bei den im Mittelspannungsnetz der EnergieNetz Mitte minimal bzw. maximal auftretenden Spannungen genügt. Hierbei werden maximal 21,4 kV (bei sehr hoher dezentraler Einspeisung) und minimal 19,0 kV (störungsbedingter n-1-Betrieb im Starklastfall) als Grenzwerte berücksichtigt. Die Transformator-Regelung arbeitet mit einer konstant eingestellten Sollspannung von z. B. 99% (basierend auf der Nennspannung von 400 V) für die Unterspannungsseite des Transformators, d. h. die Niederspannungsverteilung für die Einspeisung ins Ortsnetz. Um unnötige Schaltungen zu vermeiden, wird ein Regelband mit dem 0,75-fachen des Transformator-Stufensprungs als zulässige Abweichung nach oben oder unten verwendet (siehe Abbildung 4.1).

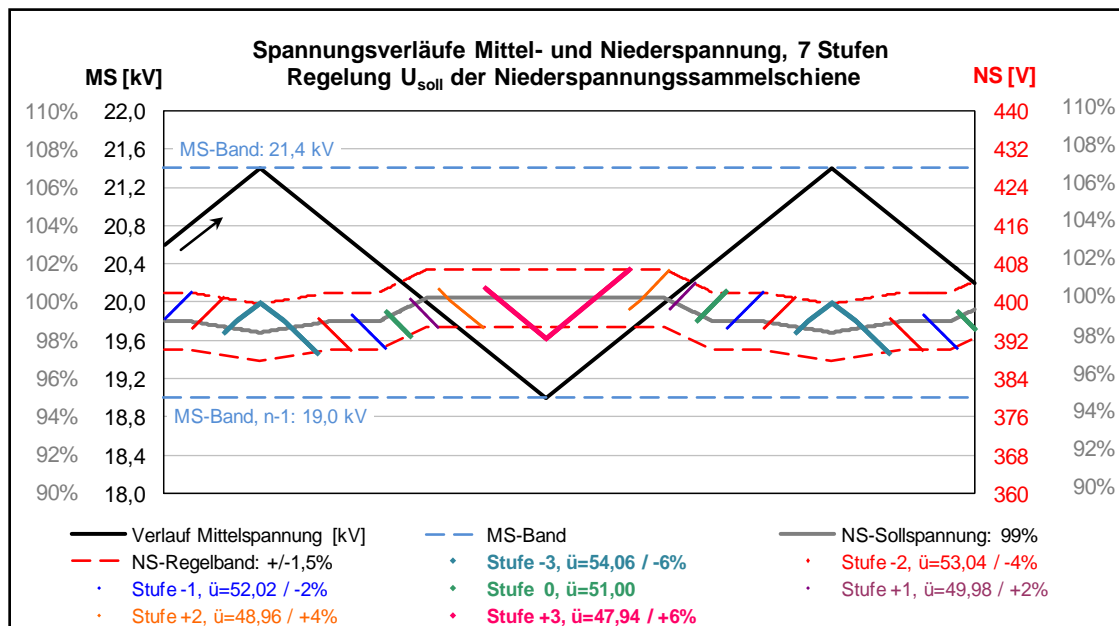


Abbildung 4.1: Dimensionierung hinsichtlich Stufung des Transformators

Zusätzlich zum Spannungsfall im NS-Netz, der im Normalfall 5% nicht überschreiten sollte, ist somit noch eine Reserve von ca. 2% vorhanden, um die vorgegebenen Mindestwerte von 400V-10% sicher einzuhalten. Für den Spannungshub, der im Ortsnetz durch Einspeiseanlagen zulässigerweise erreicht werden kann, ergibt sich ein Wert von ca. 10%. Dieser Wert wird von Fraunhofer IWES und EnergieNetz Mitte gleichermaßen als ausreichend angesehen, da dort neben dem Spannungshub als weitere Kriterien auch die Auslastung der Niederspannungskabel und die Nennleistung des Transformators begrenzend wirken. Das nominale durch den Transformator abgedeckte Spannungsband beträgt bei 7 Stufen je 2% und einem Regelband von $\pm 1,5\%$ insgesamt 15,0% ($6 \times 2\% + 2 \times 1,5\%$).

Zur Optimierung des Regelungskonzepts wird eine leichte Sollwertabsenkung bei starker Energierückspeisung aus dem Ortsnetz eingesetzt, die auf der rückgespeisten Leistung gesteuert wird. Bei Starklast kann der Sollwert etwas angehoben werden. Ein Spannungsfall bzw. -hub von bis zu 1% (entsprechend dem bei EnergieNetz Mitte üblichen $u_k = 4\%$) über den Transformator wurde bei der Simulation berücksichtigt.

Alle zur grundsätzlichen Regelung des Transformators benötigten Messwerte sind in der Ortsnetzstation verfügbar. Dies ist für den Netzbetreiber außerordentlich vorteilhaft, da die notwendige Regelungs-, Fernwirk- und Kommunikationstechnik damit ausschließlich in der Station gebündelt und die Komplexität des Systems begrenzt werden kann. Auch der Aufwand für den Einsatz des RONT bzw. Austausch des vorhandenen Transformators sowie die Inbetriebnahme ist noch beherrschbar und kann vom Betriebspersonal geleistet werden. Des Weiteren ist keine permanente Datenübertragung und -auswertung durch ein Netzführungssystem notwendig, sondern eine autonome Regelung vor Ort möglich, die nur im Falle von Störungen Meldungen zur Netzführung überträgt.

4.1.2 Realisierungsmöglichkeiten / Konzepte

Für die Änderung des Übersetzungsverhältnisses von Leistungstransformatoren unter Last werden sogenannte Last-Stufenschalter eingesetzt, welche in der Regel auf der Oberspannungsseite des Transformators platziert werden. Hierzu erfolgt eine Aufteilung der Oberspannungswicklung in eine Stammwicklung und eine Regelwicklung mit einer entsprechenden Anzahl an Anzapfungen. Prinzipiell können Stufenschalter rein mechanisch, mechanisch mit Vakuumröhrentechnik, mechanisch-elektronisch (sog. Hybrid-Schalter) und elektronisch ausgeführt werden.

Zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Umschaltung unter Last, funktionieren Stufenschalter nach dem Konzept „make before brake“; d. h. es wird bei einer Umschaltung zunächst der Kontakt zur jeweils benachbarten Anzapfung hergestellt, bevor die Verbindung zur momentan aktiven Anzapfung unterbrochen wird.

Um unter Last zwischen Anzapfungen umschalten zu können, ist kurzzeitig ein Windungsschluss notwendig, während dessen der Kurzschluss- bzw. Kreisstrom durch ohmsche Widerstände oder Induktivitäten begrenzt werden muss.

Die Schaltungstopologie von Stufenschaltern kann in zwei unterschiedlichen Varianten realisiert werden. Werden die Kreisströme, die bei der Umschaltung auftreten, durch ohmsche Widerstände begrenzt, spricht man von einem Widerstandsprinzip. Bei der Begrenzung der Kreisströme durch Induktivitäten, spricht man von einem Reaktorprinzip.

4.1.2.1 Rein mechanischer Stufenschalter

Ein großer Nachteil der ersten Generation, bzw. der rein mechanischen von Stufenschalter besteht darin, dass die Schalthandlung „offen“ in der Isolierflüssigkeit erfolgt. Dadurch muss solch ein Stufenschalter in einem eigenen Isolierstoffgehäuse mit Isolierflüssigkeit untergebracht werden. Durch die „offenen“ Schalthandlungen altert dessen Isolierflüssigkeit in Folge von Schaltlichtbögen und Schaltgasbildung schneller und muss im Vergleich zur Transformatorisolierrflüssigkeit bei einem Schaltungsintervall von >300.000 Schaltungen ausgetauscht werden.

In modernen Stufenschaltern kommen zunehmend Vakuumschaltröhren zum Einsatz, die Dank des Wegfalls der Ölverrußung und des Kontaktabbrands mehr als 700.000 Schalthandlungen ohne Wartung garantieren.

Bei rein mechanischen Stufenschaltern werden bspw. Federkernspeicher für die Bewegung der Kontakte verwendet. Hierzu wird eine Feder vorgespannt, die bei ihrer Auslösung die Umschaltung in einer sehr kurzen Zeit vollzieht.

Tabelle 4.1 : Daten rein mechanischer Stufenschalter

max. Durchgangsstrom	31,5 A
max. Stufenspannung	700 V
Stufung	max. 9 Stufen
Abmessungen (ØxH)	500 x 1460 mm
Richtpreis	nicht verfügbar

Widerstandsprinzip

Beim sogenannten Widerstandsprinzip erfolgt die Strombegrenzung für den sehr kurzen Zeitraum einer Umschaltung durch entsprechend dimensionierte Widerstände. Dieses Prinzip sieht vor, dass die Position des Stufenschalters, in der der Kreisstrom fließt, nur dem Umschalten zwischen zwei Anzapfungen dient („non-bridging“ Position). Daher müssen die Widerstände lediglich für eine Kurzzeit-Belastung ausgelegt werden. Die Stellung bei der zwei Anzapfungen gleichzeitig betreiben werden, („bridging“ Position) stellt bei diesem Prinzip keine zulässige Betriebsstellung dar.

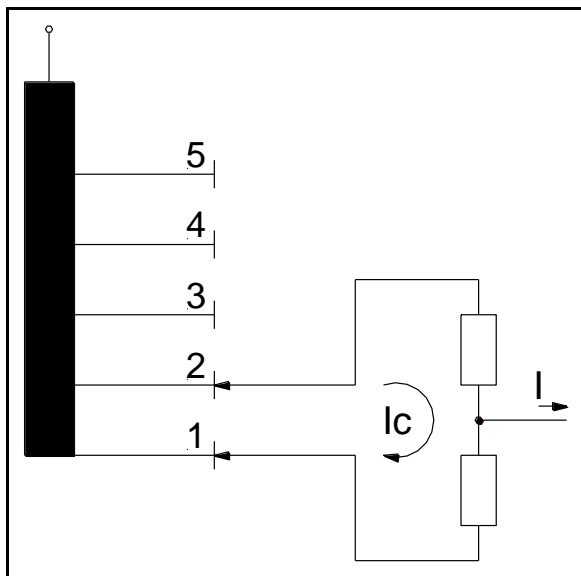


Abbildung 4.2: „bridging“ Position

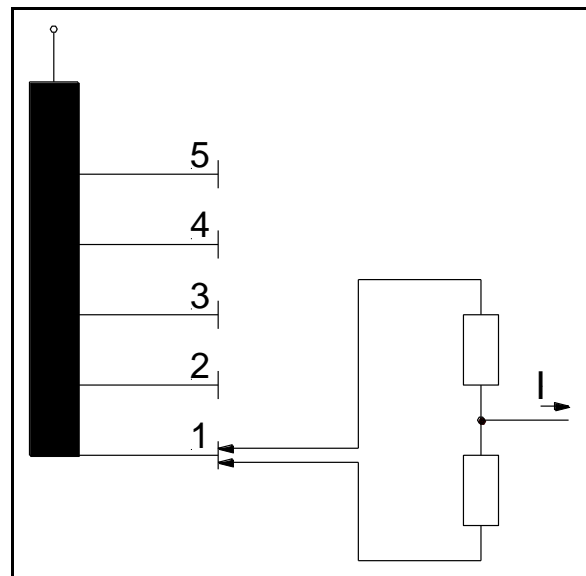


Abbildung 4.3: „non-bridging“ Position

Ein Stufenschalter mit Widerstandsprinzip kann aus N Transformatoranzapfungen immer nur N Betriebsstellungen generieren.

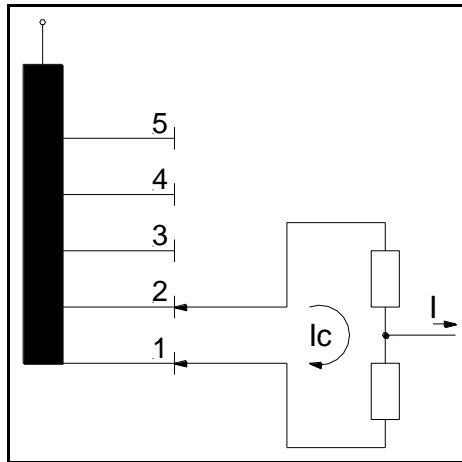


Abbildung 4.4: Widerstandsprinzip, Darstellung im Umschaltzeitpunkt, keine zulässige Betriebsstellung

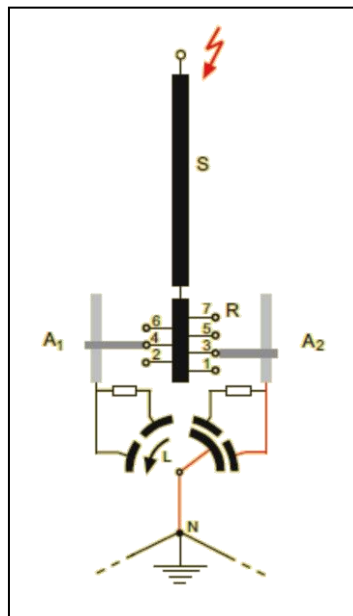


Abbildung 4.5: Stufenschalter mit Widerstandsprinzip [16]

Beispielhaft ist in Abbildung 4.5 der Aufbau eines rein mechanischen Stufenschalters mit Federkraftspeicher gezeigt, welcher das Widerstandsprinzip verwendet. Der erste Schritt einer Stufenumschaltung ist hierbei die stromlose Vorwahl einer zur stromführenden Anzapfung benachbarten Anzapfung durch den Wähler A1. Anschließend erfolgt die eigentliche Umschaltung, in dem der Lastschalter L mit hoher Geschwindigkeit nach links zu den mit Wähler A1 verbundenen Kontakten bewegt wird. Während des Umschaltvorgangs begrenzen die eingezeichneten Widerstände die beim kurzzeitigen Wicklungskurzschluss auftretenden Kreisströme. In der Endposition des Schalters L ist der Widerstand der linken Kontakt-Anordnung dann wieder überbrückt. [16]

Auf Grund dessen, dass beim Widerstandsprinzip keine „bridging“ Positionen zulässig sind und die Widerstände durch den Wähler in der Betriebsstellung überbrückt werden, fallen im statischen Betrieb keine zusätzlichen Verluste durch den Stufenschalter und die Widerstände an.

Durch die Verwendung eines aktuell am Markt erhältlichen mechanischen Stufenschalters, könnten die angestrebten baulichen Abmessungen nicht eingehalten werden.

Reaktorprinzip

Beim sogenannten Reaktorprinzip werden Induktivitäten zur Begrenzung des Kreisstroms verwendet, wobei diese bspw. als gekoppelte Drossel bzw. Überschalttransformator ausgeführt werden. Hierbei erfolgt die Auslegung der Drosseln so, dass die Zwischenposition („bridging“ Position) zwischen zwei Anzapfungen, als reguläre Betriebsstellung des Stufenschalters anzusehen ist. An Hand der Überschalttransformatoren ist der Laststufenschalter in der Lage, aus N Transformatoranzapfungen $2 \cdot N - 1$ Betriebsstellungen zu generieren.

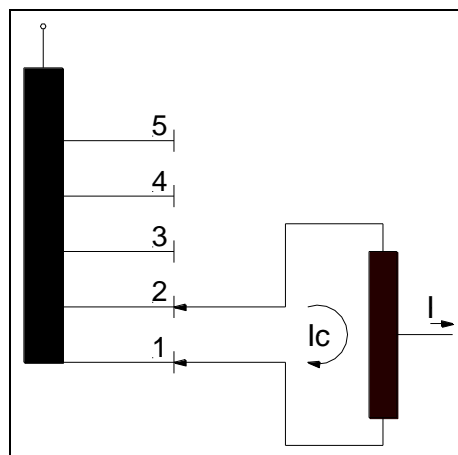


Abbildung 4.6: Reaktorprinzip, die Darstellung zeigt eine zulässige Betriebsstellung

4.1.2.2 Mechanischer Stufenschalter mit Vakuumröhrentechnik

Mechanische Stufenschalter mit Vakuumröhrentechnik verwenden für die Schalthandlung Vakuumröhren. Daraus ergeben sich Vorteile, die in Abschnitt 4.1.2.6 genauer beschrieben werden.

4.1.2.3 Hybrid-Stufenschalter

Seit den 1980er Jahren wird als ein weiterer Ansatz zur Vermeidung von Verschmutzungen des Isolieröls durch den Abbrand von Kontakten das Konzept der sogenannten Hybrid-Stufenschalter diskutiert. Durch die Kombination von Mechanik und Elektronik können die bei Schaltvorgängen rein mechanischer Laststufenschalter auftretenden Lichtbögen vermieden bzw. die Lichtbogenzeiten deutlich verkürzt werden. Verglichen mit klassischen Schalterkonzepten ermöglichen hybride Stufenschalter somit prinzipiell eine Verlängerung der Wartungsintervalle bzw. eine Erhöhung der Zuverlässigkeit. Weiterhin zeichnen sich hybride Stufenschalter in der Regel durch schnellere Reaktionszeiten sowie kleinere Baugrößen aus. Nachteile ergeben sich u. a. durch die im Kessel erforderliche Niederspannungsversorgung für die Treiberschaltung der Thyristoren sowie durch evtl. notwendige zusätzliche Kessel-Durchführungen für die Ansteuerung der Thyristoren. Bei hybriden Stufenschaltern führen mechanische Schaltelemente den Dauerlaststrom, müssen aber nicht unter Last schalten, da vor Schalthandlungen der Strom auf Leistungshalbleiter (in der Regel Thyristoren) kommutiert. Abbildung 4.7 zeigt eine mögliche Umsetzung eines hybriden Stufenschalters [3]. Wie der Großteil der hybriden Stufenschalterkonzepte besteht der hier exemplarisch dargestellte Schalter aus Vorwähler, mechanischen Hauptkontakten (rot dargestellt), Leistungselektronik-Einheit und Überschaltimpedanz. In diesem Fall werden

außerdem noch mechanische Hilfsschalter (blau dargestellt) benötigt. Solche Anordnungen ermöglichen das Umschalten zwischen zwei vorgewählten Anzapfungen des Transformators bei minimierter Belastung der mechanischen Schaltelemente während des Umschaltprozesses.

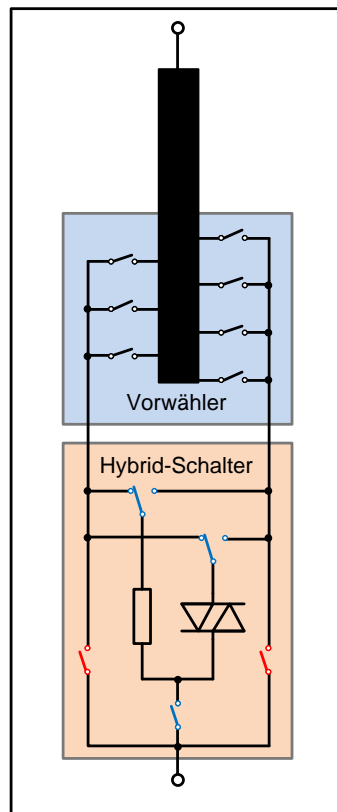


Abbildung 4.7: Hybrid-Stufenschalter

Tabelle 4.2: Daten Hybrid-Stufenschalter

max. Durchgangsstrom	Nicht verfügbar
max. Stufenspannung	Nicht verfügbar
Stufung	Nicht verfügbar
Abmessungen (LxBxH)	Ca. 1000 x 300 x 400 mm
Richtpreis	nicht verfügbar

4.1.2.4 Elektronischer Stufenschalter

Bei rein elektronischen Stufenschalter-Konzepten werden als Schalter Leistungshalbleiter eingesetzt, wobei dies aufgrund ihrer Robustheit in der Regel Thyristoren sind. Hierdurch ergeben sich u. a. Vorteile hinsichtlich der Umschaltzeiten zwischen zwei Stufen. Weiterhin sind die Schalteigenschaften der Leistungshalbleiter weitgehend unabhängig von dem sie

umgebenden Isoliermedium und es tritt keine Belastung des Isoliermediums durch die Schaltvorgänge auf.

Wie bei hybriden Stufenschaltern ergibt sich auch bei elektronischen Stufenschaltern ein zusätzlicher Aufwand durch die für die elektronischen Baugruppen (Leistungshalbleiter-Ansteuerung, Messungen etc.) notwendige Niederspannungsversorgung innerhalb des Kessels sowie durch die u. a. für Steuersignale benötigten Kessel-Durchführungen. Weiterhin wird ein mechanischer Bypass-Schalter benötigt, der sicherstellt, dass der Transformator auch nach Ausfall eines Leistungshalbleiters weiterhin betrieben werden kann und dass ein sicheres Einschalten des Transformators z. B. nach einem Spannungsausfall möglich ist. Durch diesen Bypass ergeben sich Nachteile hinsichtlich der Kosten und des benötigten Bauraums des Stufenschalters. Ebenfalls nachteilig auf Kosten und Bauraum kann sich die je nach verwendeter Laststufenschalter-Topologie benötigte Anzahl an Leistungshalbleitern auswirken.

Im Folgenden wird das Konzept eines elektronischen Stufenschalters für die in diesem Projekt verwendete Stufenschalter-Topologie näher betrachtet. Abbildung 4.8 zeigt schematisch für eine Phase die Ausführung des elektronischen Stufenschalters mit antiparallelen Thyristor-Paaren. Außerdem dargestellt sind die Überschaltdrossel sowie der Transformator mit den drei Anzapfungen. In Tabelle 4.3 sind die fünf möglichen Zustände des Stufenschalters mit den jeweils aktiven Thyristor-Paaren zusammengefasst.

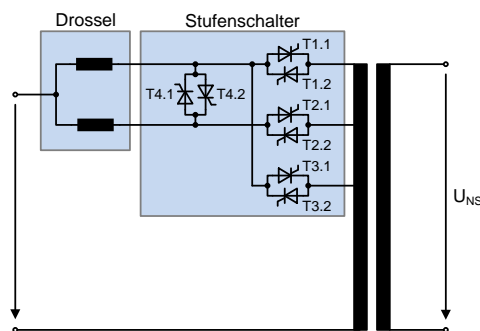


Abbildung 4.8: Einphasige Darstellung des elektronischen Stufenschalters für die im Projekt verwendete Stufenschalter-Topologie

Tabelle 4.3: Transformatorstufen mit jeweiligen Schalterzuständen

Tap Position	ΔU_{NS}	T1	T2	T3	T4
1	-5%	1	0	0	1
2	-2,5%	1	1	0	0
3	0	0	1	0	1
4	+2,5%	0	1	1	0
5	+5%	0	0	1	1

Grundlage für die nähere Untersuchung des elektronischen Stufenschalter-Konzepts war eine Vermessung des von J. Schneider angefertigten skalierten einphasigen Transformatorprototyps (Übersetzungsverhältnis 2kV/0,23kV, Scheinleistung 2kVA) sowie einer entsprechend skalierten Überschaltdrossel. Aus den gewonnenen Messdaten wurde

ein Simulationsmodell des Transformators sowie der Überschaltdrossel entwickelt, wobei hier die in [18] beschriebene Methodik zur Überführung elektrischer und magnetischer Aufbauten in rein elektrische Netzwerke angewandt wurde. Das in der Simulationsumgebung PLECS implementierte Modell ist in Abbildung 4.9 gezeigt. Hierbei wurden vereinfachend Thyristor-Modelle ohne Berücksichtigung von Reverse-Recovery-Effekten verwendet sowie auf eine Snubber-Beschaltung verzichtet.

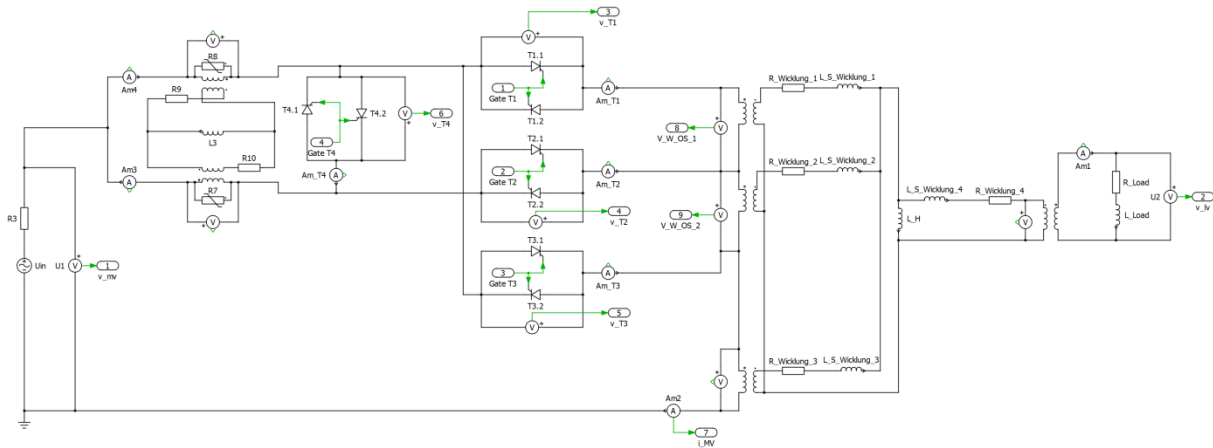


Abbildung 4.9: Simulationsmodell Stufenschalter (Implementierung in PLECS)

Die Steuerung des Stufenschalters wurde mittels Matlab/Simulink implementiert und mit dem PLECS-Modell des Stufenschalters gekoppelt. Wie in Abbildung 4.10 dargestellt, setzt die Steuerung die durch die Betriebsführung vorgegebene Stufenstellung in einen Zustandsvektor der Schalterzustände um, wobei eine Umschaltung immer zwischen zwei benachbarten Stufenstellungen erfolgt. Eine Freigabe-Überprüfung stellt sicher, dass es zu keinem „harten“ Wicklungskurzschluss kommt. Ein solcher Fall träte ein, wenn bspw. gleichzeitig die Schalter T1, T2 und T4 geschlossen würden. Nach dieser Überprüfung durchlaufen die Gate-Signale einen Verzögerungsblock, welcher es erlaubt, die Zündung zu einem wählbaren Zeitpunkt bezogen auf die über dem jeweiligen Thyristor anliegende Sperrspannung durchzuführen.

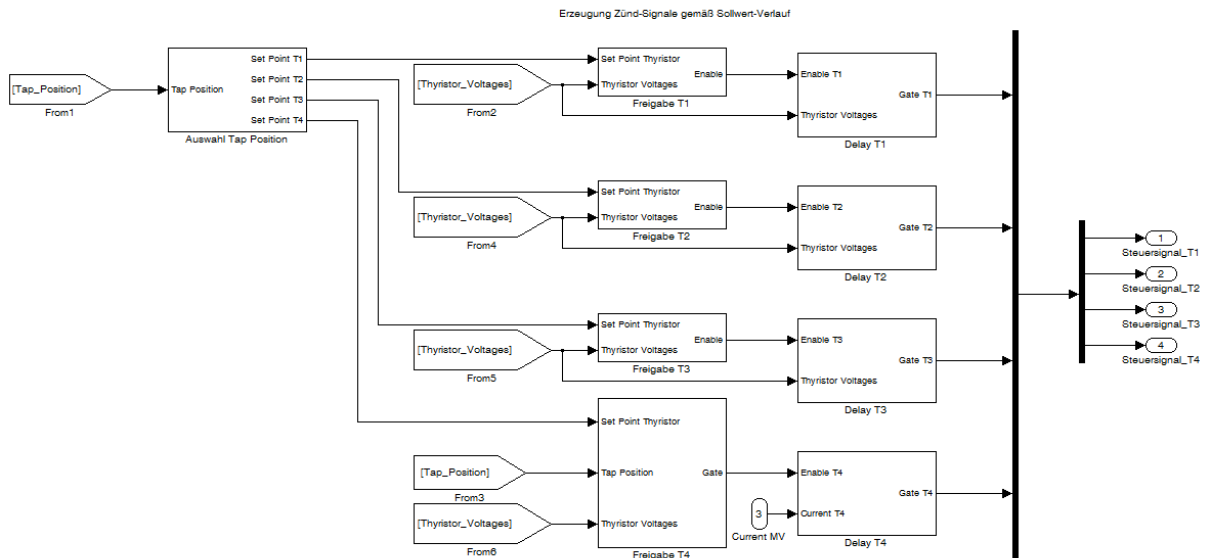


Abbildung 4.10: Grundstruktur Stufenschalter-Steuerung (Implementierung in Matlab/Simulink)

Exemplarisch zeigen die Simulationsergebnisse in den folgenden Abbildungen die Mittel- und Niederspannung des Transformators bei einer Schaltsequenz (Verlauf Stufenstellungen $3 > 2 > 1$) sowie einen Umschaltvorgang im Detail. Bei diesen Simulationen hatte die Mittelspannung jeweils ihren Nennwert (2kV) und es wurde eine ohmsch-induktive Last angenommen.

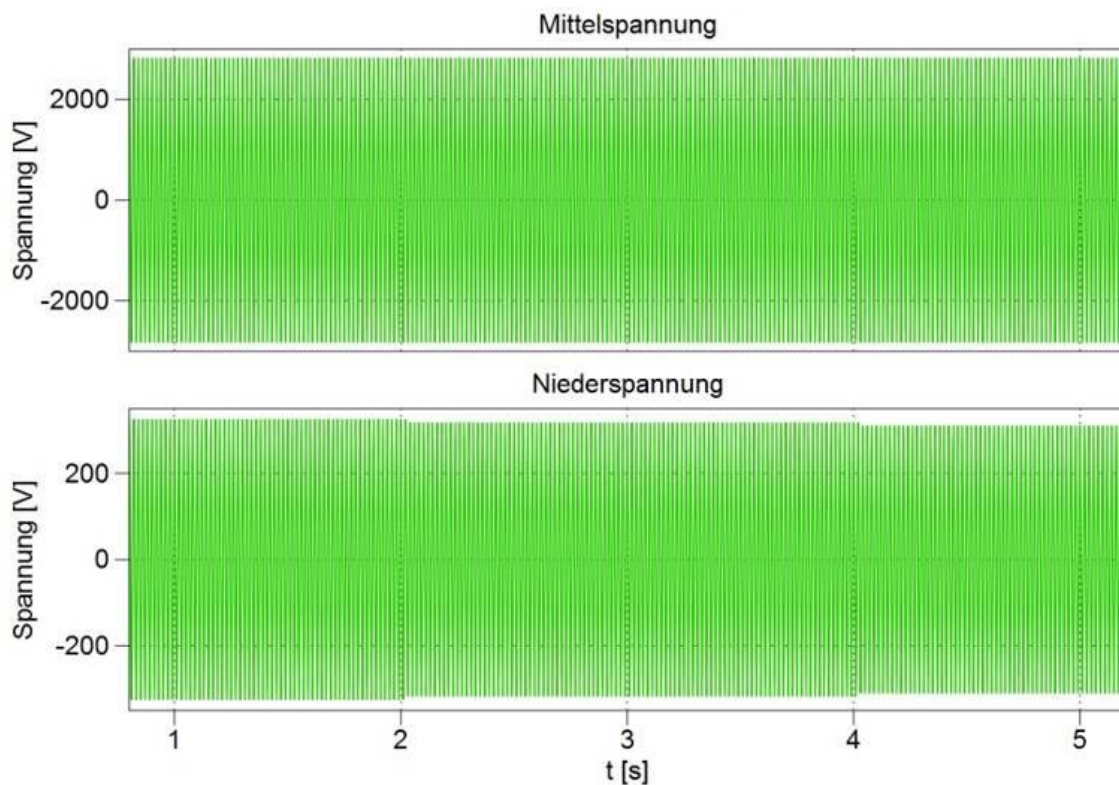


Abbildung 4.11: Transformator-Spannungen beim Schalten der Stufenstellungen $3 > 2 > 1$ ($U_{MS}=2\text{kV}$, ohmsch-induktive Last)

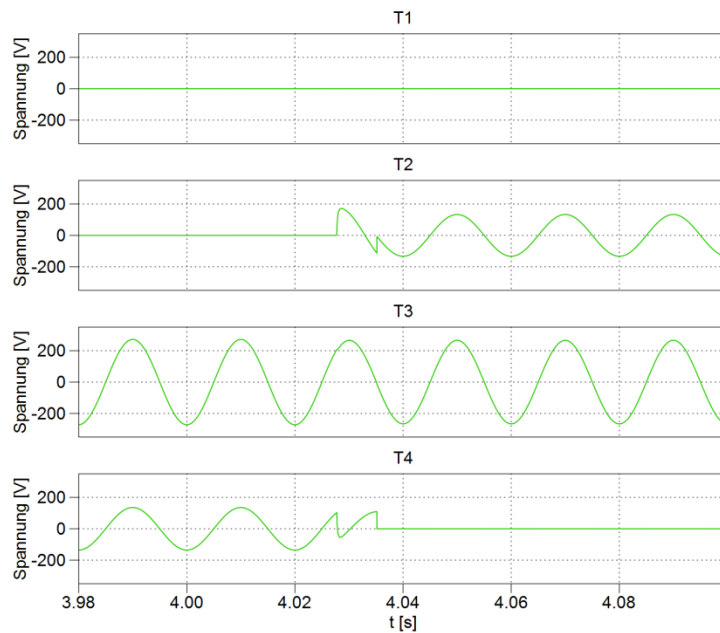


Abbildung 4.12: Thyristor-Spannungen beim Schaltvorgang Stufenstellungen 2 > 1 ($U_{MS}=2\text{kV}$, ohmsch-induktive Last)

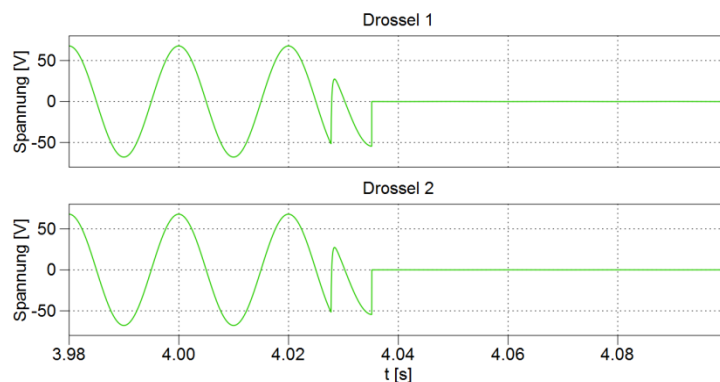


Abbildung 4.13: Drossel-Spannungen beim Schaltvorgang Stufenstellungen 2 > 1 ($U_{MS}=2\text{kV}$, ohmsch-induktive Last)

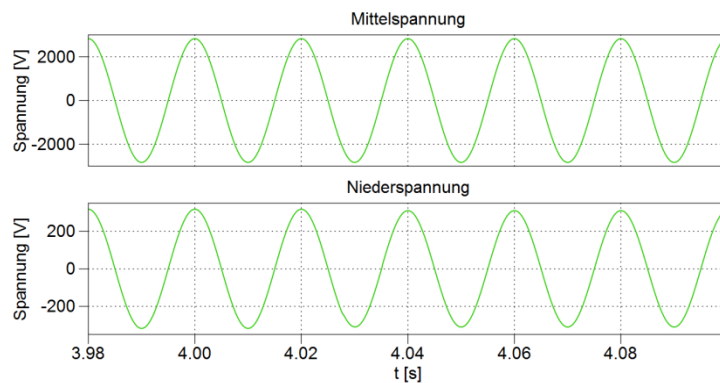


Abbildung 4.14: Transformator-Spannungen beim Schaltvorgang Stufenstellungen 2 > 1 ($U_{MS}=2\text{kV}$, ohmsch-induktive Last)

Auf Basis der Simulationen wurden die maximalen Sperrspannungen der einzelnen Schalter für die jeweilige Stufenstellung ermittelt. Hierbei wurde für die Mittelspannung die sogenannte Bemessungsspannung angenommen, welche 120% der Nennspannung beträgt.

Die in Tabelle 4.4 zusammenfassend dargestellten maximalen Sperrspannungen stimmen in der Größenordnung mit den Ergebnissen einer analytischen Berechnung der Sperrspannungen überein. Die höchste Sperrspannung tritt in Stufenstellung 5 über dem Thyristor-Paar des Schalters T1 auf.

Tabelle 4.4: Maximale Thyristor-Sperrspannungen bei Bemessungsspannung ($U_{MS}=1,2 \cdot U_N$)

Tap Position	$U_{T1,Peak}$	$U_{T2,Peak}$	$U_{T3,Peak}$	$U_{T4,Peak}$
1	ON	160V	320V	ON
2	ON	ON	327V	163V
3	166V	ON	168V	ON
4	341V	ON	ON	172V
5	349V	175V	ON	ON

Aus der Analyse des einphasigen Prototyps kann nun auf die Spannungsbelastung der Thyristoren in einem 20kV/0,4kV-Verteiltransformator geschlossen werden. Durch eine entsprechende Skalierung mit dem Faktor 10 ergeben sich aus den Spannungswerten in Tabelle 4.4 die gesuchten Sperrspannungen. So beläuft sich die maximal auftretende Sperrspannung auf ca. 3,5kV. Bei der Auswahl möglicher Thyristoren muss allerdings noch ein Sicherheitsfaktor für die periodische Spitzensperrspannung von 1,5...2,5 berücksichtigt werden [19]. So wurden für diese Studie exemplarisch drei Thyristoren der Firma Infineon mit periodischen Spitzensperrspannungen von 6,5kV, 7kV und 9,5kV betrachtet [20][21][22].

Der Nennstrom für die Thyristoren beträgt im regulären Betrieb 10,5A. In den Zwischenstufen überlagert sich diesem Strom zusätzlich noch der Kreisstrom, welcher durch die Überschaltdrossel auf 60% des Nennstroms begrenzt wird. Weiterhin müssen die Thyristoren auch den Kurzschlussstrom (25-facher Nennstrom) zumindest kurzzeitig führen können. Durch dieses Kriterium ist auch der Fall abgedeckt, dass u. U. bei der Stufen-Umschaltung kurzzeitige Ströme auftreten, die größer als der Nennstrom sind. Die drei oben genannten Thyristoren erfüllen alle genannten Anforderungen hinsichtlich der Strombelastbarkeit.

Wie bereits erwähnt, würde bei einem solchen elektronischen Stufenschalter die Unterbringung der Leistungshalbleiter im Transformatorkessel vorgesehen werden, was u. a. Vorteile hinsichtlich der Kühlung der Thyristoren mit sich bringt. Bei der Implementierung der Steuer- und Messelektronik sollte dabei beachtet werden, die für den Betrieb des Stufenschalters notwendigen Kessel-Durchführungen zu minimieren. Ansatzpunkte können hier bspw. die Realisierung der benötigten Niederspannungsversorgung über eine zusätzliche Transformatorwicklung und eine Minimierung der je Thyristor notwendigen Signalverbindungen zur Stufenschalter-Betriebsführung sein. Dies kann u.a. dadurch erreicht werden, dass neben den Treiberstufen auch die Elektronik-Baugruppen zur Verriegelung bzw. Freigabe der Thyristoren bei Schaltbefehlen durch die Betriebsführung ebenfalls im Kessel untergebracht werden.

Anders als bei den Simulationen des Stufenschalters angenommen, ist bei einer Implementierung in jedem Fall eine Schutzbeschaltung der Thyristoren erforderlich. Zum

Schutz vor zu hohen Spannungen bzw. zu hohen Änderungen der Spannungen über den Leistungshalbleitern (du/dt) dienen bewährte gestaffelte Schutzkonzepte bspw. mit RC-Gliedern sowie Varistoren bzw. Funkenstreckenableitern [19]. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass der Thyristor bei Auftreten innerer Überspannungen (Trägheitsverhalten der Halbleiter) bzw. äußerer Überspannungen (bei Netzanwendungen z. B. durch Blitzeinschlag) nicht zerstört wird oder ungewollt einschaltet.

Neben den leistungselektronischen Schaltern werden für den Fall des Ausfalls eines Thyristors sowie für das sichere Einschalten des Transformators nach einem Spannungsausfall mechanische Öffner-Kontakte benötigt. Bei der hier betrachteten Stufenschalter-Topologie würden diese parallel zu den Schaltern T4 und bspw. T2 angebracht. So würde der Transformator bei Ausfall eines Elements der Leistungselektronik-Baugruppe bzw. beim Zuschalten in der 0%-Stufe betrieben werden. Da je Phase zwei Kontakte benötigt werden, könnte der mechanische Schalter z. B. durch zwei dreiphasige Vakuumschütze realisiert werden.

Im Vergleich zu dem Konzept eines mechanischen Stufenschalters für die hier betrachtete Topologie wird bei dem elektronischen Konzept eine höhere Anzahl an leistungselektronischen bzw. mechanischen Schaltern benötigt. Dies wirkt sich entsprechend auf die Kosten dieser Haupt-Komponenten des Stufenschalters aus. Während das elektronische Konzept pro Phase ein antiparalleles Thyristor-Paar je Anzapfung bzw. Stufe benötigt, kommt das mechanische Konzept unabhängig von der Anzahl der Anzapfungen mit zwei Schaltelementen (Vakuumschaltröhren) aus. Weiterhin lässt sich durch eine entsprechende Konstruktion des mechanischen Stufenschalters die Notwendigkeit eines Schalters zur Kompensation der Überschaltdrossel (T4 in Abbildung 4.9) vermeiden, was beim elektronischen Konzept nicht möglich ist. Weiterhin sind bedingt durch das Prinzip des Stufenschalters die Anforderungen hinsichtlich der Sperrspannungen der Thyristoren höher als dies bei den Schaltröhren des mechanischen Konzepts der Fall ist. Auch ist beim elektronischen Stufenschalter der Aufwand bzgl. Mess- und Steuertechnik sowie bzgl. notwendiger Modifikationen des Transformatorbessels (bspw. Durchführungen) tendenziell höher als beim mechanischen Ansatz. Aus Kosten-Sicht kann sich daher die Realisierung eines Konzepts mit mechanischem Laststufenschalter als vorteilhaft erweisen.

Werden gängige Design-Richtlinien eingehalten (bspw. Betrieb der Thyristoren maximal mit deren halber Nenn-Sperrspannung), kann eine Lebensdauer des elektronischen Stufenschalters von 20 bis 30 Jahren erreicht werden. Allerdings müsste hierzu bei der Ansteuerung der Thyristoren auf eine optische Signal-Übertragung (Lichtwellenleiter) verzichtet werden, da hierdurch in der Regel nur eine Lebensdauer von zehn Jahren möglich wäre. Dies wiederum erhöht den Aufwand bzw. die Anforderung hinsichtlich der Isolation.

Verglichen mit elektronischen Lösungsansätzen ist bei Energieversorgungsunternehmen eine höhere Akzeptanz für mechanische Stufenschalter zu erwarten, da diese einen robusteren Aufbau vermuten lassen und eine hohe Festigkeit gegenüber transienten Überspannungen gegeben ist.

Da das Konzept eines elektronischen Stufenschalters aufgrund des mehr versprechenden Ansatzes des mechanischen Stufenschalters in Vakuumröhrentechnik in diesem Projekt über die beschriebenen grundlegenden Betrachtungen hinaus nicht weiter verfolgt wurde,

müssten bei Bedarf weitere Untersuchungen die offenen Punkte bzgl. der Realisierung eines solchen Konzepts klären.

4.1.2.5 Magnetische Stellmöglichkeiten für die Ausgangsspannung eines Ortsnetztransformators

Neben den Konzepten zur leistungselektronischen und mechanischen Regelung der Spannung eines Ortsnetztransformators besteht die Möglichkeit, die Spannung durch magnetische Wirkprinzipien zu verstellen. Diese Konzepte sind potenziell eine sehr robuste Variante, welche prinzipiell die Realisierung langlebiger Betriebsmittel erlauben. So ist es u.a. vorteilhaft, dass bei magnetischen Stellgliedern im Leistungspfad des Transformators keine Schalter oder elektronischen Ventile benötigt werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass die aufzuwendende Steuerleistung lediglich im Bereich weniger Prozent der Leistung im Lastpfad des Betriebsmittels liegt. Ein Nachteil solcher Konzepte kann die für Betriebsmittel mit magnetischem Wirkprinzip erforderliche Baugröße darstellen, wobei diese wesentlich vom Konzept des Betriebsmittels abhängt.

Ein möglicher Ansatz ist die magnetische Steuerung der Spannungsübersetzung eines Ortsnetztransformators über einen variablen induktiven Spannungsteiler. Ein weiterer möglicher Ansatz ist die transformatorische Veränderung der Ausgangsspannung.

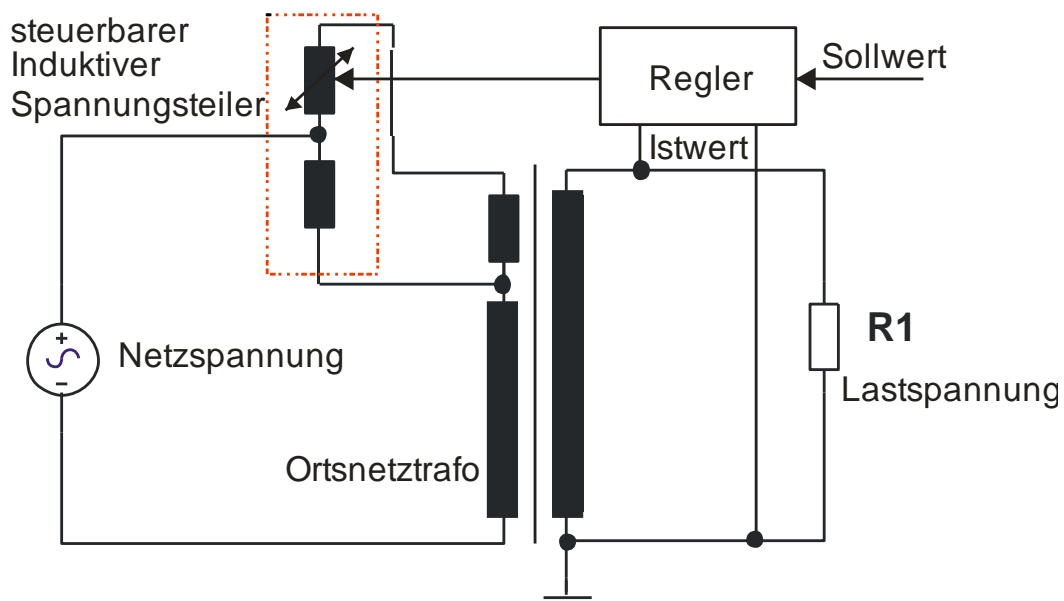


Abbildung 4.15: Steuerung der Spannungsübersetzung über einen variablen induktiven Spannungsteiler

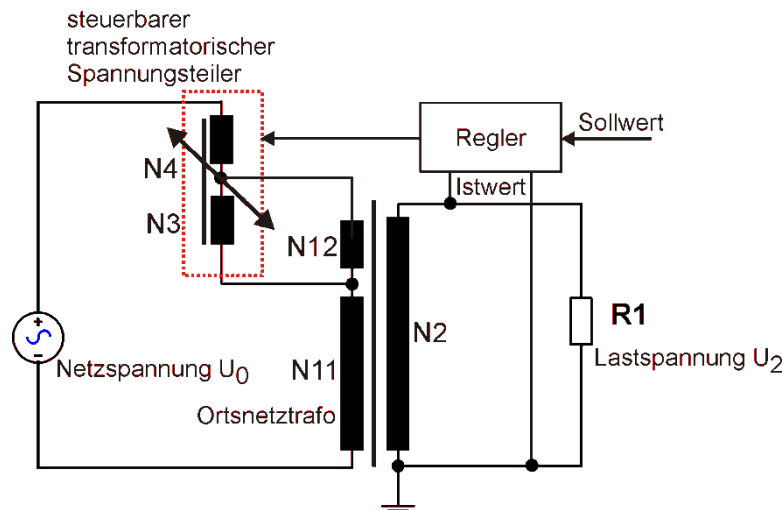


Abbildung 4.16: Vorgeschalteter regelbarer Transformator zur Regelung der Ausgangsspannung einer Ortsnetzstation (einsträngige Darstellung)

Die im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Untersuchungen bzgl. des Einsatzes magnetischer Wirkprinzipien zur Spannungsregelung zeigen deren Potenzial deutlich auf. Es wird daher Gegenstand zukünftiger Forschungsvorhaben sein, diese Ansätze weiterzuverfolgen und mögliche Implementierungs-Ansätze im Detail zu betrachten.

4.1.2.6 Fazit Realisierungsoptionen regelbare Ortsnetzstation

Unter Betrachtung der in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Realisierungsoptionen wurden die in Tabelle 4.5 dargestellten Vor- und Nachteile der jeweiligen Konzepte deutlich.

Im Hinblick auf die Anforderungen der statischen Spannungshaltung existieren keine nennenswerten Unterschiede in Bezug auf die Erweiterbarkeit des Systems oder die Dynamik der Spannungsregelung.

Wesentliche und hoch zu bewertende Vorteile ergeben sich für den mechanischen Laststufenschalter mit Vakuumröhrentechnik. Insbesondere aufgrund der zu erwartenden hohen Lebensdauer, der Wartungsarmut und der geringen Baugröße wurde dieses Konzept im Rahmen des Projektes als Hauptpfad für eine Realisierung weiter verfolgt. Bei näherer Betrachtung wurde zudem deutlich, dass sich dieses Konzept darüber hinaus sehr kostengünstig realisieren lässt.

Um weiterhin die technische Realisierungsoption eines leistungselektronischen Stufenschalters konkreter zu untersuchen, wurde seitens des KDEE ein leistungsskaliertes Labormuster dieses Konzeptes aufgebaut.

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der entsprechenden Entwicklungen dargestellt.

Tabelle 4.5 : Übersicht über Realisierungsoptionen der Ortsnetzstation mit den wesentlichen Vor- und Nachteilen

	Konventioneller mechanischer Laststufenschalter	Mechanischer Laststufenschalter mit Vakuumröhrentechnik	Elektronischer Laststufenschalter	Hybrider Laststufenschalter	Transduktor
Kosten für den Aufbau	+	++	+	+	o
Lebensdauer	+	++	o	o	++
Wartung	-	++	-	o	+
Baugröße in Netzstation	o	++	+	+	o
Verluste	++	+	+	+	-
Technisches Risiko	+	+	-	o	+
Erweiterbarkeit des Systems	nein	nein	nein	nein	nein
Stufenlose Regelung	nein	nein	nein	nein	ja
Dynamik der Spannungsregelung	o	o	o	o	o

4.1.3 Realisierte Aufbauten

4.1.3.1 Regelbarer Ortsnetztransformator mit mechanischem Stufenschalter in Vakuumröhrentechnik (J. Schneider)

Die in diesem Projekt von der J. Schneider untersuchte Variante des Stufenschalters, sieht einen mechanischen Stufenschalter mit Vakuumröhrentechnik und Reaktorprinzip vor, bei dem die Schalthandlung auf Grund der Vakuumröhren „abgeschlossen“ stattfindet. Dadurch wird eine Verrußung der Transformatorisolierrflüssigkeit vermieden und der Stufenschalter kann zusammen mit dem Trafoaktivteil in einem Wellwandkessel untergebracht werden. Weitere Vorteile des mechanischen Stufenschalters mit Vakuumröhren sind die „Schwarzstartfähigkeit“ des regelbaren Transformators im Verteilnetz. Durch die innovative Mechanik ist der Stufenschalter bzw. der RONT in der Lage zu jedem Zeitpunkt ein- bzw. ausgeschaltet zu werden ohne in einen unzulässigen Betriebszustand zu gelangen. Durch den Einsatz von Vakuumröhren kann gänzlich auf Leistungshalbleiter verzichtet werden, was den Aufbau des Stufenschalters vereinfacht, keine Zusatzbeschaltung nötig macht und somit die Kosten für solch einen Stufenschalter senkt. Weiter besteht die Möglichkeit bei einer Störung der Ansteuerung des Stufenschalters, die einzelnen Betriebsstellungen händisch zu verändern.

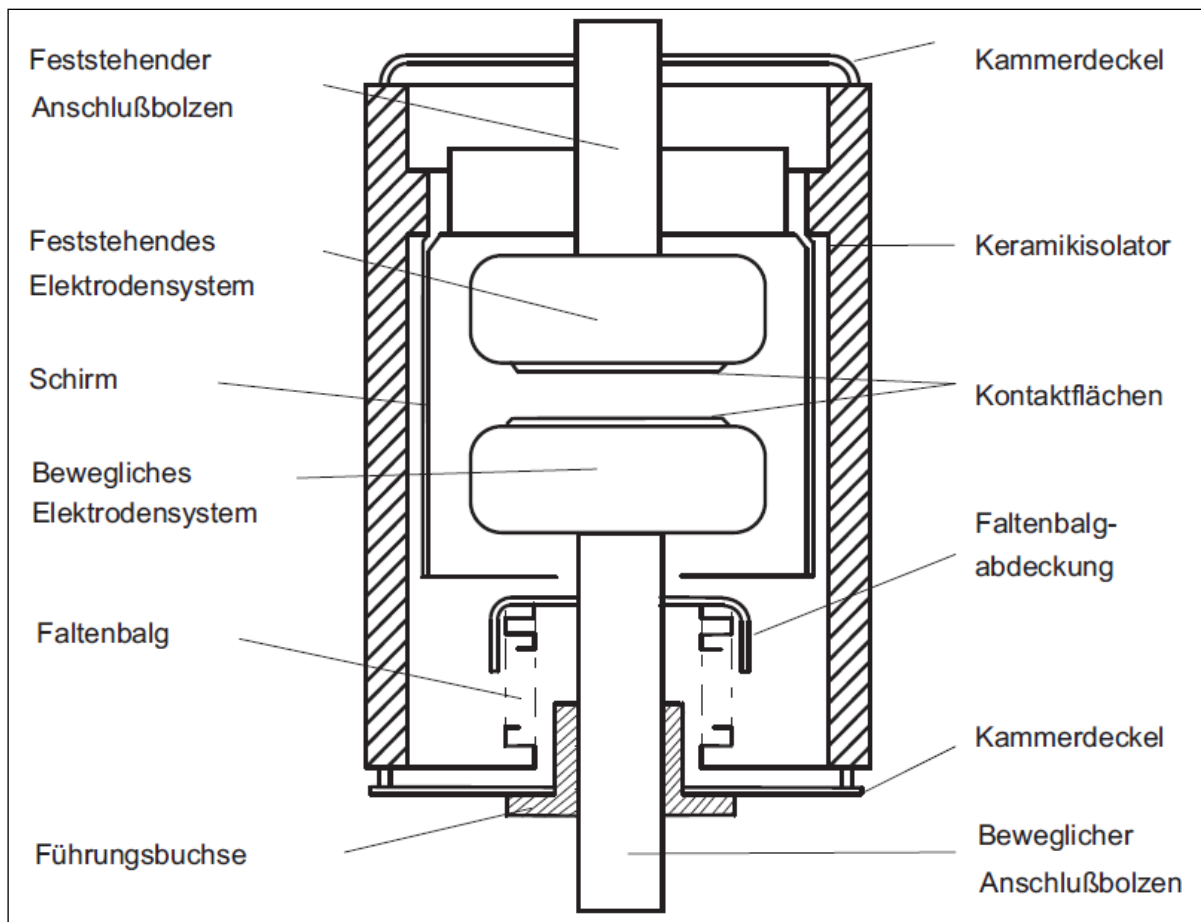


Abbildung 4.17: Prinzipieller Aufbau einer Vakuumröhre [25]

Vakuumröhren bestehen im Wesentlichen aus einem ein- oder zweiteiligen zylindrischen Keramikgehäuse, einem Schirm und dem Kontaktsystem mit einem feststehenden sowie einem beweglichen Schaltkontakt. Abbildung 4.17 zeigt ein Beispiel für den prinzipiellen konstruktiven Aufbau eines in Leistungsschaltern eingesetzten Röhrentyps mit axialem Magnetfeld.

Mit der Kontakttrennung brennt in der Vakuumschaltröhre ein Lichtbogen, dessen Plasma aus dem verdampften Metall der Kontakte besteht. Hauptsächlich abhängig von der Stromstärke nimmt der Vakuumlichtbogen als diffuser oder kontrahierter Lichtbogen zwei Hauptformen an, die grundsätzlichen Einfluss auf die Löschfähigkeit des Lichtbogens im Bereich des Stromnulldurchgangs und auf die anschließende Wiederverfestigung der Schaltstrecke haben.

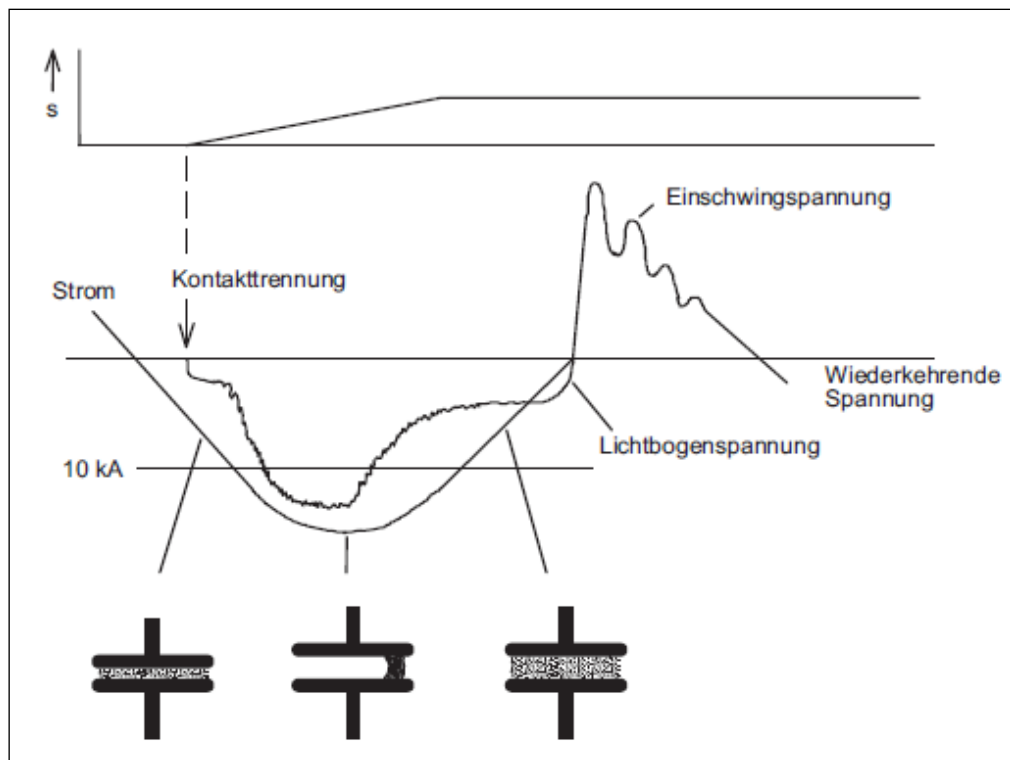


Abbildung 4.18: Prinzipieller Verlauf eines Ausschaltvorganges bei einem Vakuumschalter
(s = Kontaktentfernung) [25]

Ist während und nach dem Stromnulldurchgang keine ausreichende Entionisierung der Schaltstrecke gegeben, so ist entweder thermisch keine Stromunterbrechung möglich oder es erfolgt unter dem Einfluss der Einschwingspannung ein erneuter dielektrischer Durchschlag des Kontaktspalts. Die prinzipiellen Verläufe von Strom, Lichtbogenspannung und Einschwingspannung während eines Ausschaltvorganges, sind in Abbildung 4.18 für ein Kontaktsystem ohne zusätzliche Magnetfelder dargestellt.

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde die Vakuumröhre in Bezug auf die Bemessungsspannung so modifiziert, dass der Stufenschalter bzw. die Vakuumröhren eine max. Trafoanzapfspannung von 1200 V sicher halten können. Somit können bei einem 20 kV Transformator bspw. Stufungen von maximal $\pm 4 \times 3\%$ realisiert werden. Das entspricht einem Regelbereich von 24%.

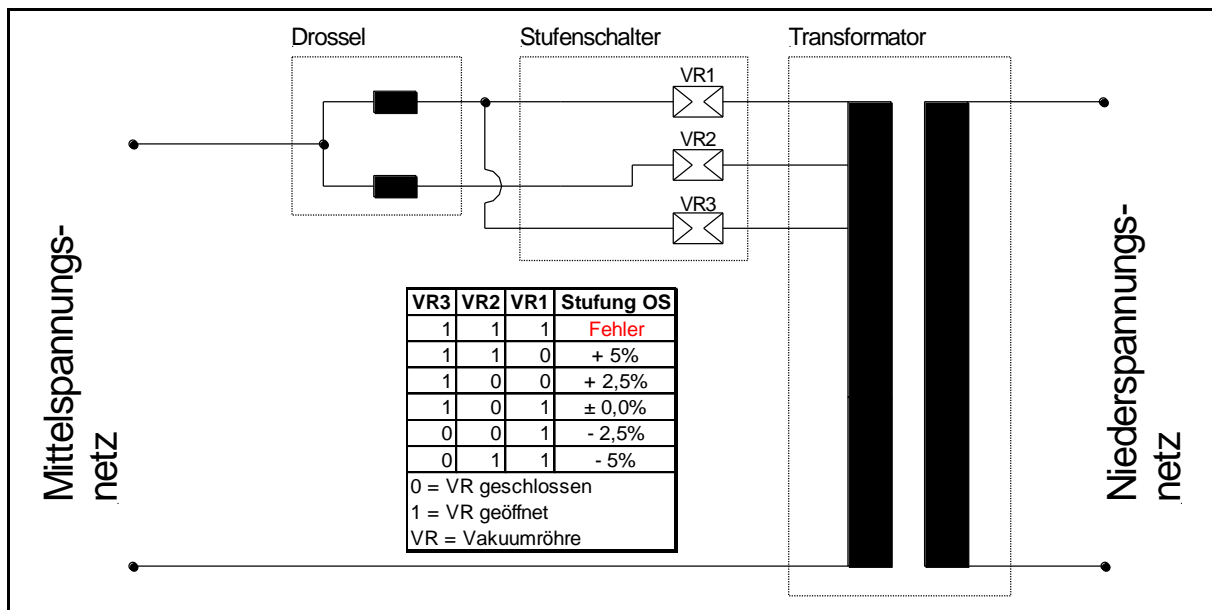


Abbildung 4.19: Einphasige Darstellung der RONT-Topologie mit Tabelle für Schalterstellungen

Entwicklung Stufenschalter

Für die mechanische Konstruktion des Stufenschalters wurde im ersten Schritt der verfügbare Platz im Transformatorkessel ermittelt.

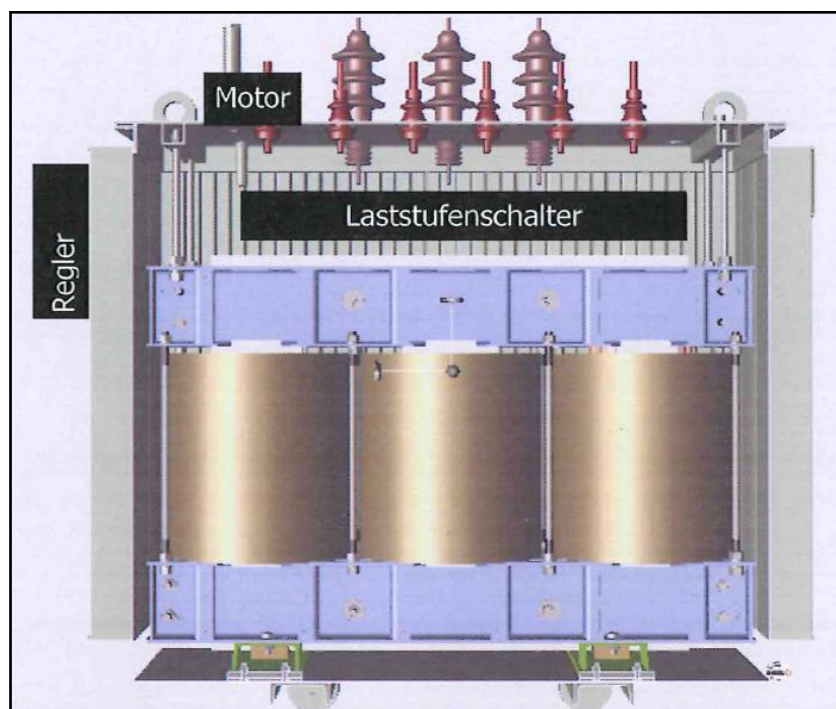


Abbildung 4.20: Bestimmungsorte für Systemkomponenten

Unter der Annahme, dass ein 250kVA Verteiltransformator mit seiner Leistung und seinem Bauvolumen der kleinste sein wird, für den der Einsatz eines Stufenschalters geeignet ist, wurde hierfür der Platzbedarf ermittelt. An Hand der Übereinstimmung mit dem Projektpartner EnergieNetz Mitte einen regelbaren Verteiltransformator ohne weiteres um

100mm zu erhöhen, konnte ein Freiraum geschaffen werden, für den es möglich ist, einen Stufenschalter zu entwickeln.

Weiteres Systemverhalten des Stufenschalters:

- Auf Grund von kleinen Abschaltströmen, im Bereich kleiner 30A, auf der Oberspannungsseite des Transformators können die Vakuumröhren „langsam“ betätigt werden. Somit ist kein Federkraftspeicher notwendig, was einen geringeren konstruktiven Aufwand bedeutet.
- Reaktorprinzip, dadurch kann bei jeder beliebigen Zwischenposition der Betriebsstrom dauerhaft geführt werden, d.h. ein Ausfall des Antriebsstranges führt zu keiner Störung
- Anordnung des Stufenschalters inkl. Überschalttransformatoren in der Mitte der OS-Wicklung, bringt zusätzlichen Schutz
- Durch den Einsatz von Vakuumröhren ist der Stufenschalter „Schwarzstartfähig“
- Check der Ansteuerelektronik und des Antriebsstranges vor jeder Stufenschaltung – „Proberuckeln mit Rückmeldung“ vor jeder Schaltung.

Nach weiteren Entwicklungsiterationen und der angestoßenen Zusammenarbeit mit dem erfahrenen Stufenschalterhersteller Maschinenfabrik Reinhausen (MR) konnte ein Stufenschalter entwickelt werden, der den umfangreichen Untersuchungen und Anforderungen Rechnung trägt.

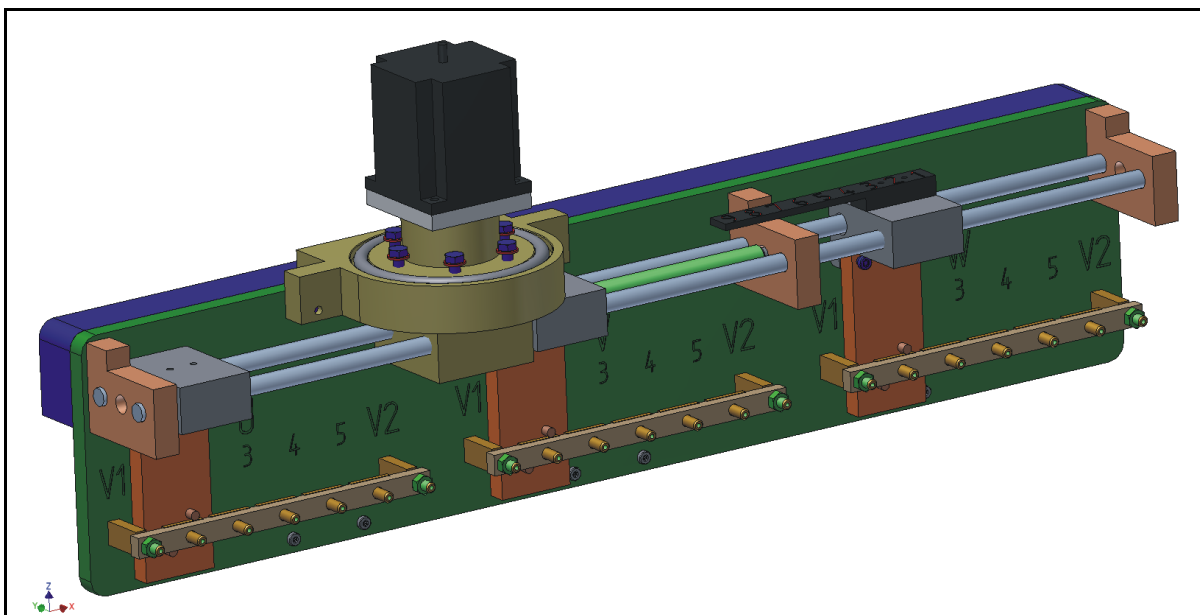


Abbildung 4.21: Finale Version des Stufenschalter-Prototyps mit Getriebe und Schrittmotor und Vakuumröhren auf der Rückseite

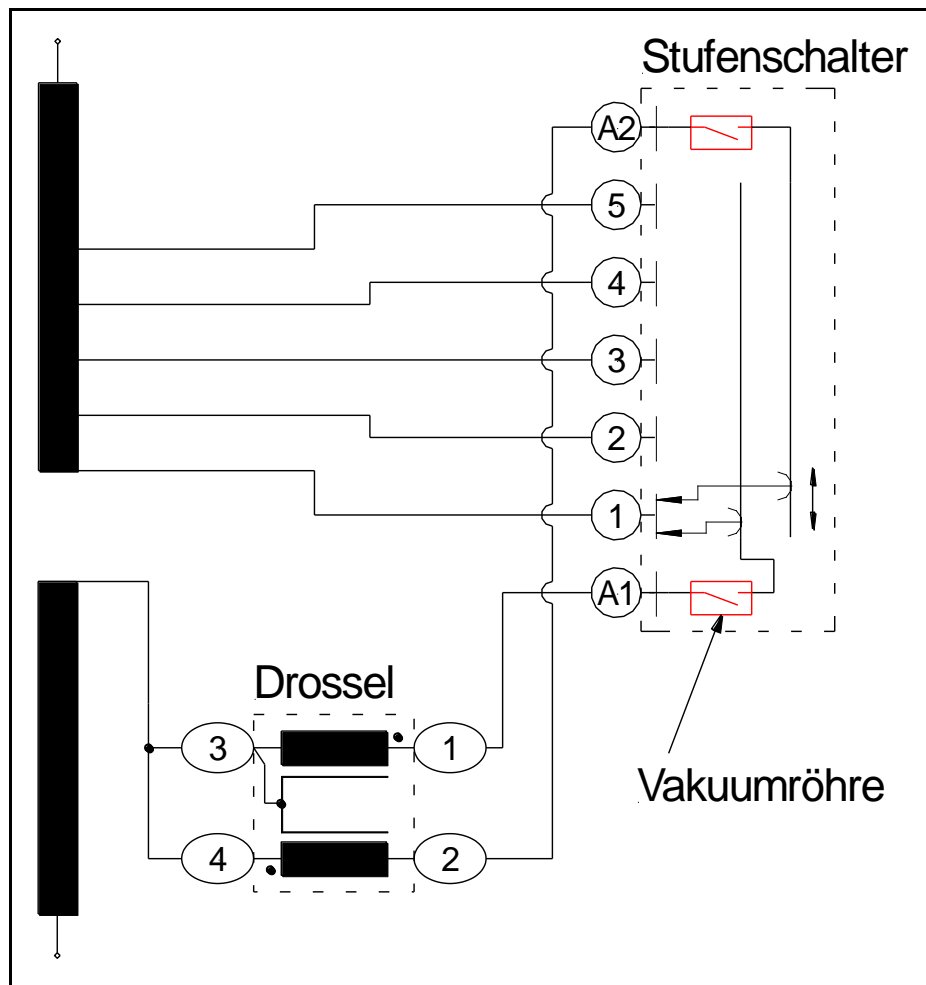


Abbildung 4.22: Einphasige Darstellung des Stufenschalters, der Drossel und der OS-seitigen Transformatorwicklung, Position in der Mitte der OS-Wicklung, ohne Ausgleichwicklung

Tabelle 4.6: Stufenschalterstellungen mit Stellung der Wählerkontakte

Betriebsstellung	ΔU_{Ns}	Stellung Wählerkontakt		Stellung Stufenschalter
1	-6 %	A1-1	A2-1	1
2	-4 %	A1-1	A2-2	2
3	-2 %	A1-2	A2-2	3
4	± 0 %	A1-2	A2-3	4
5	+2 %	A1-3	A2-3	5
6	+4 %	A1-3	A2-4	6
7	+6 %	A1-4	A2-4	7

Relevante Stufenschalternorm

Bei der Entwicklung eines Stufenschalters sind nach der Norm DIN EN 60214-1 folgende Typprüfung zu absolvieren:

- Messung der Kontakttemperatur (5.2.1)
- Schaltleistungsprüfung (5.2.2)
- Prüfung mit Kurzzeitstrom (5.2.3)
- Prüfung der Überschaltempedanz (5.2.4)
- Mechanische Prüfung (5.2.5)
- Spannungsprüfung (5.2.6)
 - Steh-Blitzstoßspannung
 - Kurzzeit-Stehwechselspannung

Stückprüfungen für einen Stufenschalter sind wie folgt zu absolvieren:

- Mechanische Prüfung (5.3.1)
- Prüfung der Schaltfolge (5.3.2)
- Spannungsprüfung der Hilfsstromkreise (5.3.3)
- Druck- und Vakuumprüfung (5.3.4)

Design Überschlalttransformator

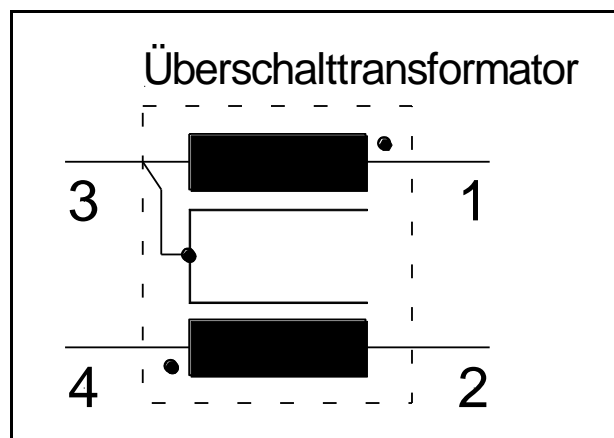


Abbildung 4.23: Schaltbild ÜT

Für die Entwicklung der Überschlalttransformatoren (ÜT) standen das geringe Bauvolumen und die geringen Verluste im Vordergrund.

Hieraus entstanden die beiden Varianten RONT „ohne Ausgleichswicklung“ und „mit Ausgleichswicklung“. Abbildung 4.24 und Abbildung 4.25 zeigen die einphasige Schaltungstopologie der beiden Varianten mit Stufenschalter und der OS-seitigen Trafowicklung.

Ohne Ausgleichswicklung

Bei der Variante „ohne Ausgleichswicklung“ kommt der Kreisstrom immer nur in den „bridging“ Position zum Fließen, d. h. beim gleichzeitigen Betrieb von zwei Anzapfungen. In dieser Stellung addieren sich die Verluste der Überschlalttransformatoren auf die Leerlaufverluste des Transformators. Somit weist der RONT in diesen Stellungen auch entsprechend höhere Verluste auf wie in den „non-bridging“ Positionen. In den „non-bridging“ Positionen verursachen die Überschlalttransformatoren nur sehr geringe Kupferverluste von

wenigen Watt. Für die Induktivität erfolgt die Berechnung aus der Trafoanzapfspannung und dem Kreisstrom. Bei dieser Variante sind das Bauvolumen und die Verluste der Überschalttransformatoren höher wie in der Variante „mit Ausgleichswicklung“.

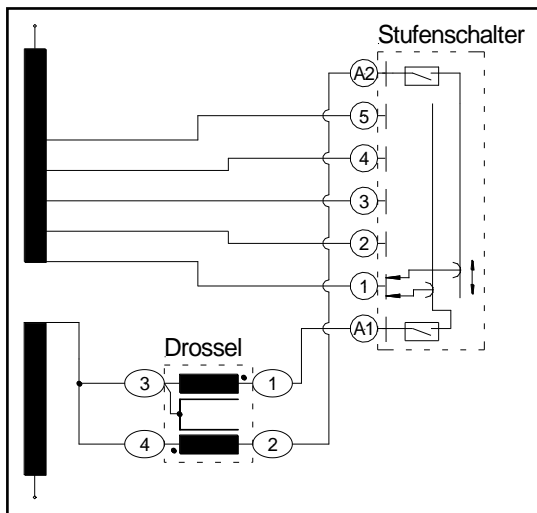


Abbildung 4.24: Einphasige Variante ohne Ausgleichswicklung

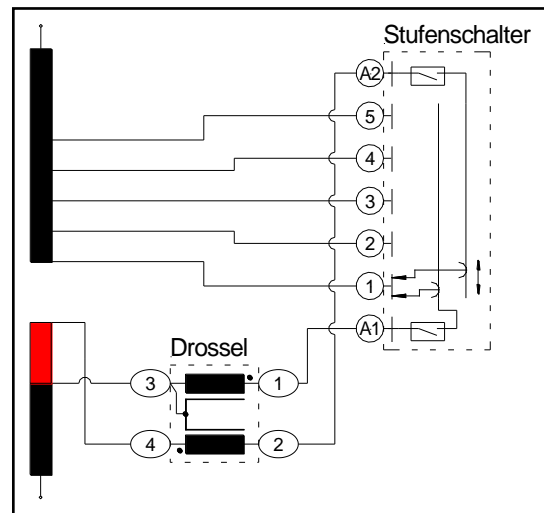


Abbildung 4.25: Einphasige Variante mit Ausgleichswicklung

Mit Ausgleichswicklung

Bei der Variante „mit Ausgleichswicklung“ wird die OS-Wicklung um eine bestimmte Anzahl von Windungen und einer zusätzlichen Anzapfung ergänzt. Die Spannung dieser Ausgleichswicklung entspricht der halben Anzapfspannung des Transformators und halbiert durch ihre Verschaltung die Spannung des Überschalttransformators. Somit halbiert sich auch die Induktivität die den Kreisstrom auf 50% begrenzt. An dem Beispiel eines 630kVA (20/0,4kV $\pm 4 \times 2\%$) Transformators reduzieren sich durch diese Variante zum einen die Verluste der Überschalttransformatoren um ca. 57% und zum anderen reduziert sich das Bauvolumen um ca. 64%. Durch diese Variante lassen sich somit kleiner Überschalttransformatoren realisieren, die sich platzsparend in den Transformator-kessel integrieren lassen.

Der Nachteil dieser Variante ist, dass sich die Verluste der Überschalttransformatoren in allen „bridging-“ und „non-bridging“ Positionen auf die Leerlaufverluste des Transformators addieren.

Auf Grund der Festlegung, dass in der „bridging“ Position 50% des Trafostrangstroms als Kreisstrom fließen dürfen, wird an Hand der Anzapfspannung und des zulässigen Kreisstrom die Induktivität des Überschalttransformators berechnet. Des Weiteren wird die Induktivität des Überschalttransformators ohne Eisenkern so gewählt, dass sie innerhalb der kurzen Zeit der Umschaltung, in der der Kern in die Sättigung geht, den Inrushstrom auf max. 200A begrenzt. Da der Inrushstrom innerhalb von 3 Perioden abklingt, ergeben sich auch hieraus keine negativen Auswirkungen auf das System.

Zusatzkomponenten

Die benötigten Komponenten wie Schrittmotor und Reglerschrank werden außerhalb des Transformatorkessels montiert. Der Schrittmotor wird auf dem Transformatorhaupt auf das Stufenschaltergetriebe montiert und kann dadurch die Stellungen des Stufenschalters verändern. Bei einem Defekt des Schrittmotors kann dieser somit durch das Lösen von 4 Schrauben ohne große Maßnahmen ausgetauscht werden. Bei demontiertem Schrittmotor können auch die Stufenschalterstellungen über ein Schauglas im Transformatorhaupt mit einem Handrad manuell verändert werden.

Der Reglerschrank, der die SPS sowie die Schrittmotorsteuerung enthält, kann entweder am Transformatorkessel oder separat in der Trafostation montiert werden.

RONT-Demonstrator



Abbildung 4.26: Im Forschungsprojekt entwickelter regelbarer Ortsnetztransformator

Nach Abschluss der Entwicklungsarbeiten und zahlreichen Untersuchungen erfolgte eine komplette Typprüfung nach Norm DIN EN 60076, die das gesamte RONT-System auf evtl. Schwachstellen prüfen sollte. Dabei lag das Hauptaugenmerk auf dem Nachweis der Kurzschlussfestigkeit, da aufgrund der hohen Kurzschlussleistung, die für diese Prüfung benötigt wird, während der Entwicklung von keinem Entwicklungspartner in vollem Umfang, durchgeführt werden konnte. Alle Prüfungen wurden in einem Prüflabor nach Norm bestanden.

Die Norm sieht hierbei folgende Prüfungen vor:

Stückprüfungen

- Messung des Wicklungswiderstandes
- Messung der Übersetzung und Prüfung der Phasendrehung
- Messung der Kurzschlussimpedanz und der Kurzschlussverluste
- Messung der Leerlaufverluste und des Leerlaufstromes
- Prüfung mit angelegter Stehwechselfspannung
- Prüfung mit induzierter Wechselfspannung
- Prüfung an Stufenschaltern falls vorhanden
- Dichtheitsprüfung mit Überdruck für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren

Typprüfungen

- Steh-Blitzstoßspannung.: 125kV
- Kurzzeit-Stehwechselfspannung.: 50kV
- Erwärmungsmessung
- Messung des Schallpegels

Sonderprüfungen

- Nachweis der Kurzschlussfestigkeit

Stufenschalter

Tabelle 4.7 zeigt die technischen Daten des aktuell verfügbaren Stufenschalters.

Tabelle 4.7: Technische Daten Stufenschalter

Phasenzahl	3
Anwendung	An beliebiger Stelle in der Wicklung
Zulässige Transformatorentypen	<ul style="list-style-type: none">• Freiatmend mit Ölausdehnungsgefäß• Vollständig ölgefüllte Hermetiktransformatoren (ohne Gaspolster)
Maximaler Bemessungsdurchgangsstrom	30 A
Bemessungskurzzeitstrom	600 A
Bemessungskurzschlussdauer	3 s
Bemessungsstoßstrom	1500 A
Maximale Bemessungsstufenspannung	600 V
Maximale Bemessungsanzapfungsspannung	1200 V
Stufenleistung	9.000 VA
Maximale Anzahl Betriebsstellungen	9
Höchste Spannung für Betriebsmittel Um	24 kV
Bemessungsfrequenz	50 Hz
Temperaturbereich des Transformatoröls	-25 °C...+105 °C
Zulässiger Absolutdruck im Betrieb	minimal 0,7 bar, maximal 1,3 bar
Maximale Druckdifferenz innen/außen	0,4 bar (Restdruck bei Vakuumtrocknung ca. 10^{-3} bar)
Maximale Schaltzahl	700.000
Schutzklasse	IP 54
Aufstellungsort	Innenraum

Ökodesign-Richtlinie

Die Ökodesign-Richtlinie dient der Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte. Für Transformatoren soll die Richtlinie in zwei Schritten umgesetzt werden. Der erste Schritt soll ab dem 1. Juli 2015 der zweite Schritt ab dem 1. Juli 2021 erfolgen. Für einen 630kVA RONT sind die Verluste wie folgt definiert:

Schritt 1 ab dem 1. Juli 2015

- Leerlaufverluste P_0 600 Watt (A_0) + 20% Toleranz
- Kurzschlussverluste P_k 6500 Watt (C_k) + 5% Toleranz

Schritt 2 ab dem 1. Juli 2021

- Leerlaufverluste P_0 540 Watt (A_0 -10%) + 10% Toleranz
- Kurzschlussverluste P_k 4600 Watt (A_k) + 0% Toleranz

Bis zum 1. Juli 2021 ist der RONT aktuell schon in der Lage diese Vorgabewerte einzuhalten. Ab dem 1. Juli 2021 werden auch beim RONT konstruktive Maßnahmen erforderlich.

In Bezug auf die geforderten geringen Leerlaufverluste, besteht auch heute schon die Möglichkeit den RONT in amorphem Kernmaterial zu fertigen. Dies bedeutet bspw. beim einem 630kVA RONT eine Reduzierung der Trafo-Leerlaufverluste (inkl. Überschlusstransformatoren) auf 400W (A_0 -33%)

Fazit

Auf Grund der konservativen Einstellung von Energieversorgern in Bezug auf Leistungselektronik in Transformatoren, konnte durch die Entwicklung eines mechanischen Stufenschalters mit Vakuumtechnik eine Lösung entwickelt werden, die zum einen den hohen Anforderungen der Energieversorger gerecht wird und zum anderen eine kostengünstige Alternative zu evtl. Netzausbau darstellt. Des Weiteren konnte durch diese Entwicklung eine Möglichkeit geschaffen werden, den Ausbau erneuerbarer Energien weiter voran zu treiben.

4.1.3.2 Labormuster Leistungselektronischer Stufenschalter

Für die experimentelle Untersuchung des elektronischen Konzepts wurde ein leistungselektronischer Stufenschalter für einen durch J. Schneider angefertigten skalierten einphasigen Transformatorprototyp (Übersetzungsverhältnis 2kV/0,23kV; Scheinleistung 2kVA) entwickelt und aufgebaut. Auf Grundlage der Analyse der durchgeführten Simulationen erfolgte dabei die Konzeption eines an die Spezifikationen dieses Transformators angepassten Stufenschalter-Prototyps.

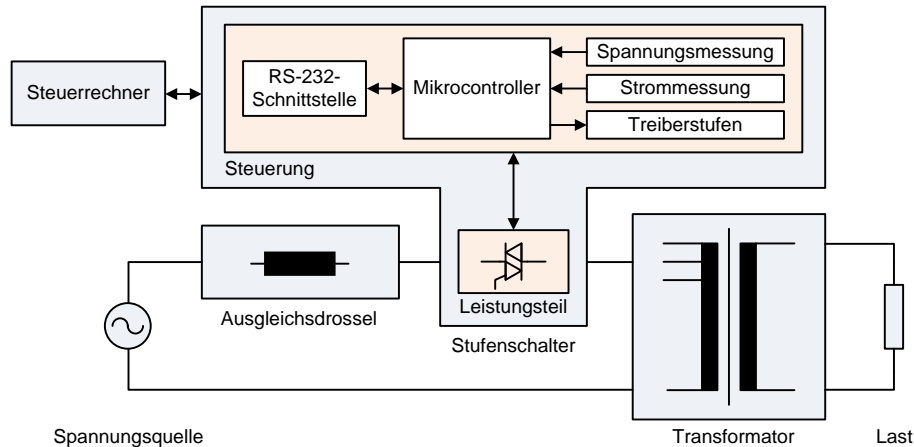


Abbildung 4.27: Blockschaltbild einphasiger leistungselektronischer Laststufenschalter

Wie in Abbildung 4.27 dargestellt, lässt sich der Stufenschalter grob in Steuerung und Leistungsteil unterteilen. Der Leistungsteil besteht dabei aus den für den Prototyp verwendeten 600V-Triacs, während die Steuerung alle für die Ansteuerung der Triacs benötigte Mess- und Steuerelektronik beinhaltet. Diese umfasst einen Mikrocontroller, Strom- und Spannungsmessung, Treiberstufen sowie eine Schnittstelle zu einem Steuerrechner. In der Umsetzung wurde für Steuerung und Leistungsteil jeweils eine separate Platine vorgesehen, welche dann über entsprechende steckbare Kontakte verbunden werden.

Als Mikrocontroller wurde ein Produkt aus der C2000-Familie der Firma Texas Instruments eingesetzt, welches sich direkt durch Matlab/Simulink erzeugten Programm-Code programmieren lässt. Die Kombination von Mikrocontroller und Matlab/Simulink stellt ein sogenanntes Rapid-Prototyping-System dar (siehe Abbildung 4.28), was eine effiziente Entwicklung von Betriebsführung und Steuerung des Stufenschalters ermöglichte. Ergänzt wurde der Mikrocontroller durch eine nachgeschaltete Logikschaltung, die u. a. zum Abfangen von unzulässigen Schaltzuständen diente. Die Spannungsmessung wurde durch entsprechende Spannungsteiler und einen galvanisch getrennten Isolationsverstärker realisiert. Für die Strommessung kamen Hall-Effekt-Sensoren zum Einsatz, welche ebenfalls Leistungsteil und Steuerung galvanisch voneinander trennen. Beide Messketten wurden dabei software-mäßig mittels einer entsprechenden Referenz-Messung kalibriert um eine ausreichend genaue Messwerterfassung zu gewährleisten. Als Treiberstufe wurde eine leicht modifizierte Version einer bewährten IGBT-Treiberstufe verwendet. Für die Übermittlung der Schaltbefehle wurde eine Kommunikationsschnittstelle realisiert, welche es erlaubt, einen Steuerrechner über RS-232 mit dem Stufenschalter zu verbinden. Neben der Übermittlung von Befehlen zum Umschalten, ermöglicht die entwickelte Steuersoftware u. a. auch die Visualisierung der jeweils aktuellen Stufenstellung.

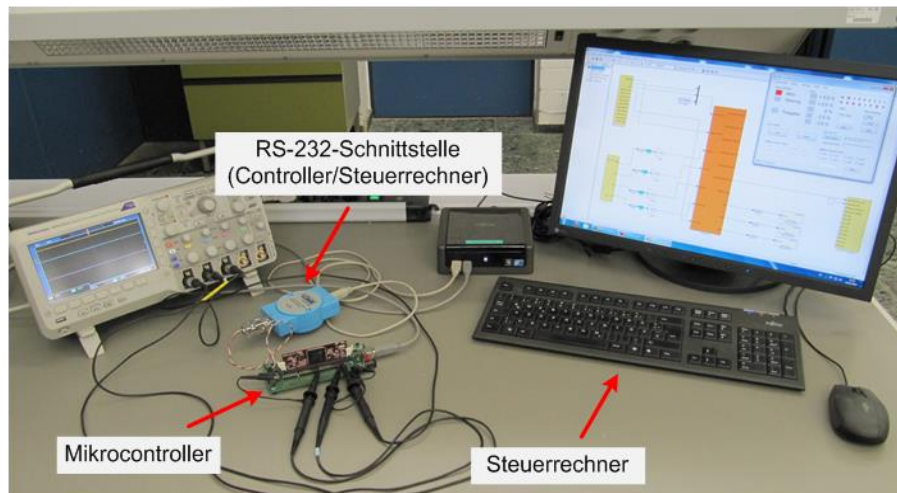


Abbildung 4.28: Rapid-Prototyping-Entwicklungsumgebung mit Mikrocontroller und Matlab/Simulink

Für die Verwendung der für die Simulationen in Matlab/Simulink/PLECS entwickelten Steuerung und Betriebsführung für die Implementierung der Prototyp-Ansteuerung waren nur wenige Anpassungen notwendig. Diese umfassten u. a. die Anbindung der entsprechenden Schnittstellen zum Mikrocontroller wie bspw. Messungen und Steuersignale für die Treiberstufen. Abbildung 4.29 und Abbildung 4.30 zeigen das aufgebaute Funktionsmuster des Laststufenschalters bzw. den gesamten Laboraufbau mit Transformator und Ausgleichsdrossel.

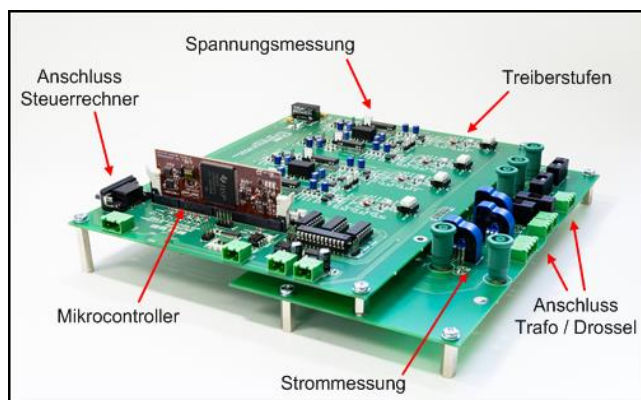


Abbildung 4.29: Steuer- und Leistungsplatine des Laststufenschalters

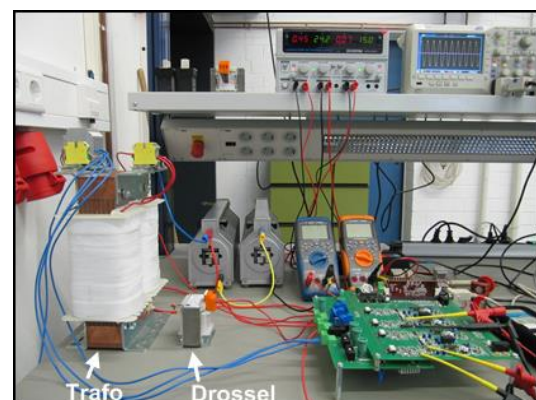


Abbildung 4.30: Laboraufbau Laststufenschalter mit Transformator und Ausgleichsdrossel

In Abbildung 4.31 und Abbildung 4.32 sind exemplarisch zwei Verläufe der Ausgangsspannung beim Umschalten des Stufenschalters dargestellt. Zum einen ist die Veränderung der Ausgangsspannung bei Verringerung der Trafo-Ausgangsspannung ausgehend von der 0%-Stufe auf -2,5% bzw. -5% zu sehen. Zum anderen ist detaillierter das Umschalten einer 2,5%-Stufe gezeigt. Die 0%-Stufe bzw. der Ausgangswert der Spannung ist hierbei jeweils als rote gestrichelte Linie eingezeichnet und die Umschaltzeitpunkte sind durch rote Pfeile markiert. Bei den durchgeführten Messungen wurde aufgrund der durch die Labor-Sicherheitsrichtlinien gegebenen Randbedingungen Eingangsspannungen im Bereich von ~230V verwendet. Durch die Messungen konnten die Ergebnisse der Simulationen – unter Berücksichtigung der veränderten Spannungslevel – bestätigt werden.

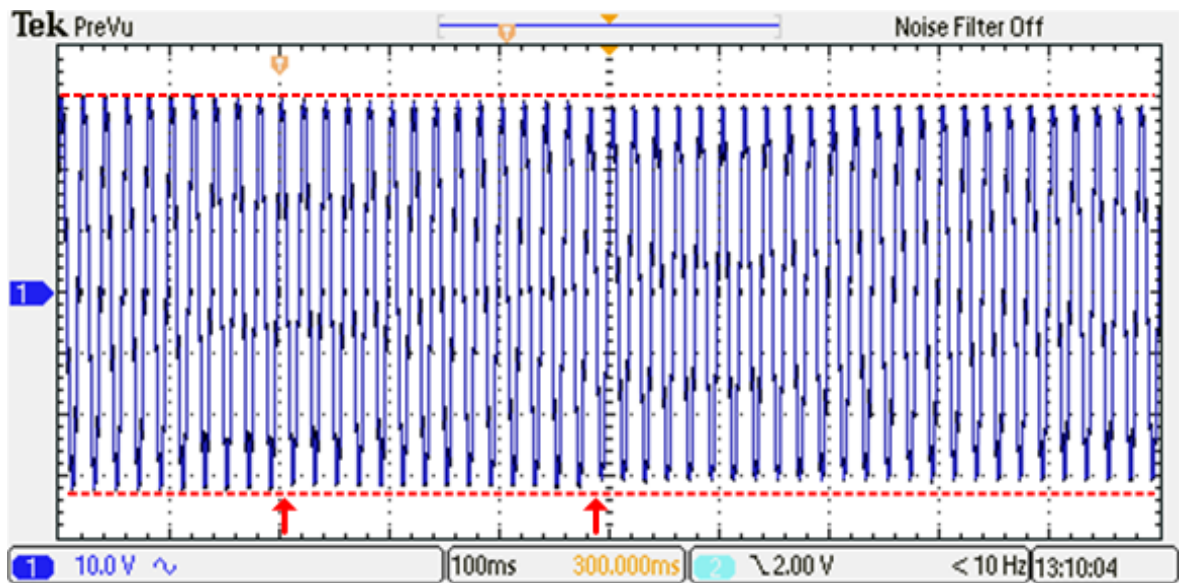


Abbildung 4.31: Verlauf Ausgangsspannung bei Umschalten 0% > -2,5% > -5% ($U_{\text{Eingang}}=200\text{V}$, $U_{\text{Ausgang},0\%}=23\text{V}$)

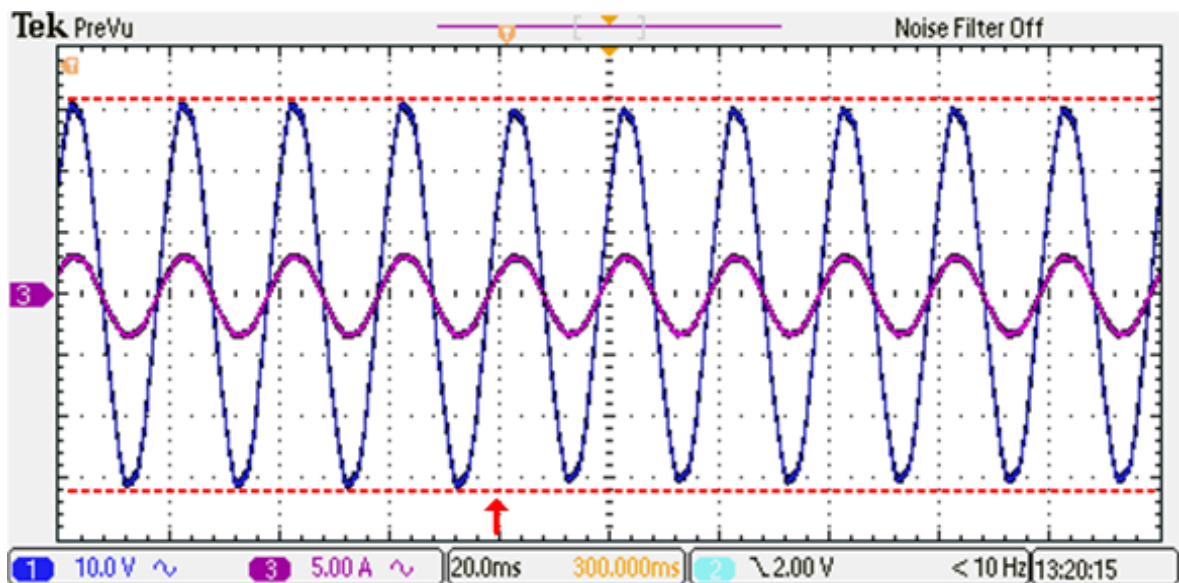


Abbildung 4.32: Verlauf von Ausgangsspannung (blau) und Ausgangsstrom (lila) bei Umschalten einer 2,5%-Stufe ($U_{\text{Eingang}}=200\text{V}$, $U_{\text{Ausgang},0\%}=23\text{V}$)

4.2 Regelungs- und Betriebsverfahren für die regelbare Ortsnetzstation

In diesem Kapitel wird detailliert auf die entwickelten und implementierten Regelungs- und Betriebsführungsverfahren eingegangen. Die Arbeiten bezüglich der kommunikativen Einbindung der regelbaren Ortsnetzstation sind in Kapitel 4.3 dargelegt.

4.2.1 Konzept für die Entwicklung und praktische Umsetzung der Regelungs- und Betriebsführungsverfahren

Vor dem Hintergrund des Einsatzes der in diesem Projekt zu entwickelnden Plattform für die Regelungs- und Betriebsverfahren für die AINS und deren Einsatz in einem realen Netzgebiet wurde der Ansatz einer modellbasierten Softwareentwicklung gewählt und umgesetzt. Abbildung 4.33 beschreibt die notwendigen Entwicklungsschritte beginnend von der Simulation über die Labortests bis hin zu dem Feldtestbetrieb.

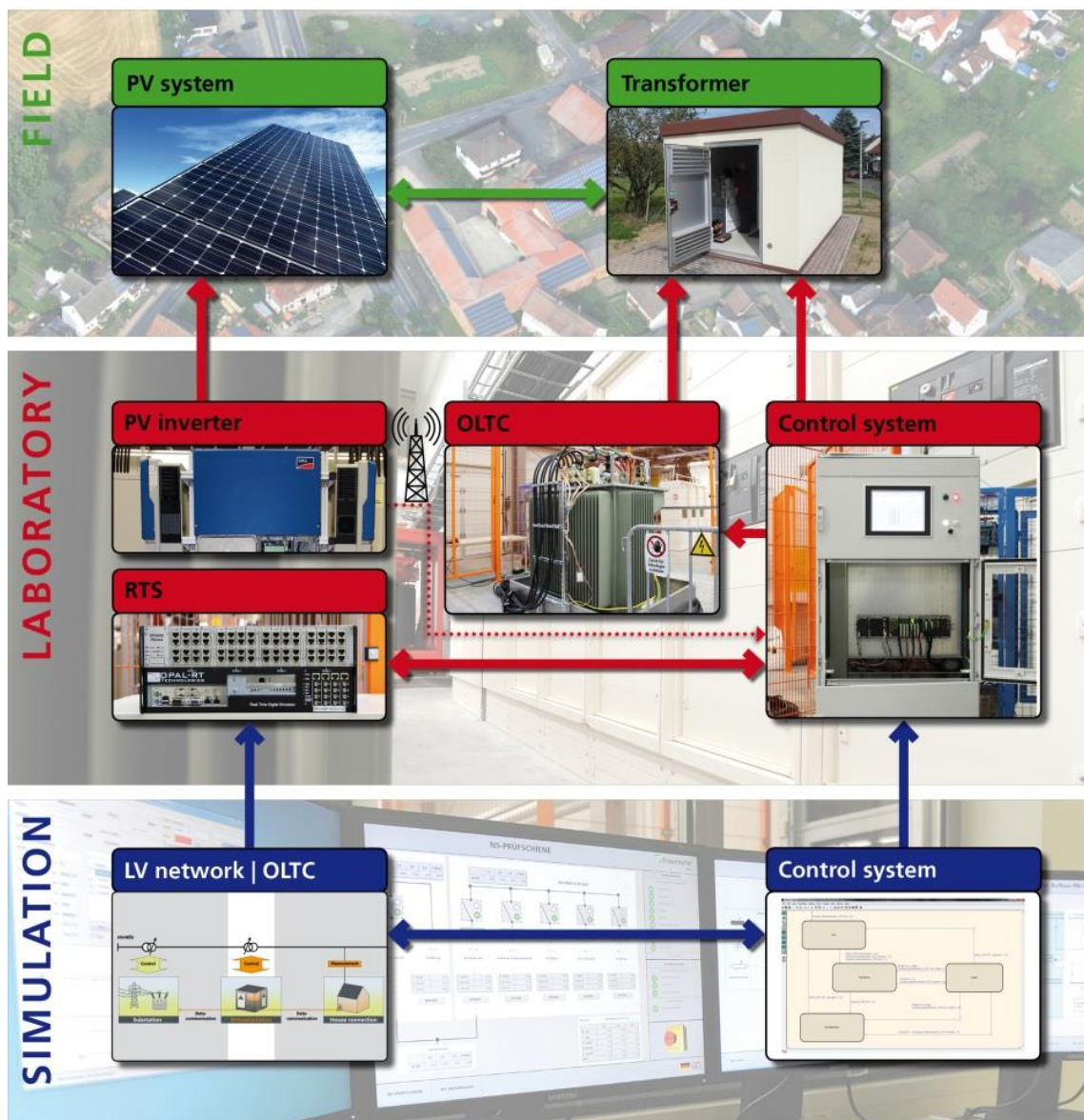


Abbildung 4.33: Umsetzung des Ansatzes der modellbasierten Softwareentwicklung sowie der Einsatz von HiL-Verfahren für die Entwicklung der Regelungs- und Betriebsverfahren

4.2.1.1 Beschreibung der Entwicklungsstufen bis zur Realisierung

Für die Entwicklung der Regelungs- und der Betriebsführungsverfahren standen Netzmodelle für umfangreiche Simulationen zur Verfügung. Hierfür wurden sowohl generische Testnetze als auch reale Niederspannungsnetze (Felsberg-Niedervorschütz) verwendet. Die Modellbildung wurde in der Simulationsumgebung Matlab®-Simulink®-SimPowerSystems™ durchgeführt. Dies hatte den Vorteil, dass sowohl die Regelverfahren und die Betriebsführung selbst, als auch das Netzmodell innerhalb einer Umgebung entwickelt und getestet werden konnten.

Hinsichtlich des späteren Einsatzes einer speicherprogrammierten Steuerung (SPS) als zentrale Intelligenz für den Prototyp der AINS bestand die Möglichkeit eine automatische Codegenerierung der entwickelten Algorithmen ausführen zu lassen. Dadurch konnten die Entwicklungszeiten durch den Wegfall der händischen Übertragung vom Simulationsprogramm hin zu SPS geeigneten Programmierumgebungen verkürzt werden. Des Weiteren wurde ein SPS-Produkt eingesetzt, das eine Online-Simulation ermöglicht. Dabei wird der automatisch generierte Code auf der SPS ausgeführt, währenddessen das Netzmodell unter SimPowerSystems™ berechnet wurde.

Als abschließender Schritt der Modellierung und Simulation wurden Echtzeit-Simulationen durchgeführt, bei der sowohl die Regelungs- und Betriebsführung, als auch das Netzmodell in Echtzeit ausgeführt werden. Hierbei kam ein Hardware-in-the-Loop (HiL) System zum Einsatz, welches in SimPowerSystems™ modellierte Netze direkt übernehmen kann. Zu diesem Zeitpunkt der Entwicklung wurden auch die externen Schnittstellen der SPS (z. B. Kommunikationsschnittstellen oder Messstellen) integriert und getestet. Durch diese möglichst komplette Nachbildung des realen Systems bestand die Möglichkeit, viele Fragestellungen möglichst früh in der Entwicklungsphase erkennen und lösen zu können.

Nach erfolgreichem Abschluss der Modellierungs- und Simulationsphase steht in den nächsten Phasen der Labor- und Feldtestbetrieb (siehe Kapitel 0) im Mittelpunkt. Im Labor „IWES-Systec“ des Fraunhofer IWES konnte der Prototyp für die Validierung der Regelungs- und Betriebsführung durch den Einsatz des HiL-Systems das Netzverhalten beliebiger Niederspannungstestnetze (z. B. auch das Netz für den Pilotbetrieb) an der Niederspannungssammelschiene des regelbaren Transformators im Labor durch Einsatz geeigneter Komponenten nachgebildet werden. Durch diese umfangreichen Testmöglichkeiten wurde der Prototyp der Regelungs- und Betriebsführungseinheit auf den Feldtestbetrieb erfolgreich vorbereitet.

4.2.1.2 Praktische Umsetzung der Regelungs- und Betriebsführungsverfahren

Die Umsetzung für den Feldtest erfolgte mittels einer SPS. Folgende Mindestanforderungen wurden an das System gestellt:

- Automatische Codegenerierung: Das entwickelte Simulink-Modell der Regelungs- und Betriebsführungseinheit soll automatisch in ausführbaren Code umgewandelt werden.
- Online-Simulation: Der genierte Code auf dem Echtzeitsystem soll mit dem vorhandenen Netzmodell in Matlab®-Simulink®-SimPowerSystems™ getestet werden können, um Übersetzungsfehler ausschließen zu können.

- Umfangreiche Kommunikationsschnittstellen: Für die kommunikative Anbindung der Regelungs- und Betriebsführungseinheit sind umfangreiche Kommunikationsschnittstellen vorzusehen, wie z. B. IEC61850 Server / Client
- Messwerterfassungsmodule: Für die Erfassung des Systemzustands sind Messungen elektrischer Größen wie Spannung, Strom, Leistung etc. und deren flexible Verarbeitung notwendig.

Aktuell ist eine Vielzahl diverser Hersteller von SPS-Produkten auf dem Markt verfügbar. Aufgrund der spezifizierten Anforderungen an das SPS-System wurde sich für die Firma Bachmann entschieden. Abbildung 4.34 zeigt die eingesetzte Lösung mit den entsprechenden Modulen und Schnittstellen. Für den Pilotbetrieb wird die SPS in einem Schaltschrank mit Display zur Vor-Ort-Bedienung innerhalb der begehbaren Ortsnetzstation aufgebaut (siehe Abbildung 6.11).

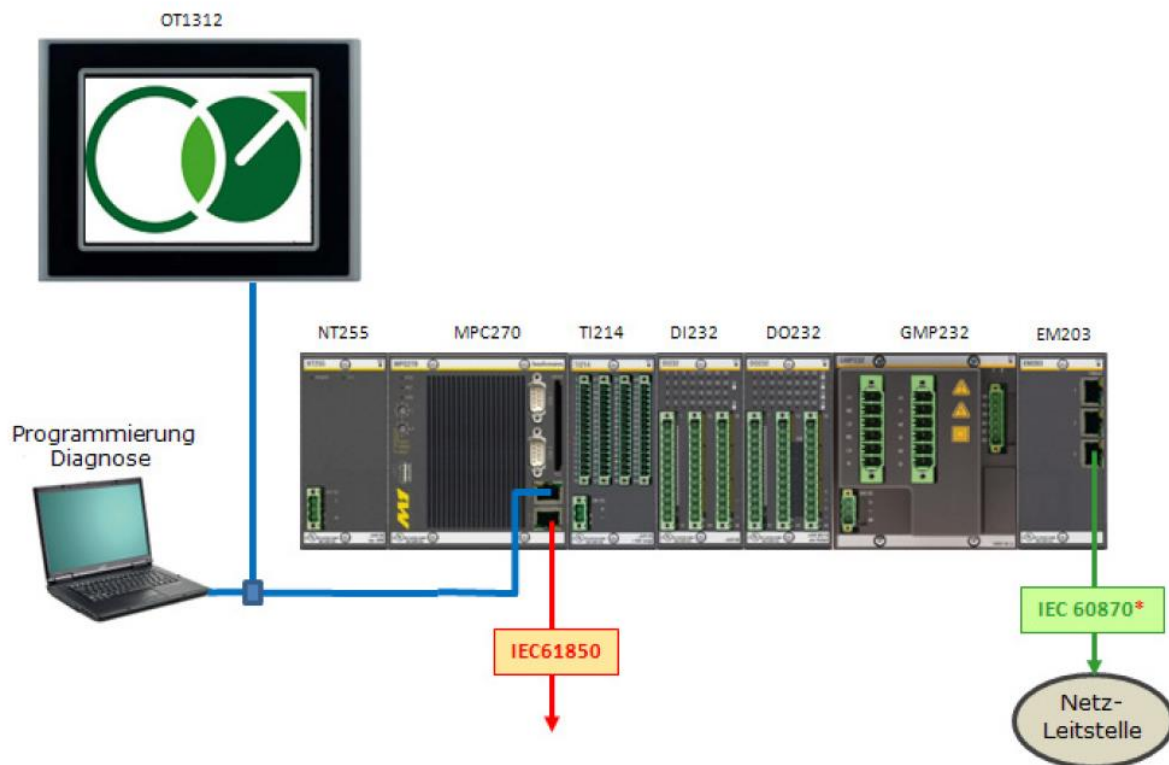


Abbildung 4.34: Aufbau der SPS für die Regelungs- und Betriebsführung der aktiven, intelligenten Netzstation

4.2.2 Modularer Aufbau der Regelungs- und Betriebsführungseinheit der aktiven, intelligenten Netzstation

Abbildung 4.35 stellt den modularen Aufbau der Regelungs- und Betriebsführungseinheit der AINS dar. Die notwendigen Schnittstellen für die Integration der Regelungs- und Betriebsführungseinheit in die Netzstation werden in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern spezifiziert. Im Wesentlichen sind diese:

- Kommunikative Anbindung von PV-WR
- Kommunikative Anbindung an die Leitwarte des Netzbetreibers
- Steuerung des regelbaren Transformators

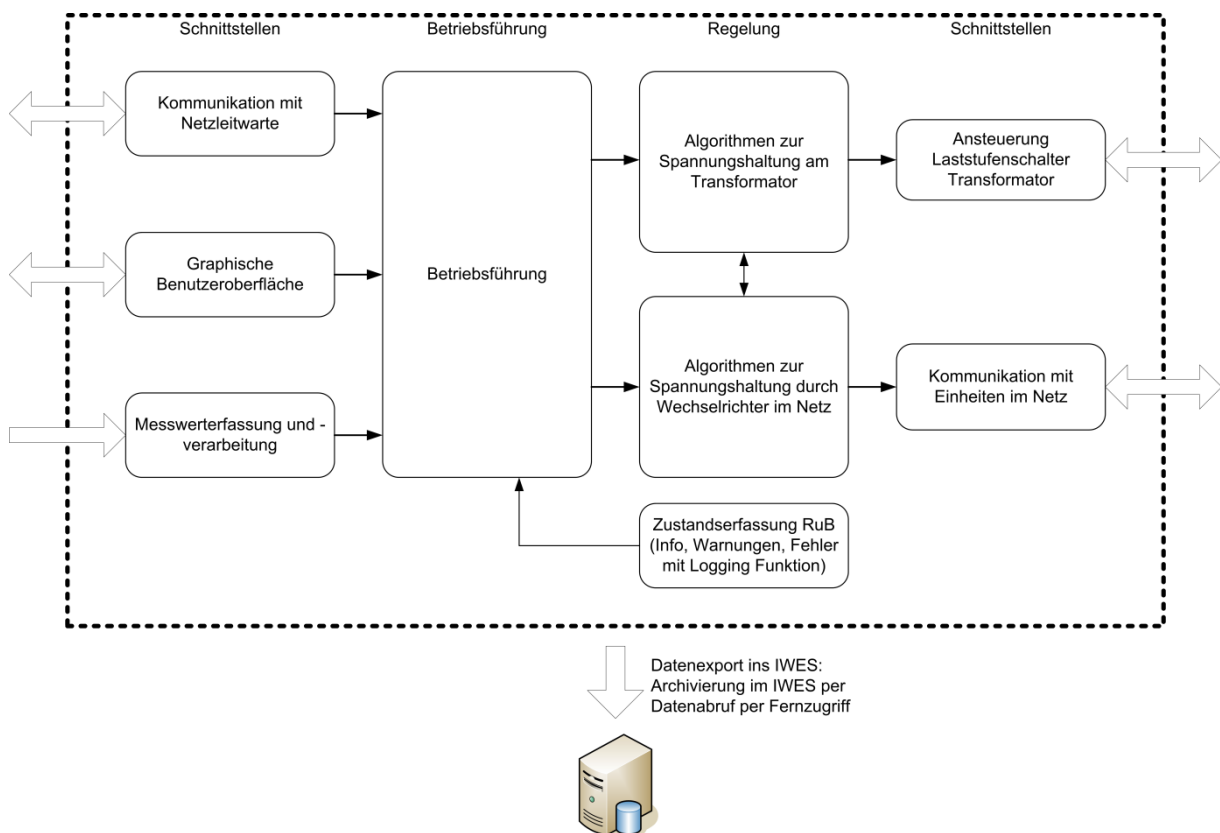


Abbildung 4.35: Modularer Aufbau der Regelungs- und Betriebsführungseinheit der aktiven, intelligenten Netzstation

4.2.2.1 Messwerterfassung und -verarbeitung

Die Messstelle in der Ortsnetzstation wird direkt durch die eingesetzte SPS (Hersteller Bachmann) mit dem GMP232-Modul (Grid Measurement and Protection) erfasst. Die Spannungsmesssignale können direkt abgegriffen werden, die Strommessung erfolgt mit Stromwandlern. Das Modul berechnet intern aus den gemessenen Spannungen und Strömen eine Vielzahl unterschiedlicher elektrischer Messgrößen, die alle 20ms aktualisiert als Mittel- bzw. Effektivwerte bereitgestellt werden. Verschiedene selbst programmierte Funktionen verarbeiten die 20ms-Mittelwerte weiter. Zum einen wird eine Mittelwertbildung ausgesuchter Werte für die Regelungsfunktionen und die Visualisierung durchgeführt. Die Mittelungszeit ist einstellbar und liegt aktuell bei 1 s. Zum anderen werden die Messwerte in einer SQLite Datenbank archiviert. Im Feldtest werden außerdem noch die

Temperaturverläufe des Transformators, in der Ortsnetzstation und der Außentemperatur mitgeloggt und archiviert.

Eine weitere Funktionalität ist die transiente Aufzeichnung der Messwerte bei einem abnormalen Netzverhalten wie z. B. bei Über-/Unterspannungen bzw. Netzfehler sowie Überströmen. Außerdem wird bei jedem Schaltvorgang des Transformators eine transiente Aufzeichnung durchgeführt. Diese erfolgt mit 5 kHz und einer Zeitdauer von 8 s. Die Archivierung erfolgt im COMTRADE-Format, welches einen Standard im Bereich der Schutzgerätetechnik darstellt.

4.2.2.2 Graphische Benutzeroberfläche

Die graphische Benutzeroberfläche soll verschiedene Funktionalitäten erfüllen. Zum einen dient sie als reine Anzeige des aktuellen Zustands des Systems. Weiter soll die Möglichkeit bestehen, vor Ort die Betriebsart und die Regelungsparameter auszuwählen, z. B. durch Wartungspersonal des Netzbetreibers. Durch eine Auswahlmöglichkeit per Schalter kann das System zwischen Vor-Ort und Fernwartung umgestellt werden. Dadurch ist gewährleistet, dass lokal vorgenommene Einstellungen nicht per Fernwartung verstellt werden können. Die Umsetzung der graphischen Benutzeroberfläche für die Anlage im Feldtest ist auszugsweise in Abbildung 4.36 und Abbildung 4.37 gezeigt.

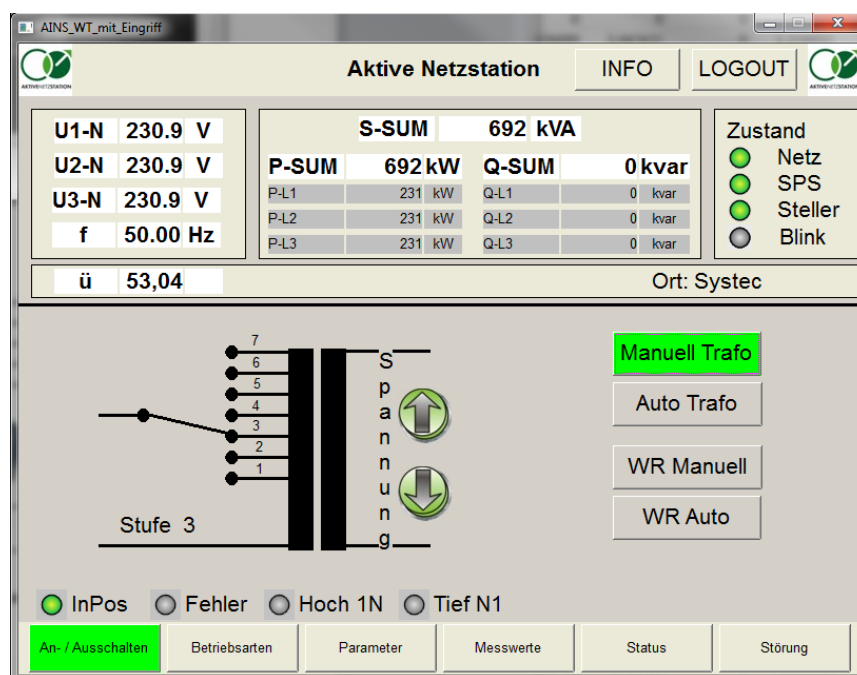


Abbildung 4.36: Bedienung der Regelungs- und Betriebsführungseinheit – Betriebsarten

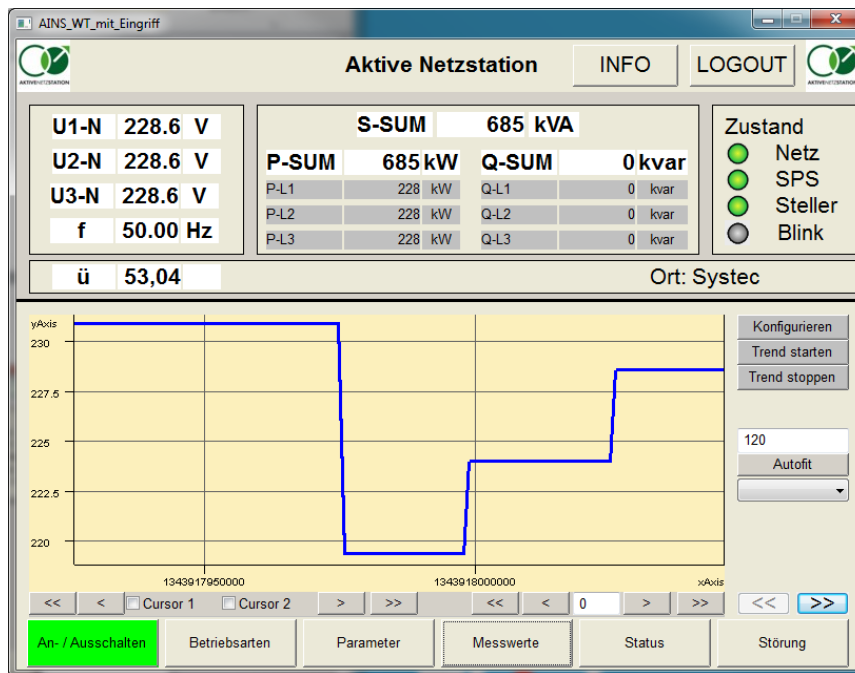


Abbildung 4.37: Bedienung der Regelungs- und Betriebsführungseinheit – Messwerte

4.2.2.3 Ansteuerung Laststufenschalter Transformator

Dieses Modul übernimmt die Ansteuerung des Stufensteller durch Schalten von Digital I/O Signalen der SPS aufgrund einer Anforderung des Regelverfahrens. Der Nutzer kann als Parameter die minimale Zeitdauer zwischen zwei Schaltungen einstellen. Aktuell wird eine Zeit von 60 s verwendet. Dies soll verhindern, dass der Laststufenschalter mehrmals schnell hintereinander schaltet. Technisch gesehen stellt die schnelle Schaltung laut Projektpartner J. Schneider für den Stufensteller und den Transformator kein Problem dar, jedoch ist aus Netzsicht ein ruhigeres Verhalten wünschenswert. Die genaue Spezifikation der Schnittstelle ist in Tabelle 4.8 gezeigt.

Tabelle 4.8: Schnittstelle für die Ansteuerung des Laststufenschalters durch die SPS

Name	Beschreibung	Digital-Out Modul	Kanal
1N	Schaltrichtung 1 --> N / Höher	6	1
N1	Schaltrichtung N --> 1 / Tiefer	6	2
		Digital-In Modul	Kanal
Fehler	Fehler des Schrittmotors	5	1
In_Pos	Zeigt an, ob der Schalter in Position ist	5	2
1-N	Laufzeitsignal	5	3
N-1	Laufzeitsignal	5	4
BCD_1	Aktuelle Stellung	5	5
BCD_2	Aktuelle Stellung	5	6
BCD_4	Aktuelle Stellung	5	7
BCD_8	Aktuelle Stellung	5	8
BCD_10	Aktuelle Stellung	5	9

Zur Verstellung der Stufe wird entweder ein Signal zur Erhöhung oder Erniedrigung der Schaltstufe gegeben. Der Laststufensteller gibt mehrere Zustandssignale an die Steuerung zurück. Es kann dadurch ausgelesen werden, ob der Stufensteller in Position ist oder gerade verstellt wird. Weiter wird bei einem internen Fehler dieser rückgemeldet und durch die SPS weiterverarbeitet. Die aktuelle Stufenstellung wird per BCD-Code zurückgemeldet.

4.2.2.4 Betriebsführung

Die Betriebsführung kann sich in mehreren Zuständen befinden, die ein unterschiedliches Verhalten bedeuten. Diese sind im Einzelnen:

- Grundeinstellung
 - Einschalten (Boot up)
 - Softwareupdate
 - Ausschalten (Einstellen einer definierte Spannungsstufe oder Beibehalten der letzten Einstellung)
- Betriebsmodi: Tabelle 4.9 beschreibt die verschiedenen Betriebsarten der aktiven, intelligenten Netzstation, die für den Pilotversuch implementiert werden sollen.

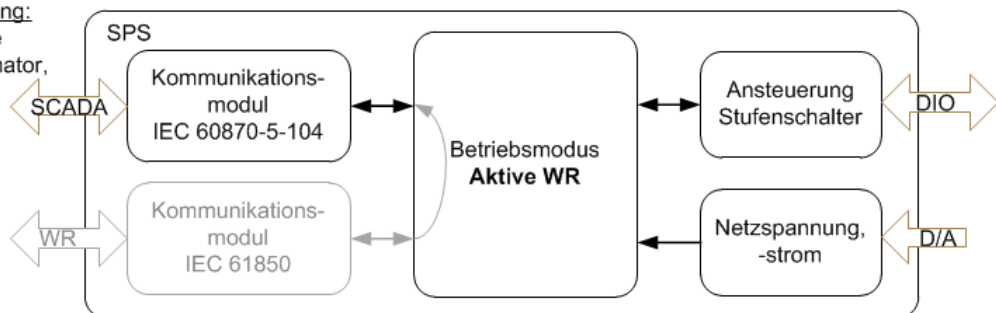
Tabelle 4.9: Übersicht der Betriebsarten der aktiven, intelligenten Netzstation

Betriebsart Nr. 1: Aktive Wechselrichter

- Feste Einstellung einer Schaltstufe
- PV-WR im Netz können mit lokalen Blindleistungsregelungen betrieben werden
- Kommunikation mit Netzleitwarte vorhanden
- Keine Kommunikation zwischen PV-WR und Netzstation.

Vorgabe / Rückmeldung:
Betriebsmodus, Feste
Schaltstufe Transformator,
Spannung(en),
Leistung(en)

Rückmeldung:
Spannung(en),
Leistung, Parameter



Betriebsart Nr. 2: Aktive Netzstation

- Regelung Schaltstufe mit Informationen/Messungen aus der Netzstation (NS-Sammelschiene Transformator)
- PV-WR im Netz können mit lokalen Blindleistungsregelungen betrieben werden
- Kommunikation mit Netzleitwarte vorhanden
- Keine Kommunikation zwischen PV-WR und Netzstation.

Vorgabe:

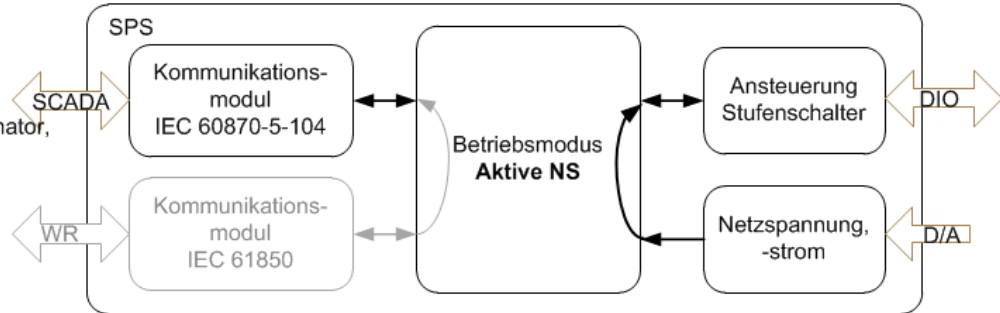
Betriebsmodus,
Parametrierung
(Regelband, etc.)

Rückmeldung:

Schaltstufe Transformator,
Spannung(en),
Leistung(en)

Rückmeldung:

Spannung(en),
Leistung, Parameter



Betriebsart Nr. 3: Intelligente Netzstation

- Feste Einstellung einer Schaltstufe
- Fernsteuerung der PV-WR zur Wirk- und/oder Blindleistungsregelung
- Kommunikation mit Netzleitwarte vorhanden
- Kommunikation mit PV-WR im Netz vorhanden

Vorgabe / Rückmeldung:

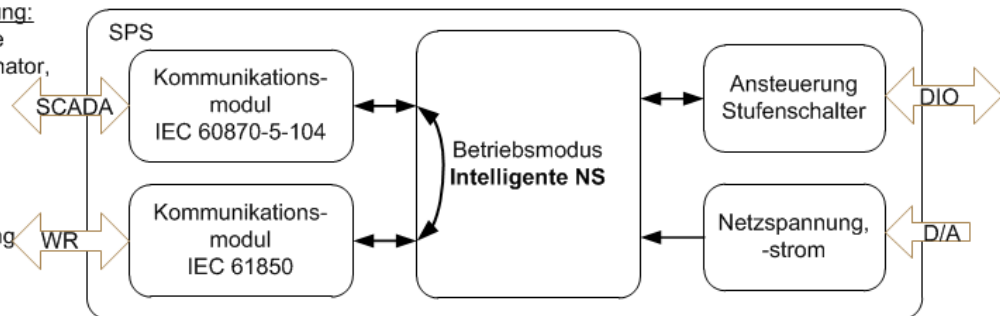
Betriebsmodus, Feste
Schaltstufe Transformator,
Parametrierung WR
Spannung(en),
Leistung(en)

Vorgabe:

Blind- und Wirkleistung
Parametrierung

Rückmeldung:

Spannung(en),
Leistung, Parameter



Betriebsart Nr. 4: Aktive, intelligente Netzstation

- Regelung Schaltstufe mit Informationen/Messungen aus der Netzstation (NS-Sammelschiene Transformator) und/oder externen Informationen (Messstellen im Netz)
- Fernsteuerung der PV-WR zur Wirk- und/oder Blindleistungsregelung
- Kommunikation mit Netzleitwarte vorhanden
- Kommunikation mit PV-WR im Netz vorhanden

Vorgabe:

Betriebsmodus,
Parametrierung

Rückmeldung:

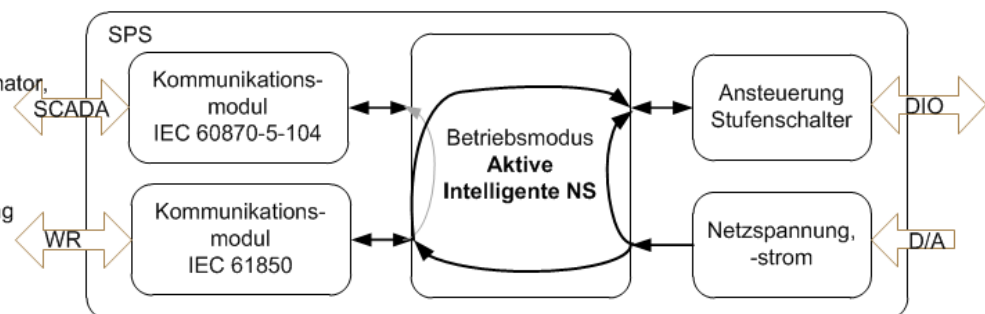
Schaltstufe Transformator,
Spannung(en),
Leistung(en)

Vorgabe:

Blind- und Wirkleistung
Parametrierung

Rückmeldung:

Spannung(en),
Leistung, Parameter



4.3 Kommunikationsanbindung der Ortsnetzstation

Für den Betrieb der AINS und zur Umsetzung der in Kapitel 4.2 entwickelten Regelungskonzepte werden Funktionen benötigt, welche dezentral durch das Zusammenwirken der Komponenten eines verteilten Systems bereitgestellt werden müssen. So kann beispielsweise die Entfernung zwischen der Netzleitstelle des Verteilnetzbetreibers und der AINS mehrere zig Kilometer betragen, die Entfernung zwischen der AINS und den PV-WR immerhin mehrere hundert Meter.

Um die räumlich verteilten Systemkomponenten koordinieren zu können, sind definierte Schnittstellen zwischen diesen Komponenten erforderlich. Abbildung 4.38 zeigt eine Übersicht der Systemkomponenten und die jeweiligen logischen Relationen. Relevant im Rahmen dieses Forschungsvorhabens war der grau hinterlegte Bereich.

In den folgenden Abschnitten wird zunächst die Interaktion zwischen den einzelnen Systemkomponenten *Netzleitstelle* (LS), *Administrator-PC* (PC), *AINS* und *PV-WR* beschrieben. Im Vordergrund steht dabei die Beschreibung der Funktionen, welche die AINS gegenüber den anderen Systemkomponenten bereitstellen soll.

Zur Realisierung dieser Funktionen müssen unter Verwendung passender Technologien und Geräte Kommunikationsschnittstellen realisiert werden. Aus diesen Überlegungen heraus ergibt sich für das Gesamtsystem AINS ein Schnittstellenkonzept, das in Abschnitt 4.3.1.4 dargelegt wird.

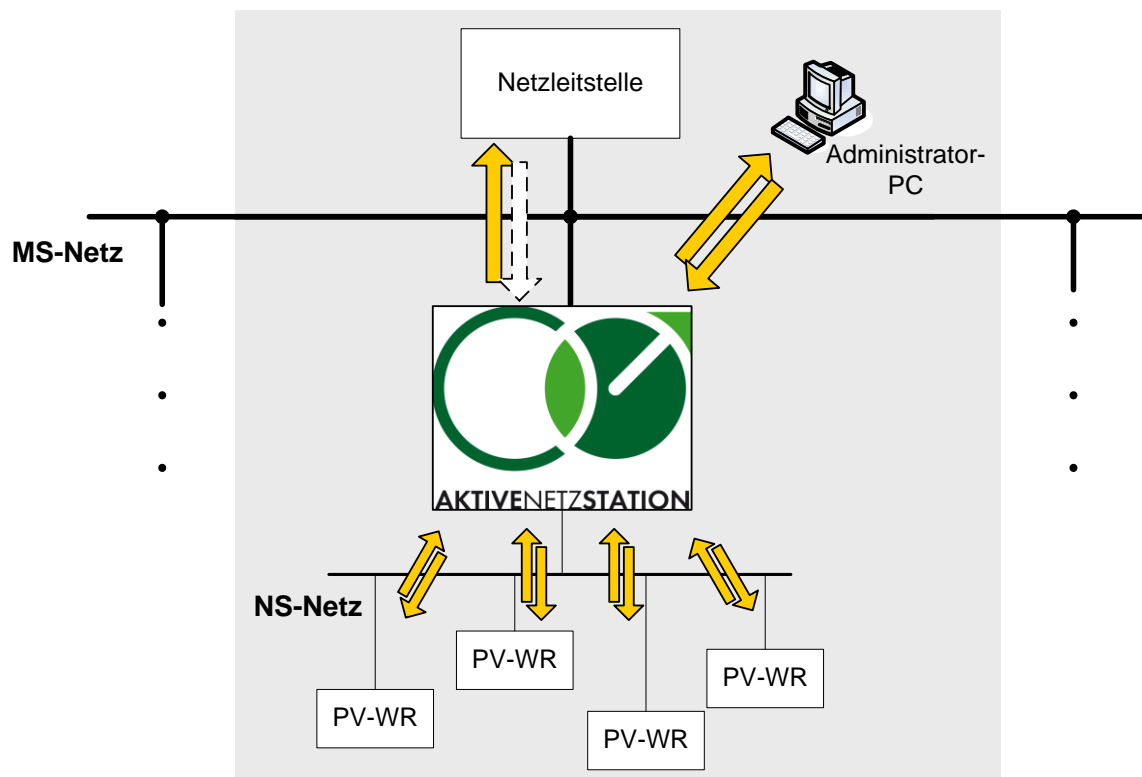


Abbildung 4.38: Systemkomponenten und deren logische Beziehungen. Die Pfeile symbolisieren den Informationsfluss zwischen den Komponenten auf Ebene der Anwendungsschicht und dessen Richtung.

4.3.1.1 Anwendungsfälle und logische Beziehungen zwischen Systemkomponenten

Wie in Abbildung 4.38 dargestellt, soll die AINS mit drei verschiedenen Arten von Systemkomponenten interagieren.

Um den Betrieb der AINS überwachen zu können, ist zunächst die Einbindung in die Netzleittechnik notwendig. Hierfür ist die AINS in eine bereits existierende Infrastruktur einzubinden. Eine Anforderung an die Schnittstelle zwischen LS und AINS ist somit die funktionale und logische Interoperabilität mit der Bestandstechnologie. Zur Realisierung können überwiegend bereits zu großen Teilen erprobte Technologien eingesetzt werden.

Des Weiteren soll die AINS die Steuerung und Überwachung der PV-WR im Niederspannungsnetz ermöglichen. Voraussetzung hierfür ist die Erweiterung der existierenden IKT-Infrastruktur, die bislang für die Steuerungs- und Leittechnik mit Bezug zur Energietechnik verwendet wurde. Diese Erweiterung geht mit potentiellen Herausforderungen hoher Komplexität einher, weshalb genauere Abwägungen erforderlich sind. Diese sind in Abschnitt 4.3.1.4.1 dargelegt.

Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei der AINS um ein neu zu entwickelndes energietechnisches Betriebsmittel handelt, sind Möglichkeiten zur Pflege und Verwaltung der Steuerungssoftware vorzusehen sowie Möglichkeiten zur detaillierten Auswertung der anfallenden Messdaten und Vorgänge. Diese Funktionen werden mit Hilfe des Administrator-PCs erfüllt.

Das Schnittstellenkonzept der AINS soll auch für eine künftige großflächige Anwendung geeignet sein. Daher wird beim Entwurf der Schnittstellen zwischen AINS und LS sowie zwischen AINS und PV-WR besonders auf die Skalierbarkeit, konzeptionelle Übertragbarkeit und Zukunftssicherheit der zugrunde liegenden Technologien geachtet. Vor diesem Hintergrund werden zur Realisierung der Protokolle und Datenmodelle nahe der Anwendungsschicht die Standards IEC 60870-5-104 und IEC 61850 herangezogen. Im Gegensatz dazu sind die Anforderungen an die Schnittstelle zwischen AINS und Administrator-PC vor dem genannten Hintergrund weniger hoch, weshalb hier die Wahl geeigneter Protokolle und Datenmodelle in gewissem Rahmen projektspezifisch gestaltet werden kann. Alle Schnittstellen unterliegen jedoch ausnahmslos denselben hohen Anforderungen im Hinblick auf die IT-Systemsicherheit.

4.3.1.2 Funktionale Anforderungen an die AINS gegenüber der LS

Die AINS soll durch die Netzleitstelle überwacht werden. Die Überwachung soll zum einen anhand von Messwerten erfolgen (Spannung, Wirk- und Blindleistung, gemessen an der niederspannungsseitigen Sammelschiene). Zum anderen soll die Überwachung anhand von Warn- und Störungsmeldungen bzw. der Meldung des Ausfalls der Steuerungstechnik der AINS erfolgen.

Die Bedingungen bzw. Voraussetzungen für das Melden von Warnungen, Störungen und des Ausfalls der AINS an die LS basieren auf einer Auswertung des Betriebszustandes der AINS und erlauben auf Seite der LS Aussagen darüber, inwiefern zu einem Zeitpunkt die korrekte Funktionsweise der AINS gewährleistet ist.

4.3.1.3 Funktionale Anforderungen an die AINS gegenüber dem Administrator-PC

Der Administrator-PC dient zur Konfiguration, Parametrierung und ggf. behelfsweisen Steuerung der AINS aus der Ferne. Dadurch ist eine Anpassung des Betriebsverhaltens der

AINS auch im laufenden Betrieb während des Feldversuchs möglich. Des Weiteren soll die AINS Möglichkeiten zur Aufzeichnung und zum Abruf detaillierter Mess- und Betriebsdatenprotokolle bieten.

Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei der AINS um ein neu zu entwickelndes energietechnisches Betriebsmittel handelt, ist davon auszugehen, dass zumindest im Zeitraum nach der Erstinbetriebnahme Änderungen an der Software der AINS-Steuerung notwendig werden, z. B. in Form von Aktualisierungen oder der Inbetriebnahme neuer Features. Zudem ist es erforderlich, den Betrieb der AINS detaillierter zu überwachen und zu protokollieren, als dies im Rahmen der Netzleittechnik erforderlich wäre.

4.3.1.4 System- und Schnittstellenkonzept

Für die Betrachtungen zur Auswahl von Kommunikationstechnologie und -protokolle wird ein vereinfachtes Schichtenmodell zugrunde gelegt, vgl. Abbildung 4.39.

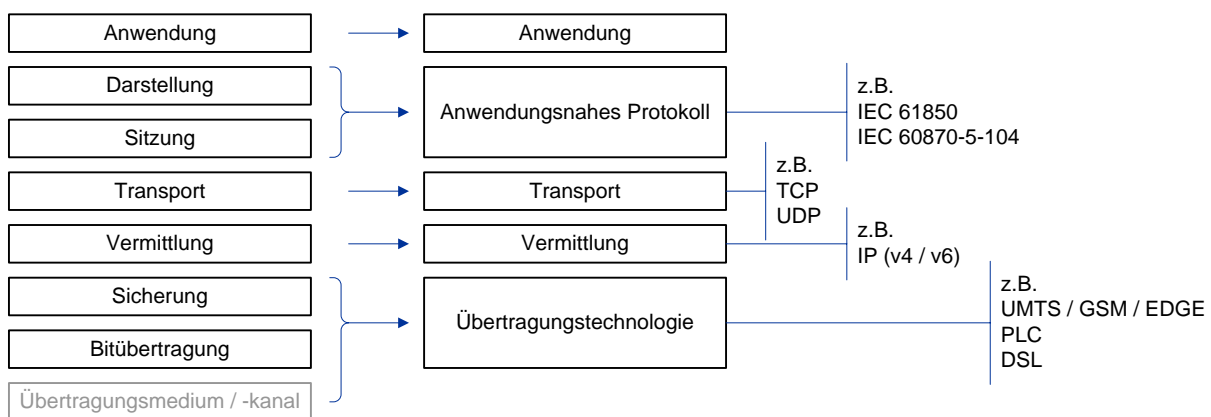


Abbildung 4.39 Vereinfachtes Schichtenmodell und Bezug zum OSI-Referenzmodell gem. IEC 7498-1 (links dargestellt)

4.3.1.4.1 Auswahlkriterien für Übertragungstechnologien

Aufgrund der räumlichen Entfernung von AINS, LS, Administrator-PC und PV-WR wird zur Vernetzung der verteilten Systemkomponenten Kommunikationstechnologie eingesetzt.

Wie in Abschnitt 4.3.1.1 dargestellt muss für die Anbindung der PV-Wechselrichter die IKT-Infrastruktur der herkömmlichen Steuerungs- und Leittechnik erweitert werden. Diese Erweiterung kann auf zwei Wegen erreicht werden, die sich in ihrem Aufwand ganz erheblich unterscheiden:

1. Entwurf, Realisierung und Erprobung neuer geeigneter IK-Technologien, insbesondere in Bezug auf Übertragungstechnologien und neue Kommunikationsprotokolle
2. Anwendung bereits existierender, im Consumer-Bereich etablierter Technologien in einem Umfeld mit industriellen Anforderungen

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens kann vor dem Hintergrund begrenzter Ressourcen nur der zweite der beschriebenen Wege beschritten werden.

Es wird für die Vernetzung der AINS mit den PV-WR auf Mobilfunktechnologien (UMTS, GPRS) als Übertragungstechnologie zurückgegriffen. Neben einer vertretbaren Verfügbarkeit (bzgl. der Signalausbreitung) und der Verfügbarkeit ausgereifter technologischer

Realisierungen bieten Mobilfunktechnologien den Vorteil, dass Geräte mit vergleichsweise geringem Aufwand im Feld installiert werden können.

Die Verbindung zwischen AINS und LS sowie zwischen AINS und Administrator-PC wird aufgrund der zu vergleichsweise hohen Zuverlässigkeit und der Verfügbarkeit ausgereifter technologischer Realisierungen DSL verwendet.

Sowohl für DSL als auch für die genannten Mobilfunktechnologien ist allerdings zu beachten, dass die verfügbaren Technologien ursprünglich primär für den Consumer-Bereich vorgesehen sind. Im Rahmen des Vorhabens müssen allerdings automatisierungstechnische Anwendungen realisiert werden, die industriellen Anforderungen genügen müssen (sog. Machine-to-Machine- bzw. M2M-Kommunikation). Unter diesen Anforderungen, zumal vor dem Hintergrund energietechnischer Anwendungen, sind noch kaum Erfahrungswerte im Umgang mit diesen Übertragungstechnologien vorhanden. Im Rahmen dieses Vorhabens kann somit im praktischen Versuch evaluiert werden, inwiefern die existierenden Technologien den Anforderungen hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit zur Lösung von Problemstellungen der Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen genügen.

Auf Ebene der Netzwerk- und der Transportschicht werden mit TCP/IP ebenfalls gebräuchliche und in großflächigem Einsatz befindliche Protokolle eingesetzt, für die erprobte technologische Realisierungen verfügbar sind. Insbesondere können zur Sicherung der Datenübertragung auf Ebene der Netzwerk- und Transportschicht verfügbare, einfach integrierbare technologische Realisierungen zur Gewährleistung der IT-Systemsicherheit verwendet werden (VPN und Firewall).

4.3.1.4.2 Auswahlkriterien für Übertragungstechnologien

Abbildung 4.40 zeigt eine Übersicht der vorgesehenen Schnittstellen und Technologien. Zur Realisierung dieses Schnittstellenkonzeptes werden ausschließlich kommerziell verfügbare Geräte aus dem industriellen Anwendungsbereich genutzt. Hierdurch wird zum einen der Realisierungsaufwand im Rahmen des Vorhabens in vertretbarem Rahmen gehalten. Zum anderen wird durch den Einsatz von Geräten für industrielle Anwendungen gewährleistet, dass diese Geräte in Bezug auf Umwelteinflüsse für den Einsatz in energietechnischen Umgebungen geeignet sind. Von der Nutzung PLC-basierter Kommunikationstechnologien wurde in diesem Vorhaben abgesehen, da die Zuverlässigkeit der Technologie im Vorfeld als geringer eingeschätzt wurde als diejenige von Mobilfunk. Eine tiefer gehende Untersuchung der richtigen Kommunikationstechnologie stand darüberhinaus nicht im Fokus dieses Projektes.

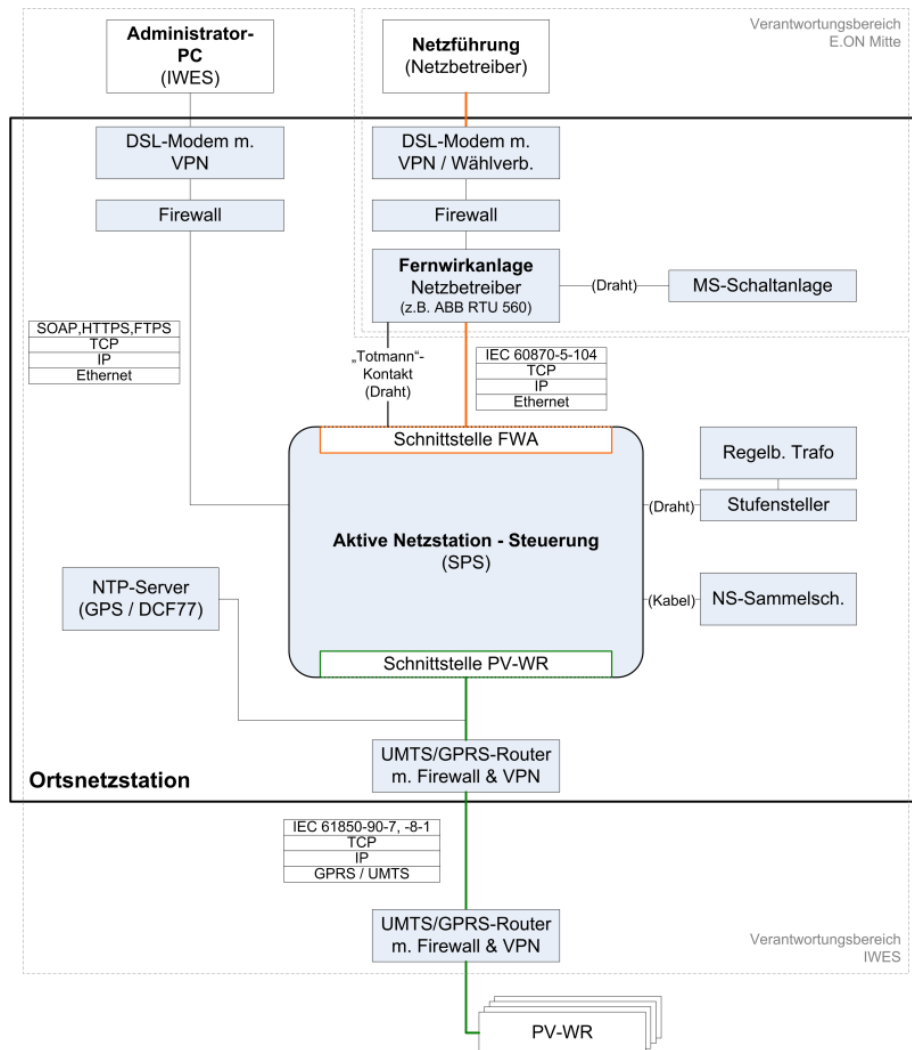


Abbildung 4.40 Schnittstellenkonzept der Aktiven Netzstation. Für Schnittstellen sind jeweils die auf einzelnen Schichten verwendeten Technologien angegeben (von unten nach oben: Übertragungstechnologie, Netzwerk-, Transportschicht-Protokoll, anwendungsnahes Protokoll)

Voraussetzung für die Überwachung der AINS durch die LS ist die Einbindung der Ortsnetzstation in das Leitsystem des Verteilnetzbetreibers. Um die Systemanforderungen in Bezug auf Sicherheit und Zuverlässigkeit auf einen im Rahmen des Projektes realisierbaren Umfang zu begrenzen, wird die Steuerung der AINS allerdings mittelbar über eine in der Netzstation installierte Fernwirkanlage in die Netzleittechnik eingebunden.

Während die Verbindung zwischen Fernwirkanlage und Netzleitstelle mittels DSL über ein Weitverkehrsnetz realisiert wird, erfolgt die Vernetzung der zur Steuerung der AINS eingesetzten SPS und der Fernwirkanlage mittels Ethernet. Beide Verbindungen verwenden TCP/IP als Netzwerk- bzw. Transportprotokoll. Als Übertragungsprotokoll mit starkem Bezug zur Anwendungsschicht wird auf beiden Verbindungen das in der Fernwirktechnik übliche Protokoll gemäß IEC 60870-5-104 eingesetzt.

Die Verbindung zwischen AINS und Administrator-PC erfolgt ebenfalls über DSL und TCP/IP. Zur Konfiguration, Parametrierung und Übertragung von Mess- und Betriebsdaten kommen unterschiedliche Protokolle zum Einsatz. Besonderes Augenmerk liegt hier auf der Verwendung sicherer Protokolle wie HTTPS und SSH.

Für die Schnittstelle zwischen AINS und PV-WR wurden Mobilfunk-Technologien eingesetzt, um größtmögliche Flexibilität und gleichzeitig minimalen Installationsaufwand bei den Betreibern der PV-Anlagen zu gewährleisten. Geplant war in erster Linie der Einsatz von UMTS, wobei GPRS als Rückfallebene im Falle unzureichender Signalabdeckung dient. Als Protokoll nahe der Anwendungsschicht wird IEC 61850 eingesetzt. Für die Ansteuerung der PV-WR durch die AINS kommt dabei speziell IEC 61850-90-7, derzeit noch als Technical Report klassifiziert, zum Einsatz.

Um zu gewährleisten, dass fremden Personen weder der Zugriff auf Systemkomponenten ermöglicht wird noch deren bewusste Manipulation oder Sabotage, spielt die IT-Sicherheit eine große Rolle. Die im Rahmen des Vorhabens zur Wahrung der IT-Sicherheit zu ergreifenden Maßnahmen richten sich nach dem aktuellen Stand der Technik. Für alle Netzwerke, in welche die AINS eingebunden ist, bedeutet dies konkret, dass das IT-Sicherheits-Konzept dieselben Vorgaben einhält, die auch zur Gewährleistung der IT-Sicherheit in der Netzleittechnik von Verteilnetzbetreibern einzuhalten sind. Dabei wird insbesondere Wert gelegt auf eine Trennung gegenüber öffentlichen Netzwerken und auf die Verschlüsselung der Datenübertragung.

4.3.2 Leitstellenanbindung

Diese Schnittstelle dient der Überwachung des Betriebszustands der ONS durch den Verteilnetzbetreiber. Tabelle 4.10 zeigt die Datenobjekte, die hierfür zur Verfügung stehen. Sie werden gemäß IEC 60870-5-104 mittelbar über eine Fernwirk-Unterstation an die Netzleitstelle übertragen.

Die Auswertung der Informationen in der Netzleitstelle erfolgt in erster Linie durch einen Prozessbediener. Daher kommt der Verwertbarkeit der Informationen durch den Prozessbediener eine wesentlich größere Bedeutung zu als Parametern im technischen Sinne (z. B. zeitliche Auflösung, wertdiskrete Auflösung etc.). Vor diesem Hintergrund und zur Entlastung der zugrunde liegenden Netzwerk-Infrastruktur soll die Menge der zu übertragenden Informationen so gering wie möglich gehalten werden.

Tabelle 4.10: Datenobjekte der Schnittstelle AINS ↔ LS

Messwerte	Sammelschiene ONS	Spannung Phase L1	U_{L1-N}
		Spannung Phase L2	U_{L2-N}
		Spannung Phase L3	U_{L3-N}
		Gemessene Wirkleistung	P
		Gemessene Blindleistung	Q
Meldungen	Stufensteller	Position	
		Endposition unten	
		Endposition oben	
	Störung Stufensteller		
	Störung SPS		
	Netzfehler		

Hinsichtlich der Messwerte erfolgt die Reduzierung der Informationsmenge mit Hilfe eines parametrierbaren Schwellwertverfahrens. Hinsichtlich der Meldungen wird die Informationsmenge durch eine geeignete Vorverarbeitung der Binärsignale reduziert.

Mit Hilfe des im Protokoll gemäß IEC 60870-5-x spezifizierten „Quality Descriptor“ werden Plausibilität und Zuverlässigkeit der Messwerte und der Meldungen an den Prozessbediener übermittelt. Hierzu wird die Funktionsfähigkeit der Systemkomponenten entlang des jeweils zugehörigen Signalpfades bewertet und auf den Quality Descriptor jedes Datenobjekts abgebildet.

In Abbildung 4.41³ ist im Hintergrund ein Ausschnitt der schematischen Darstellung des Mittelspannungsnetzes des UW Felsberg auf dem Netzführungssystem der Fa. PSI bei EnergieNetz Mitte dargestellt. Links befinden sich die zwei MS-Sammelschienen des Umspannwerks, von denen zwei MS-Leitungen nach Gudensberg abgehen (über Maden und Niedervorschütz). Auf den Leitungen erkennt man die einzelnen angeschlossenen Ortsnetzstationen.

Auf der unteren Leitung sind die alte Station („Borgwiese“) sowie die neue Station des AINS-Projekts („SG N.vorschütz“) zu sehen. Letztere enthält die Fernwirkanlage zur Steuerung und Datenübertragung, deren Messwerte in einem Fenster separat online angezeigt werden (die drei Leiter-Erd-Spannungen, Wirk- und Blindleistung sowie die aktuelle Trafo-Stufe).

Im Vordergrund der Grafik ist ein Detailfenster („Technolupe“) der Station geöffnet. Es enthält zum einen die MS-Leitungsabgänge (Richtung ST Borgwiese/Alt und ST Kläranlage, jeweils außen Erder und innen Lasttrennschalter), von denen letzterer fernsteuerbar („F“) ist. Zum anderen ist der Niederspannungsteil mit dem regelbaren Trafo und den beiden Erdern dargestellt.

³ Anmerkung: Aus Gründen der Systemsicherheit des Netzführungssystems kann die Grafik nur als eingescannter Ausdruck bereitgestellt werden.

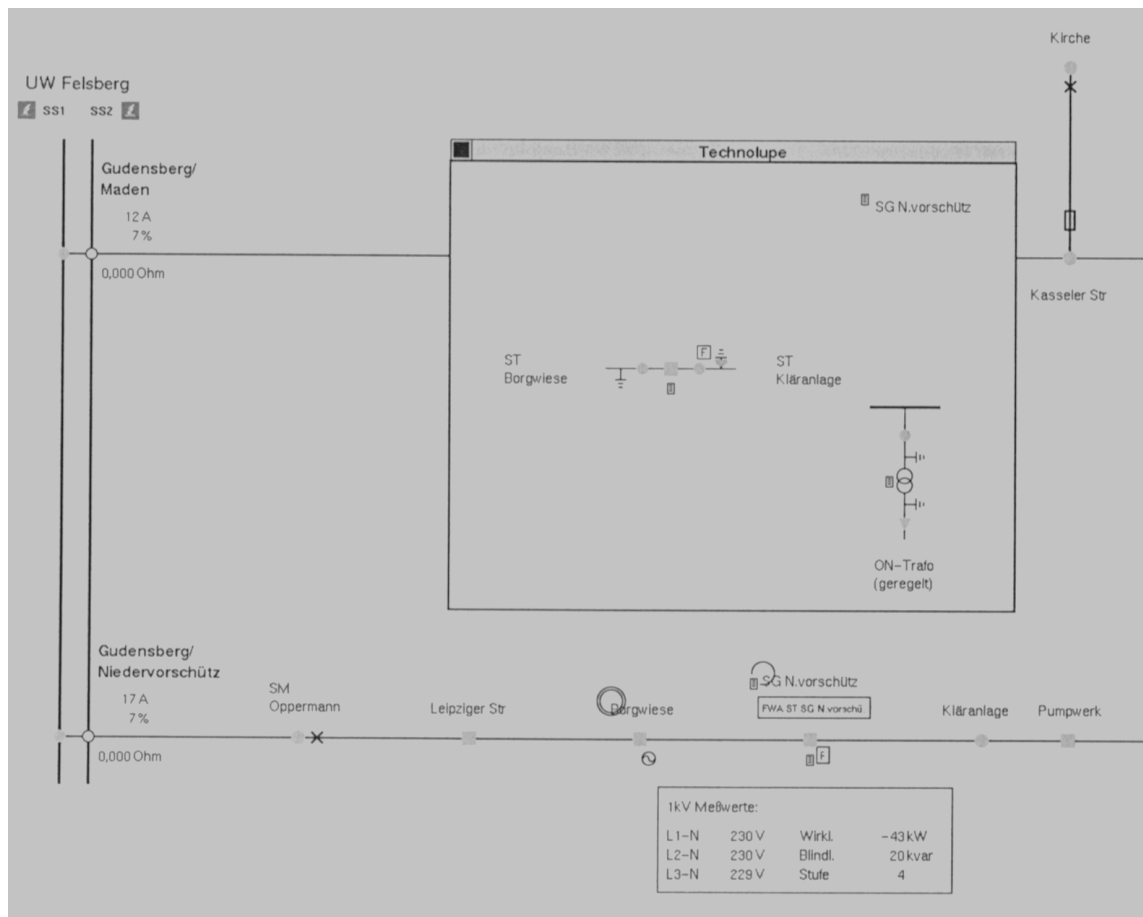


Abbildung 4.41: Darstellung der aktuelle Mess- und Informationsdaten der aktiven, intelligenten Netzstation im Netzführungssystem von EnergieNetz Mitte.

4.3.2.1 Funktionale Anforderungen an die AINS gegenüber den PV-WR

Die AINS soll in der Lage sein, die PV-WR im durch sie versorgten Ortsnetz automatisiert zu steuern. Insbesondere soll durch die AINS die Vorgabe von Wirkleistung und Blindleistung erfolgen können.

Außerdem sollen mit Hilfe der Wechselrichter Messwerte erfasst werden können, die eine genauere Analyse des Zustands des Ortsnetzes erlauben. Relevante Messgrößen sind hierbei insbesondere die jeweils durch einen Wechselrichter eingespeiste Wirk- und Blindleistung, die Scheinleistung, die Spannung sowie die eingespeiste Energiemenge.

4.3.3 Externe Betriebsmittel

4.3.3.1 Fernwartung

Zur Umsetzung dieser Schnittstelle wird ein Virtual Private Network (VPN) über S-DSL genutzt. Die resultierende Netzwerk-Architektur ist Abbildung 4.42 zu entnehmen.

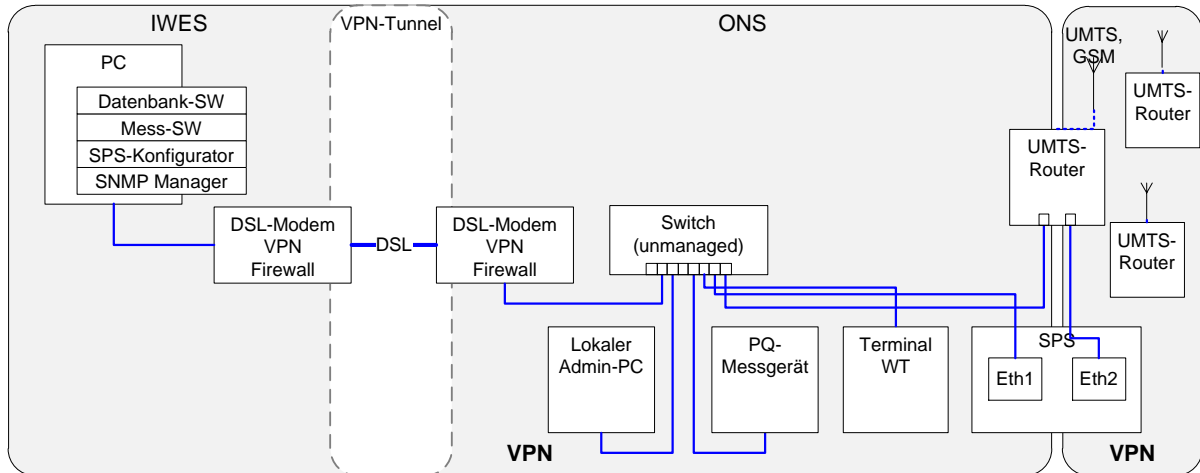


Abbildung 4.42: Architektur der Prozess-IT. Das rechts dargestellte, über das Mobilfunknetz zu realisierende VPN befindet sich derzeit in Planung.

Sie soll die folgenden Funktionen unterstützen:

- Fernwartung und Parametrierung der SPS
- Datenbank-Anwendungen zum Abruf von Mess- und Zustandsdaten der SPS und des Messgeräts
- Überwachung der Netzwerk-Komponenten für die Prozess-IT

Diese Schnittstelle wird für einen späteren kommerziellen Betrieb nicht benötigt, wurde jedoch für den Feldtest für eine bessere Handhabung des Systems implementiert.

4.3.3.2 PV-Wechselrichter

Die kommunikative Anbindung der Photovoltaik-Wechselrichter sollte im Sinne einer guten Verwertungsmöglichkeit in der Folge des Projektes über das Kommunikationsprotokoll IEC 61850 erfolgen. Die hierfür seitens SMA durchgeführten Entwicklungen auf Wechselrichter- und PV-Anlagen-Seite sind in Abschnitt 5.1.3 ausgeführt. Das bei SMA entwickelte Format (SCL-Datei) gemäß der IEC 61850-90-7 wurde dem Fraunhofer IWES zur Verfügung gestellt, um die entsprechende Gegenstelle in der Ortsnetzstation umzusetzen.

Über diese Schnittstelle sollte es möglich sein, für die mit der ONS verbundenen PV-WR jeweils die folgenden Funktionen zu realisieren:

- Unabhängige Sollwertvorgabe der Wirkleistungsreduzierung und Blindleistungsbereitstellung
- Auswahl einer vorab im Wechselrichter konfigurierten Q(U)-Kennlinie
- Abfrage der vorab konfigurierten „Basic Settings“ der Anlage (Nennspannung am Netzanschlusspunkt, maximale Wirk- und Scheinleistung)

- Abfrage der Momentanwerte für Spannung (phasenaufgelöst), Wirk- und Blindleistung

Sofern machbar und notwendig sollen darüber hinaus die Parametrierung verschiedener Q(U)-Kennlinien, die Abfrage der momentanen Scheinleistung sowie die Abfrage der gesamten eingespeisten Energiemenge E_{tot} ermöglicht werden.

Tabelle 4.11 zeigt eine Aufstellung der hierfür benötigten Datenobjekte. Diese Datenobjekte werden entsprechend den Datenmodellen der IEC 61850 zugänglich gemacht und sollen gemäß IEC 61850-8-1 über UMTS übertragen werden.

Tabelle 4.11: Datenobjekte der Schnittstelle AINS ↔ PV-WR

Notwendige Datenobjekte	Sollwert-vorgaben	Wirkleistung	
		Blindleistung	
		Auswahl vorab konfigurierter Q(U)-Kennlinie	
	Messwerte	Basic Settings	Spannung am NAP der Anlage
			Maximale Scheinleistung der Anlage
			Maximale Wirkleistung der Anlage
		Momentane Wirkleistung	
		Momentane Blindleistung	
		Momentane Spannung (phasenaufgelöst)	
Optionale Datenobjekte	Sollwert-vorgaben	Q(U)-Kennlinie (online parametrierbar)	
	Messwerte	Momentane Scheinleistung	
		zeitlich akkumulierte Leistung (E_{tot})	

Für die Umsetzung der Kommunikation seitens des Fraunhofer IWES wurde eine Bibliothek entwickelt, welche eine einfache kommunikative Anbindung der PV-WR zur AINS mittels IEC 61850 ermöglicht (siehe Abbildung 4.43). Hier wurden die definierten Datenobjekte der IEC 61850 zum Aufruf in Funktionen gekapselt.

Links in Abbildung 4.43 sind die verschiedenen Funktionen bzw. Funktionsblöcke der Bibliothek dargestellt. Diverse „DER_READ“ Funktionsblöcke deuten an, dass verschiedene Status und physikalische Parameter gelesen werden. „DER_WRITE“ bedeutet hingegen das Schreiben von Werten. Die Bibliothek ist erweiterbar für neue Funktionsblöcke sowie für Verbindungen mit anderen dezentralen Komponenten im Netz, die über die IEC 61850 angesteuert werden können.

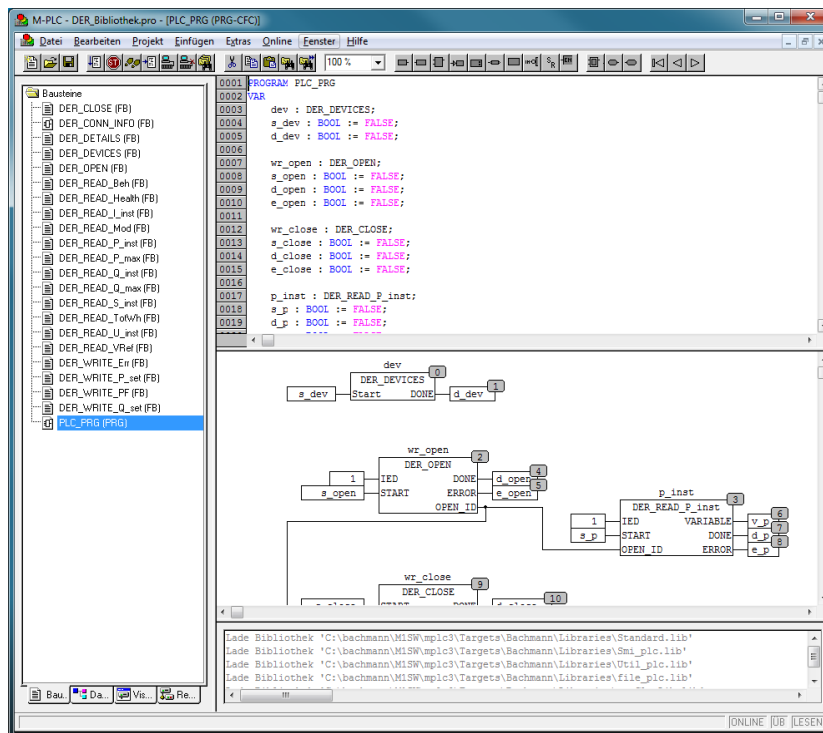


Abbildung 4.43: SPS Bibliothek für die kommunikative Anbindung der PV-WR im Niederspannungsnetz an die AINS

4.3.3.2.1 Datenmodell Wechselrichter

Das Datenmodell welches SMA für seine PV-WR verwendet, besteht aus insgesamt 20 Logischen Knoten, die in den Normen IEC 61850-7-4 und IEC 61850-7-420 beschrieben werden.

Für die Umsetzung der Regelverfahren werden nur die beiden Logical Nodes DRCT bzw. DRCC⁴ und MMXU benötigt. MMXU dient zum Auslesen von Spannungen, Strömen, Wirk-, Blind- und Scheinleistungen sowie der Frequenz und dem Leistungsfaktor. Damit der Lesezyklus möglichst oft aktualisiert werden kann, sollten aufgrund von langsamen Übertragungen nur die wichtigsten Parameter übertragen werden. Durch die mittlerweile hohen Rechnerleistungen ist es somit wesentlich effektiver, benötigte Daten zu berechnen als sie über eine relativ langsame UMTS-Verbindung an die Steuerung zu übermitteln. Im Fall der Regelung in Felsberg-Niedervorschütz, werden nur die aktuellen Spannungen sowie die Wirk- und Blindleistungen benötigt. Alle anderen Werte können aus diesen 3 Parametern berechnet werden. DRCT ist zuständig für die Steuerung des Systems und somit auch für das Setzen der Wirk- und Blindleistungssollwerte des PV-WRs. Zusammengefasst benötigt die Steuerung der Regelverfahren folgende Werte:

- Spannung (nur lesen)
- Wirkleistung (lesen und schreiben)
- Blindleistung (lesen und schreiben)

Abbildung 4.44 zeigt einen realen Ausschnitt einer IEC 61850 Kommunikation mit den PV-WR in Felsberg-Niedervorschütz mittels des universellen Clients (Omnicon IEDScout). Die

⁴ Die Logical Node DRCC wurde in der SMA Umsetzung in die LN DRCT integriert.

rot markierten Felder beschreiben dabei die von der Regelung benötigten Verzeichnisstrukturen.

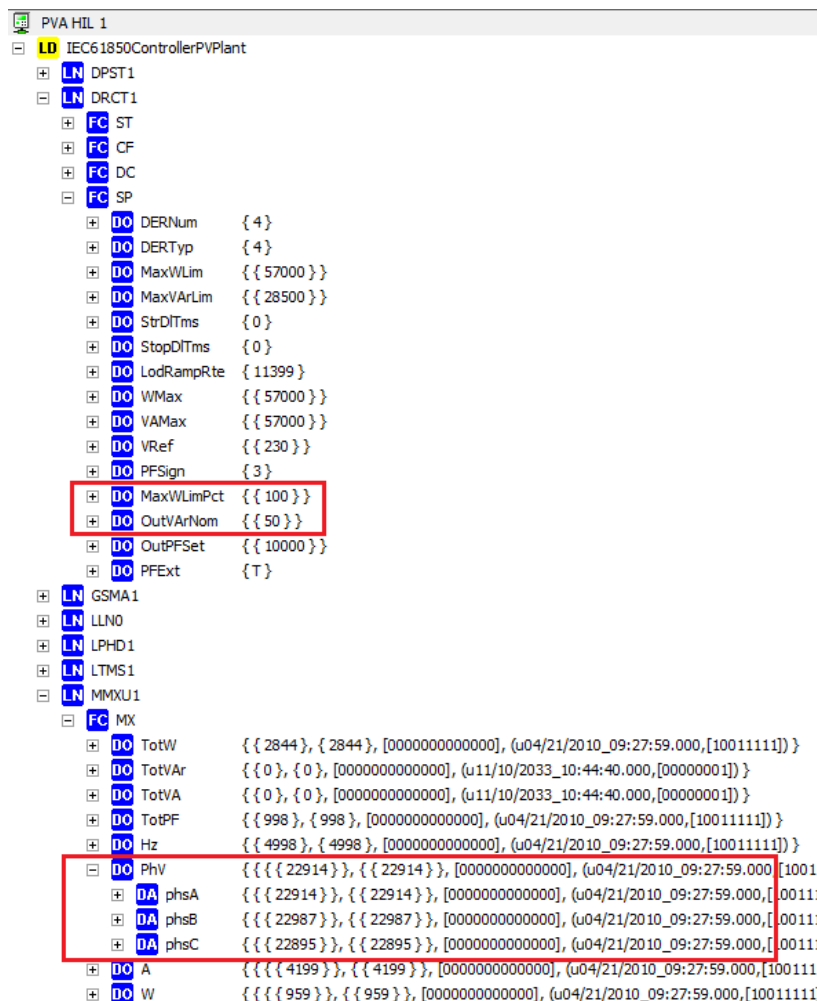


Abbildung 4.44: Ausschnitt IEC 61850 Kommunikation mit IEDScout

4.3.3.2.2 SPS-Kommunikationsprogramm

Die Steuerung der AINS basiert auf einer SPS von Bachmann. Mittels dieser SPS sollen auch die PV-WR über das Kommunikationsprotokoll IEC 61850 eingebunden und angesteuert werden. Dazu wird auf Grundlage der Informationen des Kommunikations- und des Datenmodells ein Programm für die SPS entworfen.

Über eine sichere VPN UMTS Kommunikation wird die SPS mit dem VPP-Gateway von SMA oder direkt mit den PV-WR verbunden. Dabei wurden hohe Verzögerungszeiten der UMTS Kommunikation berücksichtigt, wodurch die Steuerung länger auf eine Antwort des VPP-Gateways wartet, als dies bei einer Ethernet Verbindung der Fall ist. Damit möglichst wenig Datenverkehr erzeugt wird, wurden die zu lesenden und zu schreibenden Parameter auf die in 4.3.3.2.1 beschriebenen Datenattribute reduziert.

Um die Bedienung so einfach wie möglich zu gestalten wurden alle notwendigen Daten für eine IEC 61850 in der Steuerung hinterlegt. Für die Datenübertragung zwischen manueller GUI Eingabe bzw. Matlab®-Simulink® Regelungsalgorithmus und PV-WR im Feld wurde eine Applikation nach Abbildung 4.45 entwickelt.

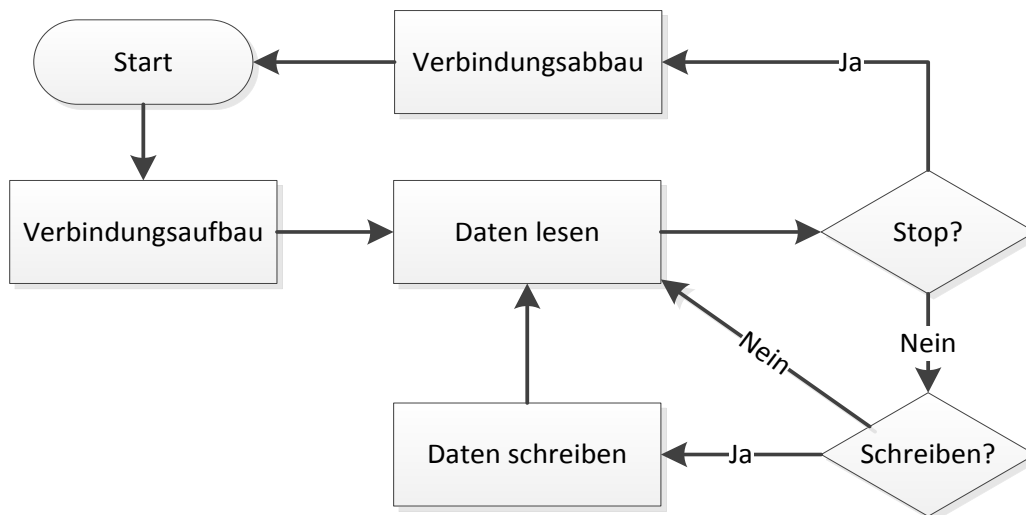


Abbildung 4.45: Ablaufdiagramm SPS Programm zur Kommunikation mit den PV-WR

Solange eine Verbindung aktiv besteht, befindet sich das Programm in einer Schleife aus Daten lesen und Daten schreiben. Das Programm liest alle ausgewählten Daten der ersten PV-WR-Anlage aus, wechselt dann zur zweiten Anlagen und wiederholt den Vorgang so lange bis alle wichtigen Daten aller PV-WR-Anlagen ausgelesen sind. Im nächsten Schritt wird überprüft ob und welche Daten⁵ geschrieben werden sollen. Ohne aktivierten Schreibbefehl wird der Lesevorgang bei der ersten Anlage wieder begonnen. Bei einem aktiven Schreibbefehl werden die entsprechenden Werte an die einzelnen PV-WR übermittelt. Dabei werden zuerst alle Wirkleistungssollwerte und danach alle Blindleistungssollwerte gesendet. Nach dem Schreibvorgang beginnt erneut der Lesevorgang für alle Wechselrichter. Bei einem Fehler oder aus sonstigen Gründen kann der Bediener das Ablaufprogramm der Steuerung jederzeit manuellen beenden bzw. starten.

Es wurden drei verschiedene Konzepte von SMA zur Kommunikation vorgeschlagen. Aufgrund der lokalen Gegebenheiten konnte keine direkte Internetverbindung der PV-WR über einen Hausanschluss oder ähnliches durchgeführt werden. Als Alternative wurde ein Wide-Area-Network (WAN) über UMTS Router und einer sicheren VPN Verbindung verwendet. Die Kommunikationskonzepte für die Verbindungen zu den PV-Wechselrichtern sind genauer in Abschnitt 5.1.3 beschrieben.

4.3.3.3 Separate Netzspannungs-Messmodule

Die Verwendung von separaten Messmodulen ist neben der Auskopplung von Messdaten aus PV-Wechselrichtern eine weitere Möglichkeit, durch von der Ortsnetzstation abgesetzte Messungen Informationen über den Netzzustand zu erlangen. Diese Informationen können für das Konzept einer „Aktiven, intelligenten Ortsnetzstation“ ergänzend zu lokal an der Ortsnetzstation aufgenommenen Messdaten, für eine Optimierung der Betriebsführung genutzt werden.

Der Einsatz von Netzspannungs-Messmodulen bietet sich besonders für die Überwachung von kritischen Knoten im Ortsnetz an, wofür die Messmodule bspw. in Kabelverteilschränken installiert werden können. Anders als z. B. bei Bewertungen der Güte der Versorgungsqualität, muss bei dieser Anwendung die Spannungsmessung nicht hochgenau

⁵ manuelle GUI Eingabe bzw. Sollwerte aus der aktivierten Matlab Regelung

sein, es genügt eine Auflösung der Messung des Effektivwerts der Spannung im 1s-Bereich. Zur Anbindung der Messstelle an die Betriebsführung in der Ortsnetzstation bzw. an dezentral installierte Betriebsmittel (z. B. Längsregler) wird ein sicherer Kommunikationskanal benötigt. Dieser kann bspw. durch ein mittels Mobilfunk aufgebautes Virtual Private Network (VPN) realisiert werden. Als Übertragungsprotokolle bieten sich hierbei die in der Netzleittechnik eingesetzten standardisierten Protokolle IEC 60870 bzw. IEC 61850 an.

Verschiedene Hersteller (u. a. Siemens, ABB, Phoenix Contact, WAGO) bieten Komponenten an, welche die Realisierung von separaten Netzspannungsmessmodulen ermöglichen. Hierbei handelt es sich i.d.R. um bewährte Komponenten für Fernwirk- und Automatisierungsanwendungen. Die modularen Systemkonzepte der Hersteller ermöglichen eine individuelle Anpassung des Messmoduls gemäß den Anforderungen der jeweiligen Anwendung (z. B. Anzahl Messkanäle und Art der Kommunikationsanbindung). Eine mit solchen Komponenten bereits vielfach umgesetzte Fernwirkanwendung aus dem Bereich der Nutzung erneuerbarer Energieträger ist die messtechnische Überwachung großer Einspeiser (z. B. PV-Parks) sowie deren Regelung gemäß EEG durch die Netzleitwarte.

Für die Realisierung der Kommunikationsstrecke sind verschiedene Module verfügbar, welche kabelgebunden oder per Funkmodem Zugriff auf die Messdaten ermöglichen. Zur Absicherung der Kommunikation stehen ebenfalls entsprechende Bausteine zur Verfügung, die z. B. einen sicheren Kommunikationskanal gemäß dem BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“ erlauben. Neben der kontinuierlichen Übertragung der Messdaten besteht weiterhin die Möglichkeit, die aufgenommenen Daten auf einem Speichermedium (z. B. SD-Karte) lokal zu speichern. Diese Möglichkeit kann entweder als Backup bzw. Zwischenpuffer dienen oder dazu genutzt werden, um gespeicherte Messdaten als Paket in regelmäßigen Abständen bspw. per FTP-Verbindung zu übertragen. Letzteres kann eine Option für Anwendungen sein, bei denen über einen längeren Zeitraum Messdaten aufgenommen werden müssen, diese aber nicht als Parameter eines (Echtzeit-)Prozesses verwendet werden.

Der zulässige Temperaturbereich der verfügbaren Standardkomponenten reicht i.d.R. von -20°C bis 70°C. Da dieser Bereich für den Einsatz der Komponenten im Außenbereich ohne zusätzliche Klimatisierung (z. B. in Kabelverteilschränken) u.U. nicht ausreichend ist, entwickeln einige Hersteller derzeit Komponenten mit einem erweiterten Temperaturbereich.

Für die Betrachtungen im Rahmen dieses Projekts wurde ein Netzspannungs-Messmodul benötigt, das sich in die durch das IWES aufgebaute Betriebsführung der aktiven, intelligenten Ortsnetzstation integrieren ließ. Hierfür war es erforderlich, dass das Messmodul die Möglichkeit einer Einbindung über das Protokoll IEC 61850 bietet. Es wurden daher Komponenten der Fa. WAGO eingesetzt, da in diesem Systembaukasten ein Feldbuscontroller zur Verfügung stand, welcher eine Kommunikation u. a. über das Protokoll IEC 61850-7 unterstützt.

In Abbildung 4.46 ist das in einem Kunststoffgehäuse aufgebaute Netzspannungs-Messmodul bestehend aus 24V-Netzteil, Feldbuscontroller, serieller Schnittstelle und 3-Phasen-Leistungsmessklemme gezeigt. Mit der Leistungsmessklemme kann eine Vielzahl von Parametern ermittelt werden (u. a. Strom, Spannung, Leistung, Energie, Phasenwinkel, Frequenz, Oberschwingungen), wobei in diesem Fall aber nur von der Möglichkeit der True-

RMS-Messung der Spannung Gebrauch gemacht wurde. Die Klemme misst mit einer Auflösung von 24 Bit und hat eine Genauigkeit bei AC-Messungen – bezogen auf den Messbereichsendwert – von 0,5%. Neben der Anbindung des Messmoduls über Ethernet-Kabel und IEC-Protokoll ermöglicht die serielle Schnittstelle einen Zugriff per RS-232 bzw. RS-485. Neben der kontinuierlichen Übertragung der Messdaten bietet der Controller weiterhin auch die Option der Speicherung von Anwenderdaten auf einer SD-Karte.

Die Programmierung des Messmoduls für die Verwendung als abgesetzte Spannungsmessstelle erfolgte über das SPS-Programmiersystem CODESYS. Das Messmodul wurde im Labor des KDEE per RS232 in die Betriebsführung des Längsregler-Prototyps (dSPACE MicroAutoBox) eingebunden sowie in der IWES-SysTec per IEC 61850 in die RONT-SPS integriert. Für diesen Testbetrieb kam kein separates Modem zum Einsatz, sondern die Verbindung zwischen SPS und Messmodul wurde direkt mittels Ethernet-Kabel realisiert. Abbildung 4.48 zeigt die RONT-SPS mit verbundenem Messmodul; in Abbildung 4.47 ist die Benutzeroberfläche der SPS mit den Messwerten der abgesetzten Spannungsmessung dargestellt.

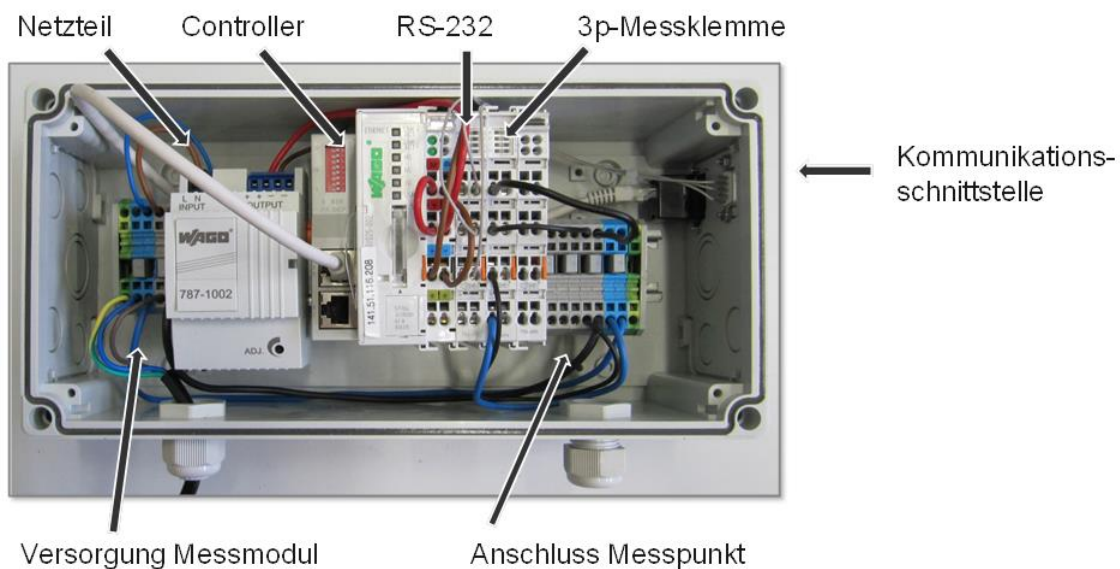


Abbildung 4.46: WAGO-Messmodul

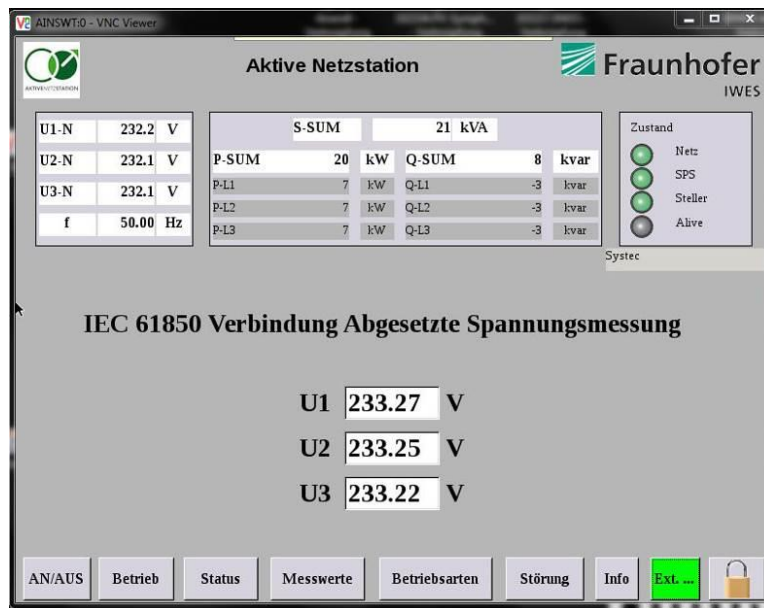


Abbildung 4.47: Screenshot User-Interface RONT-SPS



Abbildung 4.48: RONT-SPS und WAGO-Messmodul

5 Neue Funktionen und Verfahren für die dezentrale Netzregelung

Im Arbeitspaket 3 des Projektes wurden die im Projekt betrachteten Komponenten für die dezentrale Netzregelung – also im Ortsnetz verteilte PV-Anlagen mit ihren Wechselrichtern und dezentrale Spannungsregler derart entwickelt / bzw. weiterentwickelt, dass sie neuartige Regelungen des Verteilnetzes ermöglichen.

Bezüglich der PV-Anlagen / Wechselrichter umfasste dies im Wesentlichen folgende Aspekte:

- Implementierung einer Funktion zur pauschalen Wirkleistungsbegrenzung der PV-Anlage am Hausanschlusspunkt unter Berücksichtigung der derzeit im Haus angeschlossenen Lasten
- Erweiterung des Blindleistungsstellbereichs dreiphasiger PV-Wechselrichter und Bereitstellung der Blindleistung unabhängig von Wirkleistungseinspeisung (z. B. bei Nacht)
- Entwicklung neuer Kommunikationsschnittstellen und -Infrastrukturen für die Ansteuerung der PV-Anlagen durch eine vorgelagerte Netzleitstelle, bzw. die intelligente Ortsnetzstation

Die beschriebenen Arbeiten wurden im Wesentlichen durch SMA durchgeführt.

5.1 Regelbare PV-Wechselrichter

In Wirk- und Blindleistung regelbare PV-Wechselrichter, bzw. regelbare PV-Anlagen sind Bestandteil sämtlicher Systemkonzepte mit aktiven Wechselrichtern gemäß Abbildung 3.1. In den folgenden Abschnitten wird dargestellt, welche Arbeiten seitens SMA durchgeführt wurden, um eine bessere Regelfähigkeit der Anlagen gegenüber dem Stand der Technik umzusetzen.

5.1.1 Pauschale Wirkleistungsbegrenzung mit verminderten Ertragsverlusten

Das EEG 2012 sieht eine Wirkleistungsbegrenzung für PV-Anlagen auf einen festgelegten Prozentsatz der installierten Leistung vor. Eine der Realisierungsmöglichkeiten für Anlagen unterhalb von 30 kWp besteht darin, die Wirkleistungseinspeisung dauerhaft auf 70% der installierten Leistung zu begrenzen. Um die dabei entstehenden Ertragsverluste zu minimieren, wurde im Sunny Home Manager ein Regelungsverfahren realisiert, das eine Wirkleistungsbegrenzung von PV-Anlagen unter Berücksichtigung des aktuellen Eigenverbrauchs ermöglicht. Der Sunny Home Manager ist ein Energiemanagement-Gerät für private Haushalte, das das Zusammenspiel von Lasten und Stromerzeugung aus einer PV-Anlage optimiert.

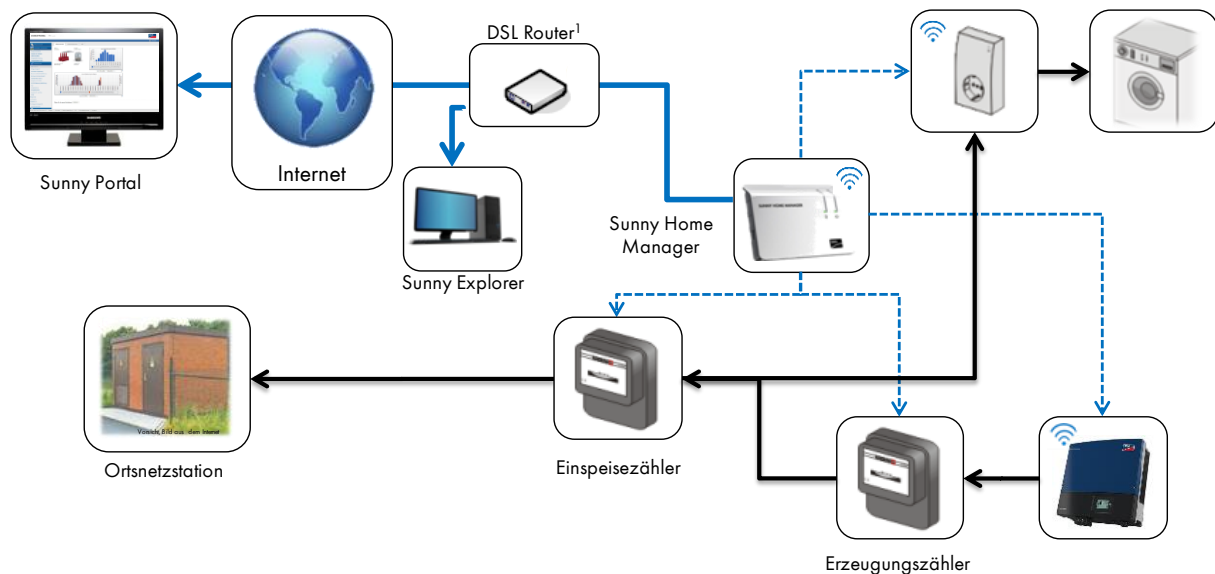


Abbildung 5.1: Prinzipbild der Anlagenkonfiguration mit Sunny Home Manager (SHM). Der SHM begrenzt auf Basis der mit dem Einspeisezähler gemessenen Leistung die PV-Erzeugungsleistung, so dass die Summe aus Lasten und Erzeugung eine gegebene Maximaleinspeisung (hier 70% der PV-Nennleistung) nicht überschreitet

5.1.1.1 Abschätzung auftretender energetischer Verluste durch eine pauschale Abregelung

Um abzuschätzen, welche Verluste durch eine 70%-Abregelung exemplarisch am Standort Kassel auftreten werden, wurde das Verhalten einer energetisch günstig ausgelegte 5kW-PV-Anlage (30% Dachneigung / Südausrichtung / Nennauslegungsverhältnis PV-Leistung = WR-Leistung) über ein Jahr lang simuliert.

Die Einstrahlungsdaten wurden einer Datenbank [13] entnommen und geben 1min-Mittelwerte wieder. Berücksichtigt wurden die in Abbildung 5.2 dargestellten Einflüsse.

Ausgewertet wurde im Anschluss die zu erwartende Reduktion der eingespeisten Energie, wenn die Wechselrichterleistung pauschal auf maximal 70% der Anlagenleistung reduziert wird.

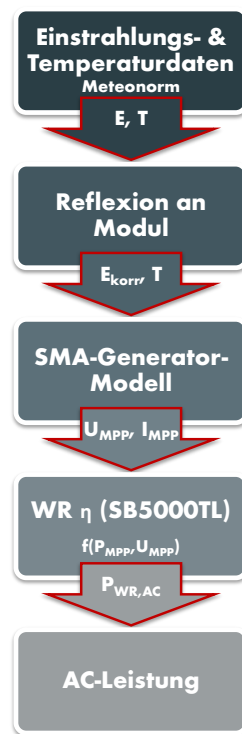


Abbildung 5.2: Wirkungskette zur Simulation des Ertrags einer PV-Anlage aus Einstrahlungsdaten

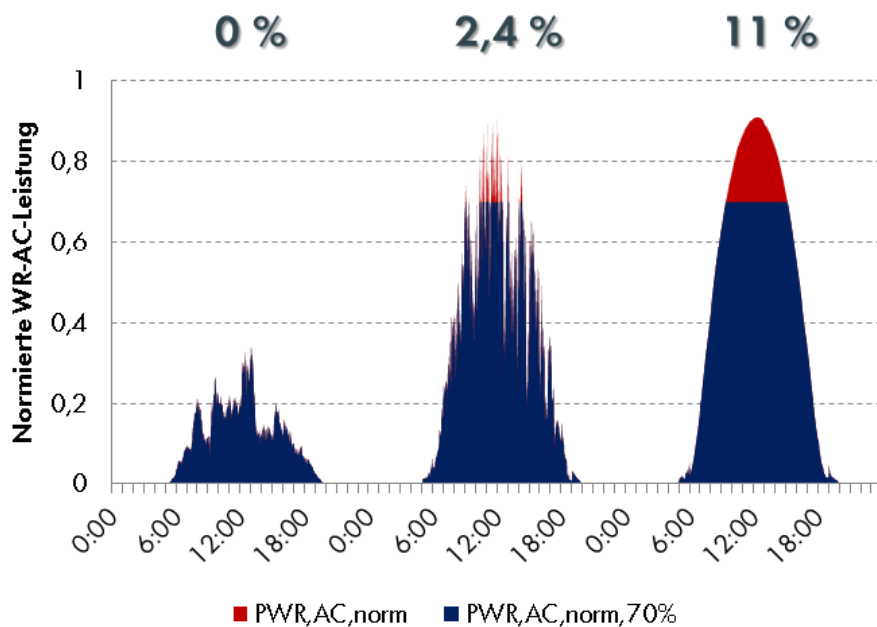


Abbildung 5.3: Exemplarische Darstellung der Einspeiseverluste an Tagen unterschiedlicher Einstrahlung. An einzelnen Tagen

Aus der durchgeführten Betrachtung resultierte für den Standort Kassel eine mittlere Minderung der eingespeisten Energie um ca. 3%. In Veröffentlichungen zu dem Thema [23] [24] wird eine Bandbreite von 2-8 Prozent Verlusten angegeben.

5.1.1.2 Abschätzung des Einsparpotenzials durch einen zentralen Regelalgorithmus

Zunächst wurde eine Analyse von Energiezählerdaten durchgeführt, die in einer PV-Referenzanlage aufgezeichnet wurden und den Verlauf von PV-Erzeugung und Eigenverbrauch im gesamten Jahresverlauf engmaschig dokumentieren. Im zweiten Schritt wurde das Datenmaterial benutzt, um im Rahmen einer Simulation verschiedene Regelalgorithmen für die Wirkleistungsbegrenzung zu bewerten und zu parametrieren. Der später bei der Realisierung verwendete Algorithmus benötigt lediglich Daten des Netzeinspeisezählers der Anlage. Auf Basis dieses Datenmaterials aus Simulationen und Messungen wurden folgende Durchschnittswerte errechnet:

Tabelle 5.1: Energetische Verluste einer PV-Anlage bei Abregelung auf 70% der Anlagen-Nennleistung bei einer Referenzanlage

	PV-Produktion	Netzeinspeisung
Starre Kappung auf 70% ohne Berücksichtigung des Eigenverbrauchs:	-5,8%	-8,2%
Optimale, in der Praxis nicht erreichbare Durchführung einer geregelten Kappung unter Berücksichtigung des aktuellen Eigenverbrauchs:	-2,7%	-3,9%
Realistische Durchführung einer geregelten Kappung unter Berücksichtigung des aktuellen Eigenverbrauchs:	-2,9%	-4,1%

Die Verluste bzgl. PV-Produktion und Netzeinspeisung lassen sich mit Hilfe der implementierten Regelung nach dieser Referenzauswertung somit um ca. 50% reduzieren.

5.1.1.3 Realisierung und Validierung der Funktion im Labor

Das so ermittelte Regelungsverfahren wurde in der Firmware des Sunny Home Managers realisiert. Im realen Betrieb sind kurzzeitige Überschwinger der Netzeinspeisung durch starke Sprünge der PV-Produktion und des Eigenverbrauchs unvermeidlich. Da für die statische Spannungshaltung der gleitende 10-Minuten-Mittelwert der Netzeinspeisung maßgeblich ist und sich die Fluktuationen mehrerer Anlagen ausgleichen werden, wird dies in Kauf genommen.

Das realisierte Verfahren setzt voraus, dass ein Netzeinspeisezähler vorhanden ist, der über eine serielle Schnittstelle Energie-Messwerte an den Sunny Home Manager übermittelt. Ein softwareseitig implementiertes Regelungsverfahren benutzt diese Messwerte, um die PV-Produktion nur so weit zu begrenzen, dass nach Abzug des Eigenverbrauchs die Obergrenze der Einspeisung nicht verletzt wird. Maßgebliches Kriterium bei der Regelung ist der gleitende 10-Minuten-Mittelwert der Netzeinspeisung, da im realen Betrieb kurzzeitige Überschwinger der Netzeinspeisung durch starke Sprünge der PV-Produktion und des Eigenverbrauchs unvermeidlich sind. Derartige Fluktuationen sind aus Netzbetriebssicht unkritisch, da sie sich über die Verteilung der Anlagen im Ortsnetz statistisch und zeitlich ausgleichen.

Die Realisierung umfasste folgende Arbeitspakete:

- Bewertung einer großen Auswahl von elektronischen Haushaltszählern, die in Feldtest- und Kundenanlagen vorgefunden wurden (vom Netzbetreiber installiert, Bewertung hinsichtlich Auflösung, Latenz und Datagrammfrequenz)
- Erstellung und Parametrierung des Regelalgorithmus unter Berücksichtigung der großen Streuungsbreite der Zählereignung
- Einbindung des Regelalgorithmus ins Home-Manager-System (Zuführung von Zählerdaten, Senden errechneter Stellwerte (= Begrenzungsvorgaben) an die Wechselrichter der PV-Anlage)
- Kopplung des Regelalgorithmus mit der Laststeuerungs-Funktionalität des Sunny Home Managers (Berücksichtigung einer Wirkleistungsbegrenzung beim intelligenten Schalten von Lasten)
- Visualisierung und Reporting für den Anlagenbetreiber (Darstellung der Abregelung und des Zugewinns durch die geregelte Wirkleistungsbegrenzung)
- Intensiver Labortest und mehrstufiger Feldtest (bestmögliche Absicherung, da direkter Bezug zum finanziellen Ertrag der Anlage besteht)

Erkenntnisse:

Wie erwartet ist die Regelungsgüte in hohem Maße abhängig von den Eigenschaften des verwendeten Netzeinspeisezählers.

Der erste Ansatz der Realisierung war, den schon beim Kunden vorhandenen und durch den Netzbetreiber installierten Einspeisezähler zu verwenden; für die Datenabfrage durch den Sunny Home Manager wurde die D0-Schnittstelle (DIN EN 62056-21) oder die S0-Schnittstelle benutzt.

Im Feldversuch ergaben sich erhebliche Probleme mit diesem Ansatz, da eine sehr große Streuungsbreite der Zählereigenschaften vorgefunden wurde. Manche Zähler, die durch Netzbetreiber in großer Zahl installiert wurden, konnten für das realisierte Verfahren nicht verwendet werden. Folgende Eigenschaften führten zum Ausschluss eines Zählers:

1. Fehlende Summenbildung (Saldierung) über alle Phasen bei der Berechnung von Leistungs- und Energiewerten
2. D0: Auflösung der übermittelten Energiewerte größer als 1 Wh
3. D0: Datagrammübermittlung seltener als alle 10 s
4. S0: Impulswertigkeit des Zählers kleiner als 250 Impulse pro kWh
5. D0: Fehlende Schnittstellenfreischaltungen oder Protokollverletzungen

Die gewonnenen Erkenntnisse führten zur Entwicklung eines eigenen Zweirichtungszählers durch SMA. Dieser ist u. a. für den oben beschriebenen Anwendungsfall optimiert und kann in der Kundenanlage als Zwischenzähler installiert werden. Wenn der netzbetreiberseitig installierte Zähler den für das Verfahren definierten Anforderungen genügt, kann weiterhin auch dieser verwendet werden.

Beim Test des Verfahrens im Prüflabor ergaben sich folgende Diagramme:

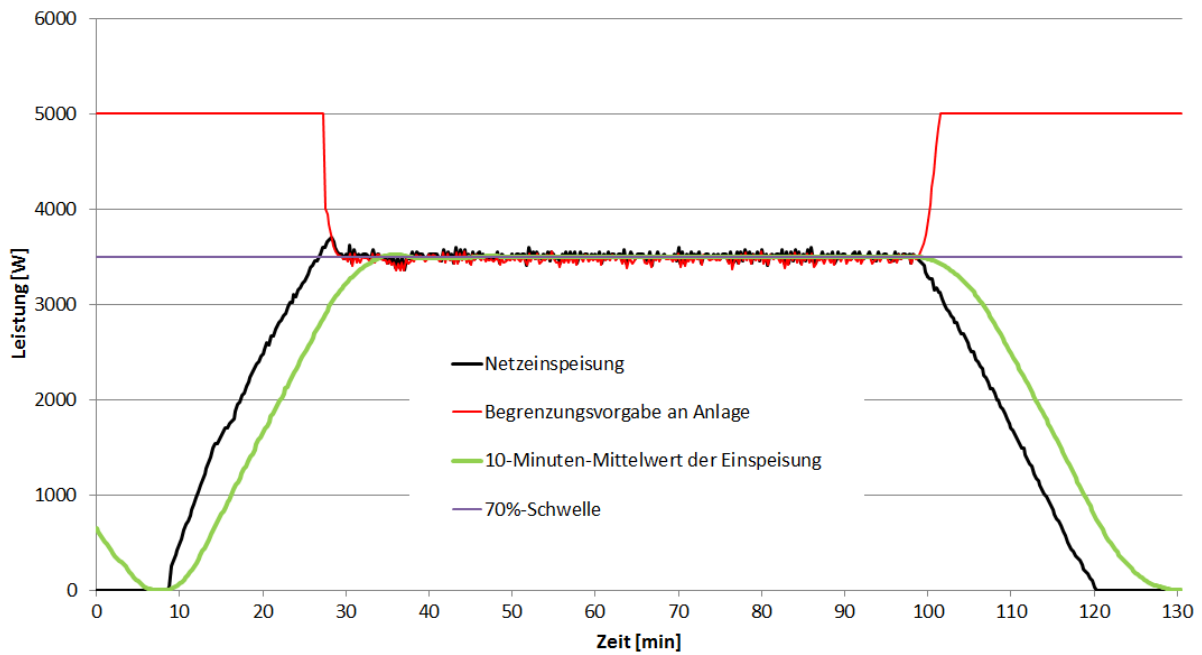


Abbildung 5.4: Abarbeitung eines 2-Stunden-Glockenkurvenprofils im Testlabor mit geregelter 70%-Begrenzung. Kein Eigenverbrauch.

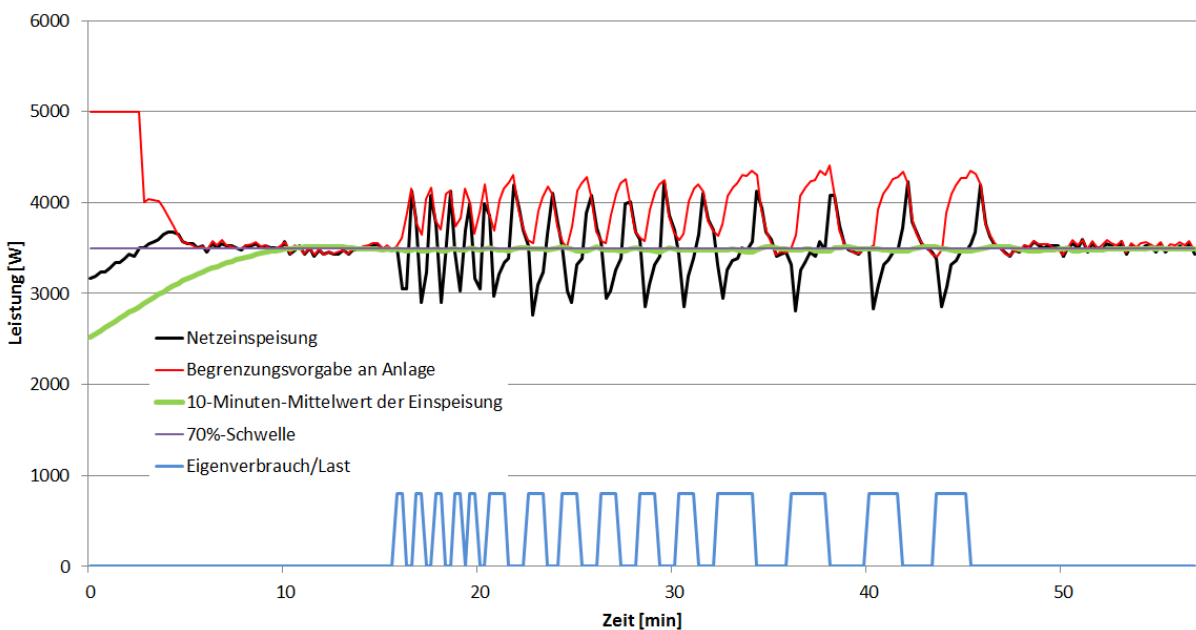


Abbildung 5.5: Abarbeitung Glockenkurvenprofil im Testlabor mit geregelter 70%-Kappung und simuliertem Eigenverbrauch (zyklisches An- und Abschalten einer 800-W-Last)

Es wird deutlich, dass der 10-Minuten Mittelwert der Einspeiseleistung die vorgegebene Begrenzung sehr gut einhält.

Der durch die pulsierende Last erzeugten Bezugsschwankung wird entgegengewirkt, so dass die mittlere Einspeiseleistung den vorgegebenen Sollwert nicht überschreitet. Die verbleibende Restwelligkeit liegt im Rahmen üblicher Welligkeiten durch die verursachende Last.

5.1.2 Erweiterter Blindleistungsstellbereich

5.1.2.1 Anpassungen im Wechselrichter

Die in Abschnitt 3.3.2 dargestellten Anpassungen in der Betriebsführung von Netzen setzen eine zeitlich und betragsmäßig vollständige Bereitstellung von Blindleistung durch die PV-Wechselrichter voraus. In diesem Zusammenhang wurde der PV-Wechselrichter-Arbeitsbereich derart angepasst, dass eine vollständige Bereitstellung von Blindleistung im gesamten Bereich der Netzeinspeisung und bei Versorgung der auftretenden Verluste aus dem Netz gewährleistet ist. Im Einzelnen mussten folgende Modifikationen in der Regelung umgesetzt werden:

- Die Aufhebung der Reduzierung der Blindleistungsfähigkeit bei kleinen Wirkleistungen (grüne Pfeile in Abbildung 5.6).
- Parameteranpassung für zulässige Rückströme aus dem Netz (blau in Abbildung 5.6).
- Parameteranpassungen zur den maximalen Blindleistungswerten (orange in Abbildung 5.6).

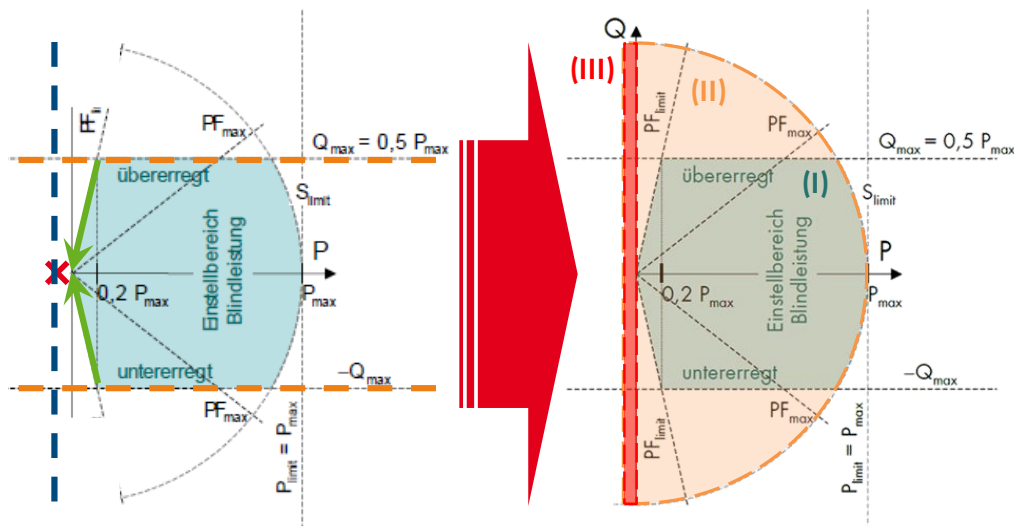


Abbildung 5.6: Anpassung des ursprünglichen Arbeitsbereichs des Wechselrichters (I) auf eine volle Blindleistungsfähigkeit bei Einspeisung (II) und auch bei Nicht-Einspeisung (III), also z. B. beim Betrieb nachts

Die Ausweitung des Blindleistungsbereiches führt zu einer veränderten Hardware-Belastung vor allem im Leistungspfad des Wechselrichters. Insbesondere verändert sich die Belastung der Leistungshalbleiter in der AC-Brücke. Aufgrund der veränderten Belastungssituation wurde eine erstellte Sonderfirmware mit erweitertem Arbeitsbereich anhand der in Abbildung 5.7 gezeigten Arbeitspunkte hinsichtlich Stabilität und Belastungsfähigkeit der Bauteile verifiziert. Bei den dazu durchgeführten Messungen im Labor wurde die Tauglichkeit für den Einsatz im Feld bestätigt.

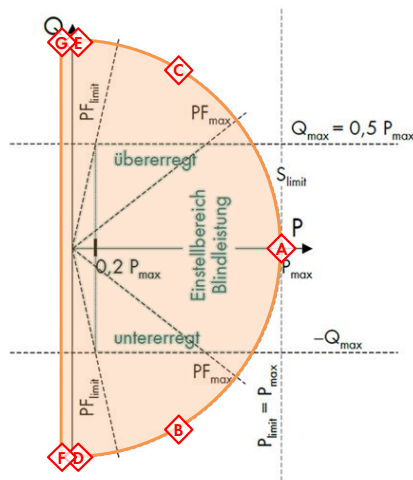


Abbildung 5.7: Erweiterter Arbeitsbereich und Arbeitspunkte zur Verifizierung der ständigen Blindleistungsbereitstellung im gesamten Arbeitsbereich

In weiteren Schritten wurde die Funktionalität im Rahmen des Feldtests im Netzgebiet Niedervorschütz implementiert und getestet. Ein Fokus bei diesen Untersuchungen lag auf der Umsetzung von Befehlen zur Einstellung von Blindleistungssollwerten.

5.1.3 Kommunikationsanbindung

5.1.3.1 Überblick

Um die Wechselrichter für die Netzsystemdienstleistungen aus der Ferne steuern zu können, wurden über den Projektzeitraum verschiedene Kommunikationstechnologien untersucht.

Für die Anbindung an die Ortsnetzstation wird auf das Fernwirkprotokoll IEC61850 gesetzt. Dieses stellt eine normierte Schnittstelle zwischen verschiedensten Netzteilnehmern.

Für die erste Umsetzung wurde die Kommunikationsstrecke analog zu Abbildung 5.8 in Betrieb genommen. Die Fernübertragung erfolgt über eine Mobilfunkanbindung mit einem gesicherten VPN-Tunnel über das Internet. In einem darauffolgenden Entwicklungsboard wird das IEC61850 Protokoll gewandelt und über die SMA-Datentechnik hin zu einem proprietärem Protokoll konvertiert.

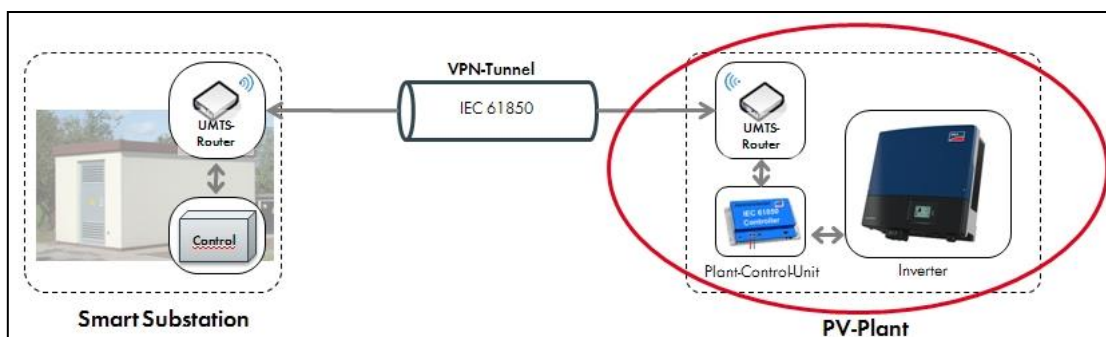


Abbildung 5.8: IEC61850 Kommunikation

Die hohe Komplexität dieser Kommunikationskette mit ihrer Vielzahl an Schnittstellen und Komponenten führte jedoch zu einer eingeschränkten Dynamik der Übertragungsstrecke.

Der Einsatz und die Erprobung neuer Technologien waren im Rahmen des Projekts naheliegend.

Der nächste Schritt war weggehend von seriellen Kommunikationsschnittstellen hin zu rein Ethernet-basierter Kommunikation. Darüber hinaus wurde ein Kommunikationsmodul mit Unterstützung der IEC61850 entwickelt und direkt in einen Wechselrichter integriert. Nicht nur die Regelungsdynamik des Gesamtsystems wird erhöht, sondern auch eine gezielte Ansteuerung von einzelnen Wechselrichtern ermöglicht. Parameter und Messwerte der Wechselrichter sind auslesbar und können für ein Monitoring ebenso wie für Anlagenregelungen genutzt werden.

Eine weitere im Rahmen des Projektes maßgeblich mitentwickelte Technologie geht weg von einem VPN-Service als Aggregator hin zu einem zentralen SMA-Gateway, bezeichnet als Virtual Power Plant Gateway (VPPG). Das VPPG hat die Vorteile, beliebige periphere Endgeräte und Erzeugungsanlagen über die IEC61850 einzubinden, darüber hinaus aber auch eine Vielzahl bestimmter PV-Wechselrichter als virtuelle Anlagen zusammenzufassen und über das Internet zu steuern. Hierfür ist lediglich eine Anbindung der Wechselrichter über die sogenannte Webconnect Technologie an das Sunny Portal nötig. Das Gateway besitzt grundsätzlich die Performance, an zentraler Stelle Regelungsaufgaben der hinterlegten Anlagen zu übernehmen. Im Rahmen des Projektes wurde das VPP-Gateway zunächst als reiner Kommunikationsweg ohne eigene Regelalgorithmen entwickelt und verwendet. Zum Einsatz kamen ein Anlagenmonitoring und ein Datenlogging. Abbildung 5.9 verdeutlicht die kommunikative Anbindung der Endgeräte an das VPPG.

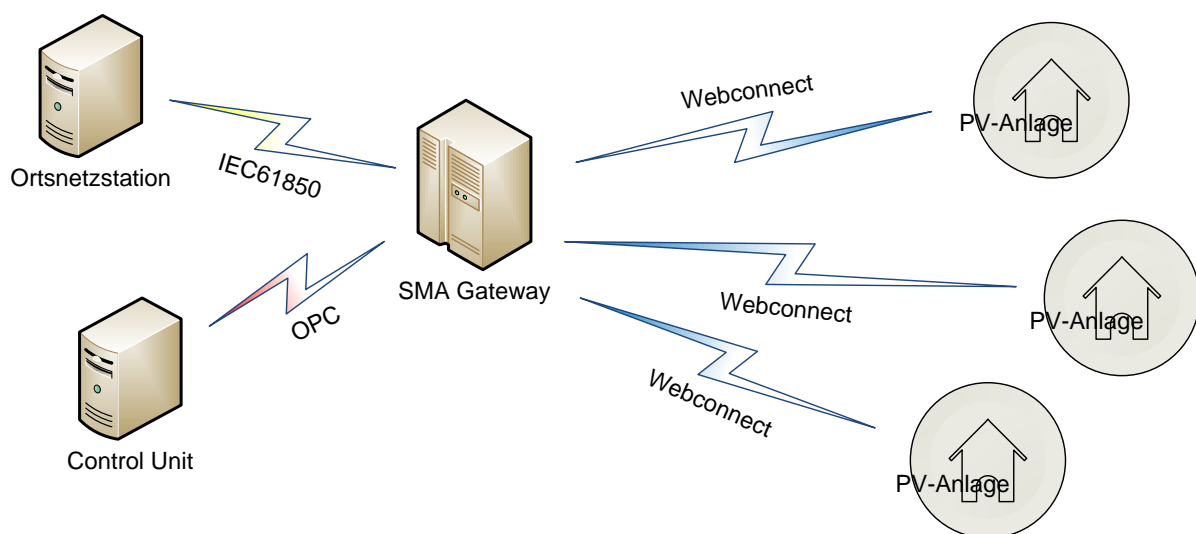


Abbildung 5.9: Kommunikationsstruktur über SMA VPP-Gateway

In den folgenden Unterkapiteln wird noch einmal detailliert auf die vollzogenen Arbeiten eingegangen.

5.1.3.2 IEC 61850 via externen IEC-Controller / WebBox/ Wechselrichter

Zur Fernsteuerbarkeit der WR wurde eine Kommunikationsstrecke zwischen Ortsnetzstation und WR über das IEC61850 Protokoll geplant. Hierfür wurden die Anlagen um Kommunikationstechnik, bestehend aus einer SMA Sunny WebBox, eines Entwicklungsboards für die IEC Protokollkonversion und eines UMTS-Routers erweitert.

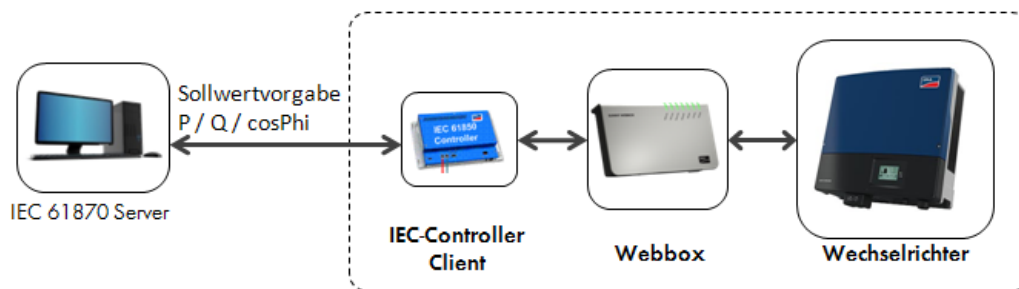


Abbildung 5.10: Labortest zur IEC61850 Kommunikation

Im Rahmen eines Labortests wurde die Kommunikationsstrecke vom IEC61850-Server bis hin zum WR überprüft und als funktional befunden. Getestet wurde eine ferngesteuerte Wirkleistungsreduktion (100%, 50%, 0%) und Blindleistungssollwertvorgaben für cosPhi und Q, sowie die Überprüfung von Referenzwerten. Eine einstellbare Schrittweite bis hin zu 1% ist möglich. Im Dauertest über mehrere Tage wurde die Wirkkette mit verschiedenen Sollwertvorgaben beaufschlagt. Hierbei traten keinerlei Fehlfunktionen auf, so dass die Kommunikationstechnik bei dem Feldtest bedenkenlos eingesetzt werden konnte.

5.1.3.3 WR-integrierte IEC61850-Schnittstelle (SMA)

Aktuelle SMA-Wechselrichter haben eine SMA-eigene Kommunikations-Schnittstelle implementiert, um mit SMA Datengeräten zu kommunizieren. Für den Betrieb in intelligenten Netzen ist eine allgemeingültige normierte Schnittstelle über Ethernet nötig, um alle Netzteilnehmer in gleicher Weise zu kontrollieren und zu steuern.

Im Rahmen dieses Projektes wurde prototypisch eine PV-Wechselrichter-integrierte IEC 61850 – Schnittstelle mit Netzintegrationsfunktionen entwickelt.

Hierfür wurden die entsprechenden mechanischen und elektronischen Bauteile neu entwickelt und die Wechselrichter-Firmware an die neue Prozessor-Plattform angepasst. Ziel der Firmware-Entwicklung war, die Applikation der bestehenden PV-Wechselrichter-Kommunikationsbaugruppe möglichst unverändert weiterzuverwenden. Die Firmware wurde soweit umgesetzt, dass eine Kommunikation zwischen Kommunikationsbaugruppe und Wechselrichter-Hauptplatine in Betrieb genommen werden konnte. Ein IEC61850-Stack wurde auf der Prozessor-Plattform der Kommunikationsbaugruppe lauffähig implementiert. Es wurde ein Adapter konzipiert und implementiert, über den die Umsetzung des bestehenden Datenmodells des PV-Wechselrichters an das Datenmodell der IEC-Schnittstelle erfolgt. Baugruppen mit der im Labor geprüften Firmware wurden in den Feldtest-Wechselrichtern installiert und in Betrieb genommen. Abbildung 5.11 zeigt die neu entwickelte Baugruppe im Vergleich mit dem bisher verwendeten externen Protokollkonverter, dessen Funktion (und die des zuvor verwendeten Datenloggers) nun durch die neue, integrierte Baugruppe ersetzt wurde.

Folgend werden im Vorhaben relevante Anwendungsfälle dargestellt. Diese Anwendungsfälle wurden in das Datenmodell überführt, welches zugleich in diesem Forschungsprojekt verwendet wurde.

Tabelle 5.2: Für die IEC61850 Kommunikation im Projekt relevante Anwendungsfälle

Thema	Ziel	Funktion	Akzeptanzkriterien
Sollwertvorgabe	Gezieltes Q-Management am UW	P, cosPhi, Q als Absolutwert oder P, cosPhi, Q als Relativwerte	Toleranzen Reaktionsgeschwindigkeit Auflösung / Stufung der Vorgaben (z.B. 30% Stufen oder 5% ...)
	(Optimierte) Spannungshaltung		
Grenzwertvorgabe	Grenzwerte im Netz einhalten / Stabiler Netzbetrieb		
Kennlinien- und Grenzwertauswahl	Spannungshaltung aus der Perspektive eines langfristigen Netzmanagements	CosPhi(P) Q(U)	Aktivierung der zertifizierten Kennlinie erfolgreiche Einhaltung der Toleranzen
Ist-Werte auslesen	Netzzustand kennen zwecks Unterstützung überlagerter Ziele	U, P, Q, cosPhi	Messgenauigkeit und Auflösung / Abtastrate Kenntnis der Rahmenbedingungen der Messung (z.B. Zeitstempel gleich, Zeitstempel definiert, Algorithmen bekannt)
Technisches Reporting	Umsetzungskontrolle zwecks Sicherstellung der Betriebssicherheit	Kennlinien (auslesen) Rücklesen der Sollwertvorgaben	Die tatsächlich umgesetzten Werte werden zurückgemeldet Durchgängige und einheitliche Spezifikation / Begriffsdefinition
Alarme	Sicherer Netzbetrieb	Störung von: Anlagenfunktionen Schutz	Zuverlässigkeit Keine Fehlalarme (Manipulationssicherheit) Latenzzeit

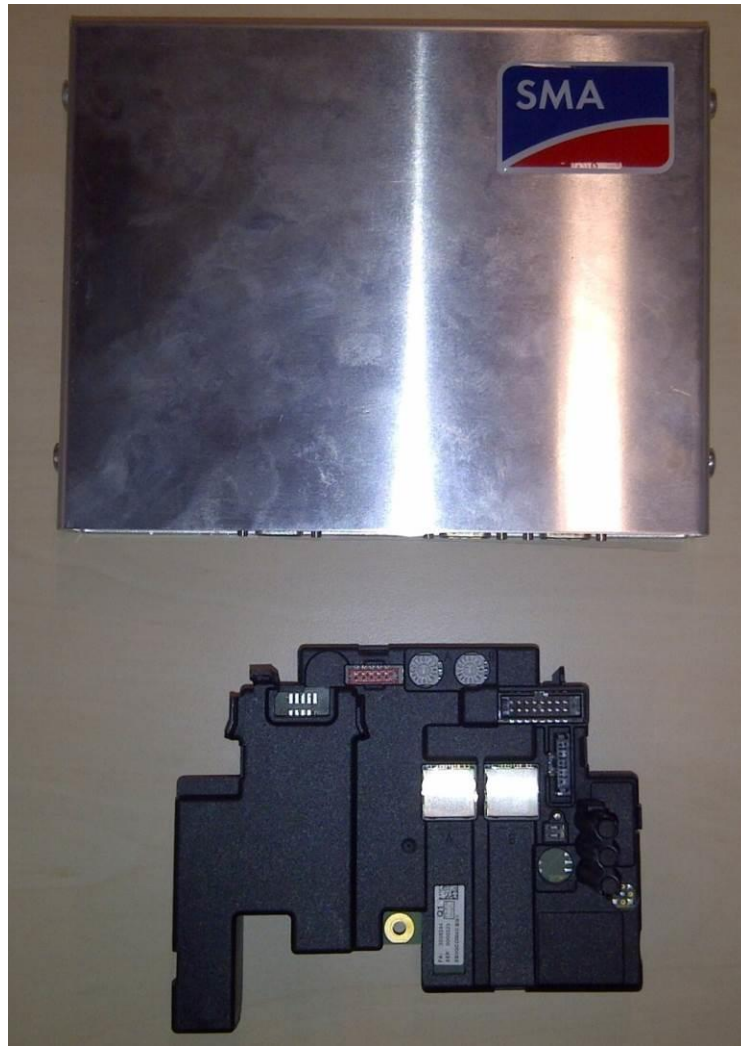


Abbildung 5.11: Zuvor im Vorhaben verwendeter Protokollkonverter, (oben, ohne den noch zusätzlich benötigten Datenlogger) und die neue Baugruppe, welche im Wechselrichter integriert wird und dabei die bestehende Baugruppe im Wechselrichter ersetzt. Der Materialaufwand ist (v.a. durch den überflüssigen externen Datenlogger) erheblich verringert worden.

5.1.3.4 VPP-Gateway

In den beiden vorangegangenen Abschnitten wurden Ansätze dargestellt, wie PV-Anlagen, bzw. einzelne Wechselrichter mit Hilfe standardisierter Kommunikationsschnittstellen durch eine Netzbetriebsführung angesteuert werden können.

Parallel wurde im Projekt ein Ansatz entwickelt, wie über bestehende standard-Kommunikationsschnittstellen der PV-Wechselrichter und PV-Anlagen eine Steuer- und Regelbarkeit der im Ortsnetz verteilten PV-Anlagen in beliebig konfigurierbaren Gruppen ermöglicht werden kann.

Diese im Folgenden „VPP-Gateway“ genannte Infrastruktur wurde konzeptioniert, entwickelt, implementiert und sukzessive Tests durchgeführt. Neben Tests bei SMA wurden vor der Anwendung auf die PV-Anlagen im Feldtestgebiet umfangreiche Tests im Fraunhofer Systemc Labor durchgeführt. Verwendet wurde dabei auch die im Feldtest eingesetzte Kommunikationsverbindung über UMTS-Modems.

Die Infrastruktur des VPP-Gateways wurde im Rahmen dieses und des parallel bearbeiteten Projektes Regenerativkraftwerk 2050 (FKZ 0325248C) mit unterschiedlichen, sich ergänzenden Schwerpunkten entwickelt. Im Rahmen des hier beschriebenen Projektes lagen die Schwerpunkte in folgenden Arbeiten:

- Erstellung der Systemarchitektur
 - o Aufsetzen des Basissystems, um PV-Anlagen über das VPP-Gateway zu erreichen (Auslesen von Daten / Senden von Steuerbefehlen)
- Softwarespezifikation der Module (Data Model Converter, IEC Modul und Webconnect Modul)
- Implementierung der Module und Erstellung des Programms
- Aufbau eines Testsystems
- Test des Systems auf die Reaktion auf unvorhergesehene Vorgänge (System- / Kommunikationsfehler)
- Verteilen von Regelbefehlen auf die einzelnen PV-Wechselrichter

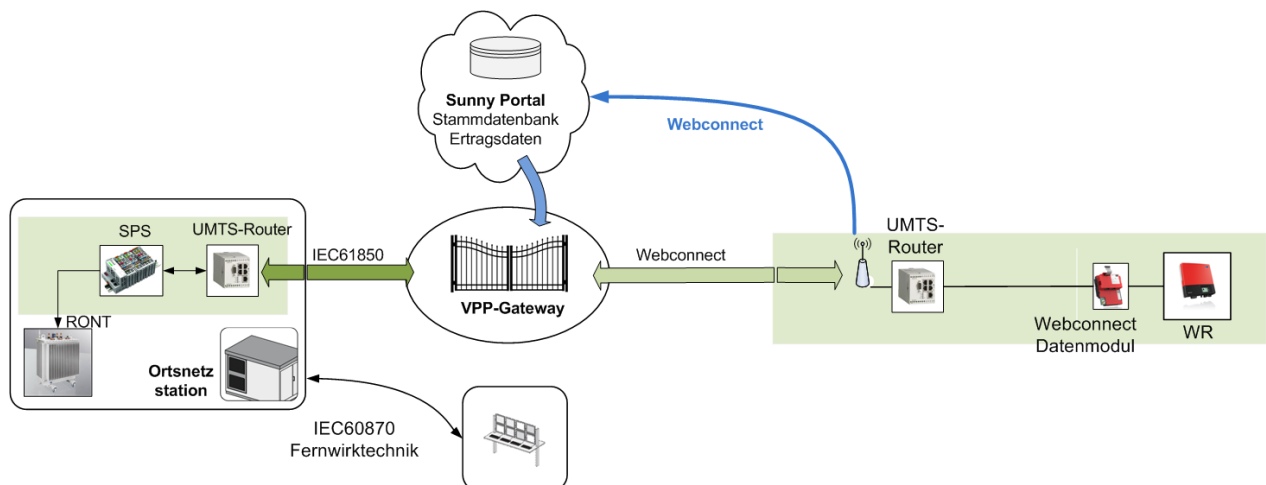



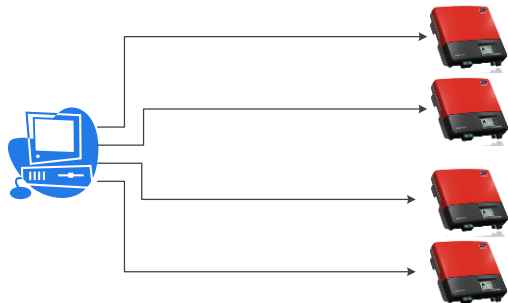
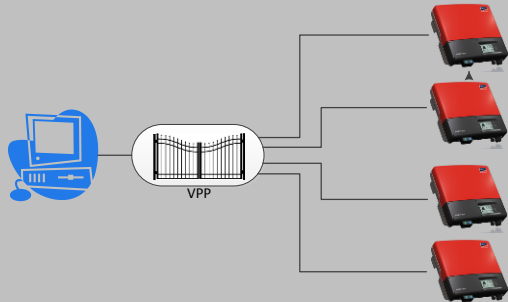
Abbildung 5.12: Kommunikationsstruktur über das VPP-Gateway von SMA. Das Gateway stellt eine einzelne Verbindung zur Ortsnetzstation bereit, in Richtung PV-Anlagen können beliebige, mit SMA Webconnect im Sunny Portal angemeldete Wechselrichter angesteuert und ausgelesen werden

Das VPP-Gateway wurde zunächst erfolgreich bei SMA getestet und in Betrieb genommen. Im Anschluss erfolgte ein Test im Fraunhofer Netzlabor Systec, um die Funktion des Gateways im Verbund mit den übrigen Systemkomponenten (UMTS-Router, Ortsnetzstation) zu untersuchen. Nach erfolgreichem Abschluss der Tests (Umsetzung von Blind- und Wirkleistungssollwerten durch einen über das VPP-Gateway angesteuerten Wechselrichter, Auslesen von Messwerten) erfolgte die Freigabe für eine Anwendung im Feldtestgebiet.

5.1.3.5 Überblick Kommunikationskonzepte (Fraunhofer IWES)

Für die AINS stellt die VPP Lösung die beste Variante da. Es werden keine externen Datenlogger und keine Protokollumsetzer benötigt, wodurch die Kosten für die Anschaffung und den Betrieb entfallen. Die Steuerung benötigt nur eine einzige aktive IEC 61850 Verbindung, egal wie viele PV-WR kommunikativ eingebunden werden. Zudem können die PV-WR zu beliebigen Anlagen zusammengefasst werden, wodurch der notwendige Traffic sehr niedrig gehalten wird. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass in dem Niederspannungsnetz auch PV-WR anderer Hersteller vorgefunden werden können. Diese müssen dann über anderweitige Kommunikationsstrukturen angebunden werden.

Tabelle 5.3- Überblick Kommunikationskonzepte

	Grafische Darstellung	Vorteile	Nachteile
Datenlogger		<p>Eine Verbindung pro Anlage</p> <p>→ Wenig Traffic</p>	<p>Lange Aktualisierungs-Intervalle des Datenloggers</p> <p>→ langsame Kommunikation</p>
Direkte Verbindung		<p>Direkte Verbindung</p> <p>→ Schnelle (Einzel-) Kommunikation</p>	<p>Eine Verbindung pro Wechselrichter</p> <p>→ Viel Traffic</p>
VPP Gateway		<p>Nur eine, fast direkte Verbindung</p> <p>→ Schnelle Kommunikation</p> <p>→ Sehr wenig Traffic</p>	

5.2 Dezentrale Zusatzkomponenten

Bei Problemen hinsichtlich der Spannungshaltung in Ortsnetzen mit inhomogen verteilten Erzeugungsanlagen, insbesondere in langen Netzausläufern, bietet sich der Einsatz von dezentralen Zusatzkomponenten an, welche durch eine direkte Spannungsregelung effizient das Spannungsprofil beeinflussen können.

Zur Regelung eines Strangs bzw. Teilbereichs eines Ortsnetzes würde die Zusatzkomponente in der Station zwischen Niederspannungssammelschiene des passiven Verteiltransformators und den jeweiligen Abgängen installiert. Beim Stations-fernen Einsatz in Ausläufern bietet sich eine Aufstellung neben Kabelverteilschränken an, da hierdurch eine zusätzliche Auftrennung der Niederspannungsverkabelung vermieden werden kann. Es ist zu erwarten, dass dezentrale Zusatzkomponenten hauptsächlich für Szenarien in Frage kommen, in denen eine Spannungsregelung für Netzbereiche bzw. Ausläufer mit

Erzeugungskapazitäten in der Größenordnung 100...130kVA erforderlich ist. Prinzipiell bestünde hierbei auch die Möglichkeit, die direkte Spannungsregelung dieser zusätzlichen Betriebsmittel mit dem Ansatz der indirekten Spannungsregelung via Blindleistungsbereitstellung durch die Erzeugungsanlagen zu kombinieren.

Wie bereits in Abschnitt 3.1.5 beschrieben, gibt es mehrere Realisierungsmöglichkeiten für solche Zusatzkomponenten. Im Rahmen dieses Projektes wurde ein Umrichter-basierter Längsspannungsregler realisiert, da dieser die Spannung mit hoher Dynamik regeln kann sowie potenziell auch Spannungsunsymmetrien ausregeln und Blindleistungskompensation durchführen kann. Auch besteht prinzipiell die Möglichkeit einer Oberschwingungskompensation, was den Rahmen dieses Projektes jedoch übersteigt. Im Sinne einer guten Anschlussfähigkeit und Verwertbarkeit der Komponente sollten diese technischen Möglichkeiten im Systemkonzept des dezentralen Reglers bestehen bleiben.

5.2.1 Systemkonfiguration

Ein auf Umrichtern mit Spannungszwischenkreis (engl. Voltage Source Converter – VSC) basierender Längsspannungsregler ermöglicht eine schnelle stufenlose Spannungsregelung und bietet weiterhin alle Freiheitsgrade zur optionalen Implementierung weiterer Power-Quality-Features. Ein einphasiges Blockschaltbild eines solchen leistungselektronischen Längsspannungsreglers ist in Abbildung 5.13 dargestellt. Vorteilhaft bei diesen Systemen ist, dass sich keine leistungselektronischen Elemente direkt im Lastpfad befinden und dass das Betriebsmittel nur für einen relativ geringen Teil der Nennscheinleistung des zu regelnden (Teil-)Netzes ausgelegt werden muss. Unter anderem deshalb sind diese Regler hocheffizient und verursachen nur geringe Zusatzverluste.

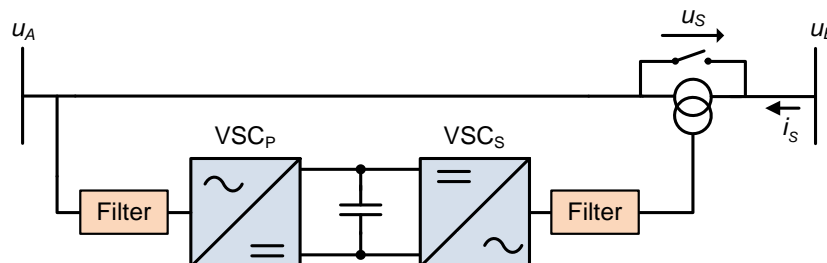


Abbildung 5.13: Einphasiges Blockschaltbild leistungselektronischer Längsregler

Wie in Abbildung 5.13 gezeigt, besteht das System aus zwei über einen gemeinsamen Spannungszwischenkreis gekoppelte Umrichter, wobei ein Umrichter (VSC_P) netzparallel betreiben wird und ein Umrichter (VSC_S) über einen seriellen Transformator mit der Leitung verbunden ist. Der Umrichter VSC_S regelt durch das Einprägen einer Zusatzspannung in die Leitung mittels des Längstransformators die Spannung am Ausgang des Längsspannungsreglers bzw. an der Sammelschiene U_B während der Umrichter VSC_P die Zwischenkreisspannung stellt. Ein weiterer wichtiger Bestandteil eines solchen Systems ist der in Abbildung 5.13 schematisch dargestellte Bypass des Längstransformators. Zum einen werden mit dem Bypass die Umrichter bei Auftreten von Fehlersituationen im Netz vor zu hohen Strömen geschützt. Zum anderen kann das System so im Standby mit sehr niedrigem Eigenverbrauch gefahren werden, wenn keine Spannungsregelung erforderlich ist. Der Bypass kann dabei entweder – wie hier dargestellt – netzseitig oder umrichterseitig angeordnet sein.

Mit einer solchen flexiblen Systemstruktur ist neben der direkten Regelung der Spannungsgrundschiwingung prinzipiell auch die Implementierung weiterer Funktionalitäten zur Verbesserung der Versorgungsqualität möglich. Leistungselektronische Längsspannungsregler sind daher von verschiedenen Anwendungen in der elektrischen Energieversorgungstechnik bekannt. In Verteilnetzen umfassen die bisherigen Einsatzgebiete besonders die Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität für sensible Lasten um z. B. die Unterbrechung von Industrieprozessen zu vermeiden. Hierbei liegt der Fokus in der Regel auf dem hochdynamischen Ausregeln von Spannungseinbrüchen sowie auf der Kompensation von Spannungs-Oberschwingungen. Ein solcher Netzregler wird u. a. als „Dynamic Voltage Restorer“ (DVR) bezeichnet. Weiterhin ist die Implementierung eines aktiven seriellen Filters zum Dämpfen bzw. Blocken von harmonischen Strömen möglich. Auch der netzparallele Umrichter kann über die Regelung der Zwischenkreisspannung hinaus für die Implementierung von Power-Quality-Features genutzt werden. Als paralleles aktives Filter eingesetzt kann u. a. durch die Kompensation von Blindleistung und Oberschwingungsströmen die Rückwirkung gerade von nichtlinearen Lasten auf das dem Netzverknüpfungspunkt vorgelagerte Netz minimiert werden. Ein solcher Einsatz dieser Systemstruktur als Kombination von aktivem parallelem und serielltem Filter wird u. a. als „Unified Power Quality Conditioner“ (UPQC) bezeichnet.

Die hier betrachtete „Back-to-Back“-Anordnung zweier Umrichter ist somit eine flexible Systemplattform für die Realisierung eines dezentralen Spannungsreglers, welcher optional um weitere Features zur Verbesserung der Versorgungsqualität bzw. zur Sicherstellung der Stabilität Umrichter-dominierten Energieversorgungssysteme erweitert werden kann. Diese Funktionalitäten können u. a. für schwächere Netze und zukünftige Verteilnetze mit hoher Durchdringung leistungselektronischer Systeme von Interesse sein.

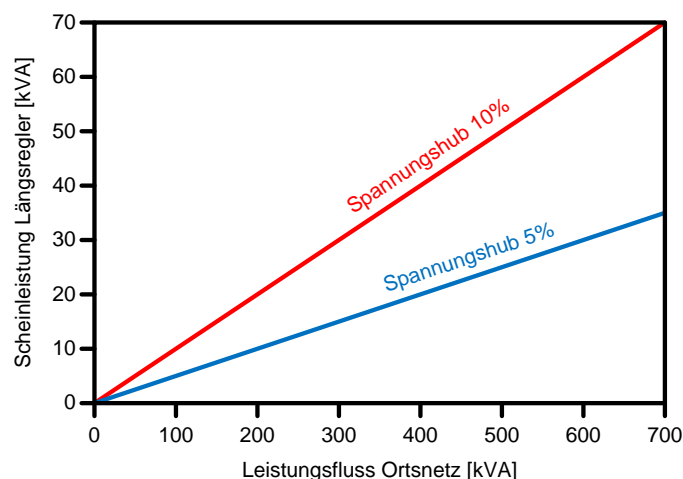


Abbildung 5.14: Abschätzung Längsregler-Scheinleistung in Abhängigkeit von Leistungsfluss im Ortsnetz und Spannungshub (hier beispielhaft 5% bzw. 10%)

Der Fokus der im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Arbeiten lag auf der Implementierung einer dezentralen Zusatzkomponente zur direkten Regelung der Spannungsgrundschiwingung. Da in diesem Fall keine Bereitstellung bzw. Kompensation von Blindleistung durch den netzparallelen Umrichter vorgesehen war, wurde dieser als aktiver Gleichrichter bzw. wie eine aus der Antriebstechnik bekannte Ein- und Rückspeiseeinheit (sog. „Active Front End“) betrachtet.

Die Spezifikationen des leistungselektronischen Längsspannungsreglers orientieren sich entsprechend an den Anforderungen von Ortsnetzen bzw. Netzausläufern mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen. Ein wesentlicher Unterschied bspw. gegenüber einem DVR ist hierbei der Spannungshub. Während ein DVR zum Abfangen kritischer Spannungseinbrüche einen entsprechend hohen Spannungshub benötigt, genügt für die Spannungsregelung im Ortsnetz ein Spannungshub im Bereich 8...10% der Nennspannung. Der Spannungshub hat wiederum entscheidenden Einfluss auf die Scheinleistung des Längsreglers, da diese proportional zum Leistungsfluss im Netz bzw. zum Spannungsstellbereich des Längsreglers ist. Näherungsweise lässt sich die Längsregler-Scheinleistung über das Produkt aus Spannungshub (in Prozent) und Leistungsfluss abschätzen (siehe Abbildung 5.14). So ergibt sich bspw. für einen Netzausläufer mit einem maximalen Leistungsfluss von 130kVA und einem Spannungshub von 10% eine Längsregler-Scheinleistung von ca. 13kVA. Nicht berücksichtigt sind bei dieser Abschätzung die Verluste der Umrichter und des Längstransformators. Weiterhin muss beachtet werden, dass es sich hierbei um die „System-Scheinleistung“ handelt, für die entsprechend alle Komponenten des Reglers – insbesondere beide Umrichter und Längstransformator – ausgelegt werden müssen.

Im Längsspannungsregler auftretende Verluste treten im Bezug auf die im Netz umgesetzte Leistung ebenfalls in Abhängigkeit der o.g. Auslegung zu Tage. 6% Verluste im Längsregler würden sich bei einer Auslegung auf 10% Spannungshub demnach nur zu etwa 0,6% bzgl. der umgesetzten Leistung bemerkbar machen.

Wie bereits erwähnt, ist ein Einsatz der dezentralen Zusatzkomponente hauptsächlich als Einzelstrangregler zu erwarten. Allerdings sind natürlich auch größere Längsregler-Scheinleistungen realisierbar, wodurch prinzipiell auch die Regelung eines kompletten Ortsnetzes möglich wäre. In so einem Fall ist denkbar, dass der Längsregler temporär eingesetzt wird, um die Zeit bis zur Ausführung von Netzverstärkungsmaßnahmen (bspw. klassische Kabelverstärkung oder Einsatz RONT) zu überbrücken.

Bei der Implementierung der einzelnen Komponenten des Längsreglers sind die durch die geforderten Funktionalitäten gegebenen Randbedingungen zu beachten. So ergibt sich durch das Design der beiden Umrichter sowie durch die Ausführung des Längstransformators bzw. der Längstransformatoren die Anzahl der Freiheitsgrade hinsichtlich der Spannungsregelung.

Für die Regelung von Mit- und Gegensystem kann für den seriellen Umrichter ein dreiphasiges Design ohne Möglichkeit zum Anschluss eines Rückleiters eingesetzt werden, wobei ein dreiphasiger Längstransformator umrichterseitig in Dreieck oder Stern geschaltet werden kann (Schaltgruppe Diii bzw. Yiii). Wird der Gleichrichter zur Speisung des Zwischenkreises hierbei unidirektional ausgeführt, kann die Spannung im Lastfall angehoben und im Einspeisefall abgesenkt werden. Bei Verwendung einer bidirektionalen Topologie entfällt diese Einschränkung bzgl. der Leistungsflussrichtung innerhalb des Längsreglers. Dadurch ist es dann auch prinzipiell möglich, die Spannung im Lastfall abzusenken bzw. im Einspeisefall anzuheben.

Ist eine Regelung von Mit-, Gegen- und Nullsystem (Einzelphasenregelung) erforderlich, muss ein dreiphasiger Längstransformator umrichterseitig in Stern geschaltet werden und das Umrichter-Design eine Verbindung mit dem herausgeführten Sternpunkt erlauben. Dies kann bei dreiphasigen Topologien durch eine Verbindung mit dem Mittelpunkt des Zwischenkreises realisiert werden; eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung eines

netzparallelen Umrichters bzw. Active Front End mit vier Halbbrücken (sog. „Four-Leg“-Topologie).

Abbildung 5.15 und Tabelle 5.4 zeigen einen Überblick über die prinzipiellen Realisierungsmöglichkeiten und deren grundlegende Vor- und Nachteile.

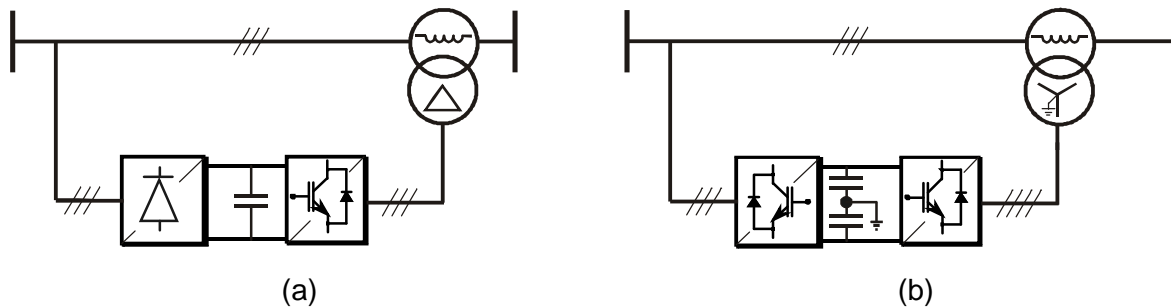


Abbildung 5.15: Realisierungsmöglichkeiten Längsregler: (a) Längstransformator in Dreieckschaltung und (b) Längstransformator in Sternschaltung

Tabelle 5.4: Gegenüberstellung Realisierungsmöglichkeiten Längsspannungsregler

	Längsregler mit Trafo in Dreieckschaltung	Längsregler mit Trafo in Sternschaltung
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> Standardumrichter Einsatz günstiger Gleichrichter möglich Hohe Ausnutzung Zwischenkreisspannung 	<ul style="list-style-type: none"> Regelung von positiver, negativer Komponente und Nullkomponente Vollständige Ausregelung eines unsymmetrischen Spannungssystems möglich
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> Nur Regelung von positiver und negativer Komponente möglich Keine vollständige Ausregelung eines unsymmetrischen Spannungssystems möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Komplexeres Design Höherer Aufwand Zwischenkreisregelung

Alternativ zu den auf dreiphasigen Komponenten basierenden Ansätzen kann zur Einprägung der Längsspannung ein Konzept mit einem Modul je Phase bestehend aus einphasigem Umrichter und einphasigem Längstransformator verwendet werden. Mit diesem Ansatz ist entsprechend die Möglichkeit einer Einzelphasenregelung gegeben. Die Module können dabei einen gemeinsamen Zwischenkreis nutzen, dessen Spannung wiederum durch einen dreiphasigen Umrichter geregelt werden kann.

In Abbildung 5.16 ist ein Blockschaltbild des aufgebauten Längsregler-Prototyps gezeigt. Als serieller Umrichter wurde ein dreiphasiger Drei-Level-Umrichter mit einer Nenn-Scheinleistung von 15kVA verwendet. Der Längstransformator, dessen Spannungshub in Abstimmung mit EnergieNetz Mitte auf 8% festgelegt wurde, ist dabei umrichterseitig in Dreieck geschaltet. Diese Konfiguration erlaubt zwar keine Einzelphasenregelung, ermöglicht aber u. a. eine effiziente Ausnutzung der Zwischenkreisspannung. Wie aus anderen Anwendungen der Energietechnik bekannt, verringert sich hierdurch die Spannungsbelastung der Halbleiter bspw. gegenüber Konfigurationen mit am Zwischenkreis-

Mittelpunkt angeschlossenem Rückleiter. Dies hat geringere Verluste zur Folge und wirkt sich positiv auf die Zuverlässigkeit aus.

Weiterhin fällt bei einer Längstransformator-Schaltgruppe Diii bei gegebenem Längsspannungshub und gegebener maximaler Umrichter-Ausgangsspannung aufgrund des größeren Übersetzungsverhältnisses der Nennstrom für den seriellen Umrichter geringer aus als bei einer Längstransformator-Schaltgruppe YNiii. Gleiches gilt für die Transformation von Strömen bei Netzfehlern, wodurch auch u. a. Vorteile für das Schutzkonzept ergeben.

Als netzparallele Einheit wurde schwerpunktmäßig ein aktiver unidirektionaler Gleichrichter betrachtet bzw. eingesetzt, mit dem der für die untersuchte Anwendung relevante Betrieb (Spannung im Einspeisefall absenken) möglich ist.

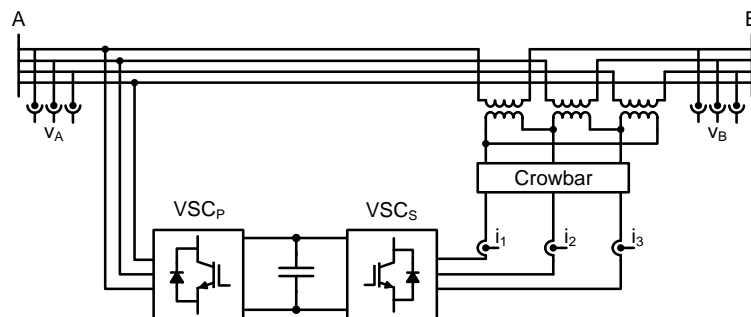


Abbildung 5.16: Blockschaltbild des untersuchten Längsreglers

Wie in Abbildung 5.16 angedeutet ist die Crowbar zum Kurzschließen des Längstransformators im Fehlerfall beim aufgebauten Prototyp Umrichter-seitig angeordnet. Die Crowbar kann hierdurch aufgrund des Übersetzungsverhältnisses des Längstransformators verglichen mit einer Netz-seitigen Anordnung für entsprechend kleinere Ströme ausgelegt werden. Bspw. ist von EnergieNetz Mitte für das Betriebsmittel eine netzseitige Kurzschlussfestigkeit von 25kA (Dauerkurzschlussstrom für 1 Sekunde) gefordert.

Neben der Crowbar umfasst das Schutzkonzept u.a. Komponenten zum Schutz vor Überspannungen, welche z. B. netzseitig durch Schalthandlungen oder Blitzeinschläge verursacht werden können. Weiterhin kann optional ein Chopper für den Spannungszwischenkreis vorgesehen werden, um bei internen oder externen Fehlern eine Senke für die im Zwischenkreis gespeicherte Energie zur Verfügung zu stellen. Der Schutz für den aktiven Gleichrichter kann wie für konventionelle netzparallel betriebene Umrichter ausgeführt werden.

Das Überbrücken des Längsreglers bspw. für Wartungsarbeiten kann durch die Netzintegration des Betriebsmittels über einen entsprechenden Kuppelschrank gewährleistet werden

5.2.2 Regelung und Betriebsführung

Die Reglerstruktur des Längsreglers kann bspw. auf dem robusten und bewährten Konzept einer Vektorregelung in dq-Komponenten basieren. Die Regelung des seriellen Umrichters wird dabei als Spannungsregelung umgesetzt, während die Regelung des parallelen Umrichters z.B. als eine kaskadierte Reglerstruktur aus Zwischenkreisspannungsregler bzw. Blindleistungsregler mit jeweils unterlagertem Stromregler aufgebaut werden kann. Die prinzipielle Möglichkeit, über den parallelen Umrichter z.B. Blindleistung bereitzustellen bzw. zu kompensieren wurde allerdings im Rahmen dieses Projekts nicht näher betrachtet.

Vielmehr war die primäre Funktion dieses Umrichters die Regelung der Zwischenkreisspannung.

Die Vorgabe der Sollwerte für die beiden Umrichter erfolgt durch die überlagerte Betriebsführung entsprechend der gewählten Betriebsart. Die Sollwertgenerierung kann dabei basierend auf lokalen Messungen am Einbauort des Längsreglers bzw. auf Basis von externen Vorgaben durch die Netzbetriebsführung wie z.B. eine intelligente Ortsnetzstation erfolgen. Auch Informationen bzgl. des Spannungsprofils von im Netz installierten Messmodulen können über eine entsprechende Schnittstelle in die Betriebsführung eingebunden werden. Soweit wie möglich sollte jedoch der Längsregler autonom mittels lokaler Messdaten betrieben werden, um zusätzlichen Aufwand bspw. durch eine Kommunikationsinfrastruktur zu minimieren.

Hierzu bieten sich Regler-Modi an, die auf in der Betriebsführung hinterlegten Kennlinien bzw. Kennlinienfeldern beruhen. So kann die Längsspannung u.a. in Abhängigkeit des Stroms bzw. des Leistungsflusses in der Niederspannungsleitung vorgegeben werden. Eine weitere Möglichkeit ist ein Strom-geführter Modus, welcher die Höhe der Eingangsspannung des Längsreglers berücksichtigt, wodurch der Längsspannungs-Sollwert dem aktuellen Netzzustand angepasst werden kann. So ist es bspw. bei einer relativ niedrigen Eingangsspannung trotz hoher Auslastung der Niederspannungsleitung u.U. möglich, zur Einhaltung des Spannungsbandes im nachgelagerten Netzabschnitt eine kleinere Längsspannung zu stellen als dies bei einer höheren Eingangsspannung der Fall wäre. Ist allerdings die Eingangsspannung z. B. durch eine hohe Windeinspeisung in das vorgelagerten Netz bereits relativ hoch, kann auch bei einer geringen Auslastung der Niederspannungsleitung durch eine höhere Längsspannung eine Verletzung des Spannungsbandes verhindert werden.

Bei all diesen belastungsabhängigen Regler-Modi kann ein Totband vorgesehen werden, so dass der Längsregler bei geringer Auslastung der Niederspannungsleitung keine Längsspannung stellt bzw. u. U. auch komplett deaktiviert werden kann.

Ein möglicher belastungsunabhängiger Regler-Modus ist das Ausregeln der Ausgangsspannung des Längsreglers (u_B in Abbildung 5.13 bzw. Abbildung 5.16) auf einen konstanten Wert. Hierbei nutzt der Längsregler den zur Verfügung stehenden Spannungshub jeweils so aus, damit die Spannung am Einbauort soweit wie möglich dem eingestellten Sollwert entspricht.

Die Sollwertgenerierung kann bei allen Regler-Modi entweder hochdynamisch erfolgen oder aber z. B. auf RMS-Messungen beruhen, wodurch die Änderung der Sollwerte langsamer ausfällt.

Eine Übersicht über die beschriebenen Regler-Modi ist in Tabelle 5.5 zu finden. Die Bezeichnung der Spannungen und Ströme in den Gleichungen für die jeweiligen Längsspannungs-Sollwerte orientiert sich dabei an dem in Abbildung 5.13 dargestellten Längsregler-Blockschaltbild.

Tabelle 5.5: Verschiedene Regler-Modi Längsregler (Bezeichnung der Spannungen und Ströme gemäß Abbildung 5.13; u_{ref} = zu parametrisierende Referenzspannung)

Regler-Modus	Sollwert Längsspannung
Konstante Spannung am Ausgang des Längsreglers (Einsatz bei Last und Einspeisung)	$u_S^* = u_{ref} - u_A$
Stromgeführt (Einsatz bei Einspeisung)	$u_S^* = -K_1 \cdot I_S$
Stromgeführt mit Berücksichtigung der Eingangsspannung (Einsatz bei Einspeisung)	$u_S^* = -K_1 \cdot I_S + K_2 \cdot (u_{ref} - u_A)$

Die Auswahl des Betriebsmodus erfolgt je nach den örtlichen Gegebenheiten bzw. basierend auf Voruntersuchungen wie bspw. Lastflussberechnungen. Die Parametrisierung der Kennlinien wird dabei mit Kenntnis der jeweiligen Netzstruktur bzw. mit Berücksichtigung der im Netzabschnitt vorhandenen Lasten und Einspeisekapazitäten durchgeführt. Die beschriebenen belastungsabhängigen Modi sind hierbei in der Regel zu bevorzugen, da diese auf die Einspeisesituation im zu regelnden Netzbereich reagieren und daher effektiv die durch die Einspeisung hervorgerufenen Spannungsabfälle über den Netzimpedanzen kompensieren.

Neben dem Auf- und Abschalten der Umrichter ist ein weiterer wesentlicher Teil der Betriebsführung die Software-seitige Umsetzung des Schutzkonzepts für die Komponenten des Längsreglers. So werden durch die Betriebsführung alle relevanten Parameter überwacht, um bei internen oder externen Fehlern bzw. bei einem anderweitig verursachten Versagen zulässiger Arbeitspunkte entsprechende Schutzmaßnahmen auszulösen.

5.2.3 Simulationsergebnisse

Für die Untersuchung des Längsreglers mittels Simulationen erfolgte die Implementierung eines Modells der oben beschriebenen Regelung und Betriebsführung. Die folgenden Abbildungen zeigen beispielhafte Simulationsergebnisse für eine System-Konfiguration, in der in beiden Umrichtern Zwei-Level-Topologien eingesetzt sind.

In den Simulationen wurde das in Abbildung 5.17 dargestellte Szenario betrachtet. Der Längsregler ist hierbei in einem Niederspannungsstrang mit maximaler Last bzw. Einspeisung von 140kVA installiert. Die Last bzw. die Erzeugungskapazität wird mittels gesteuerter Stromquellen nachgebildet. Da bei diesen Simulationen der Fokus auf der Betrachtung des Längsreglers an seinem Einbaort liegt, ist hierbei nur der Leistungsfluss über den Längsregler von Interesse; die Auswirkung des Leistungsflusses auf das Spannungsprofil im Strang wird nicht untersucht. Daher werden in diesem Fall keine Leitungsimpedanzen berücksichtigt und Last bzw. Erzeugungskapazität direkt an den Ausgang des Längsreglers (Sammelschiene u_{OUT}) angeschlossen. Weiterhin wird eine konstante Spannung am Eingang des Längsreglers (Sammelschiene u_{IN}) angenommen.

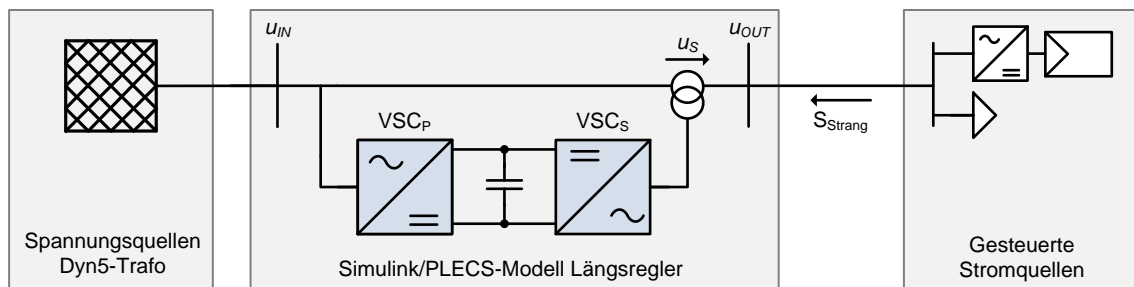


Abbildung 5.17: Szenario Simulink/PLECS-Simulationen Längsregler

In Abbildung 5.18 ist eine stufenlose Spannungsregelung durch eine rampenförmige Erhöhung des Längsspannungs-Sollwerts dargestellt. Im hier gezeigten Einspeisefall wird dadurch die Ausgangsspannung des Längsreglers gegenüber der Eingangsspannung (entspricht Umrichterspannung VSC_P) entsprechend abgesenkt.

Abbildung 5.19 zeigt einen Sollwertsprung, wodurch die Möglichkeit einer hochdynamischen Spannungsregelung durch den Längsregler deutlich wird.

In Abbildung 5.20 wird durch eine konstante Längsspannung die Ausgangsspannung des Längsreglers abgesenkt, während sich die Last- bzw. Einspeisesituation kontinuierlich ändert. Es wird damit gezeigt, dass sich die Längsspannung – eine entsprechende Auslegung der Umrichter vorausgesetzt – unabhängig von Leistungsflussrichtung bzw. Leistungsfaktor in (Gegen-)Phase mit der Spannung am Einbauort des Längsreglers einprägen lässt. Dies ist für eine Spannungsregelung im Niederspannungsnetz essentiell.

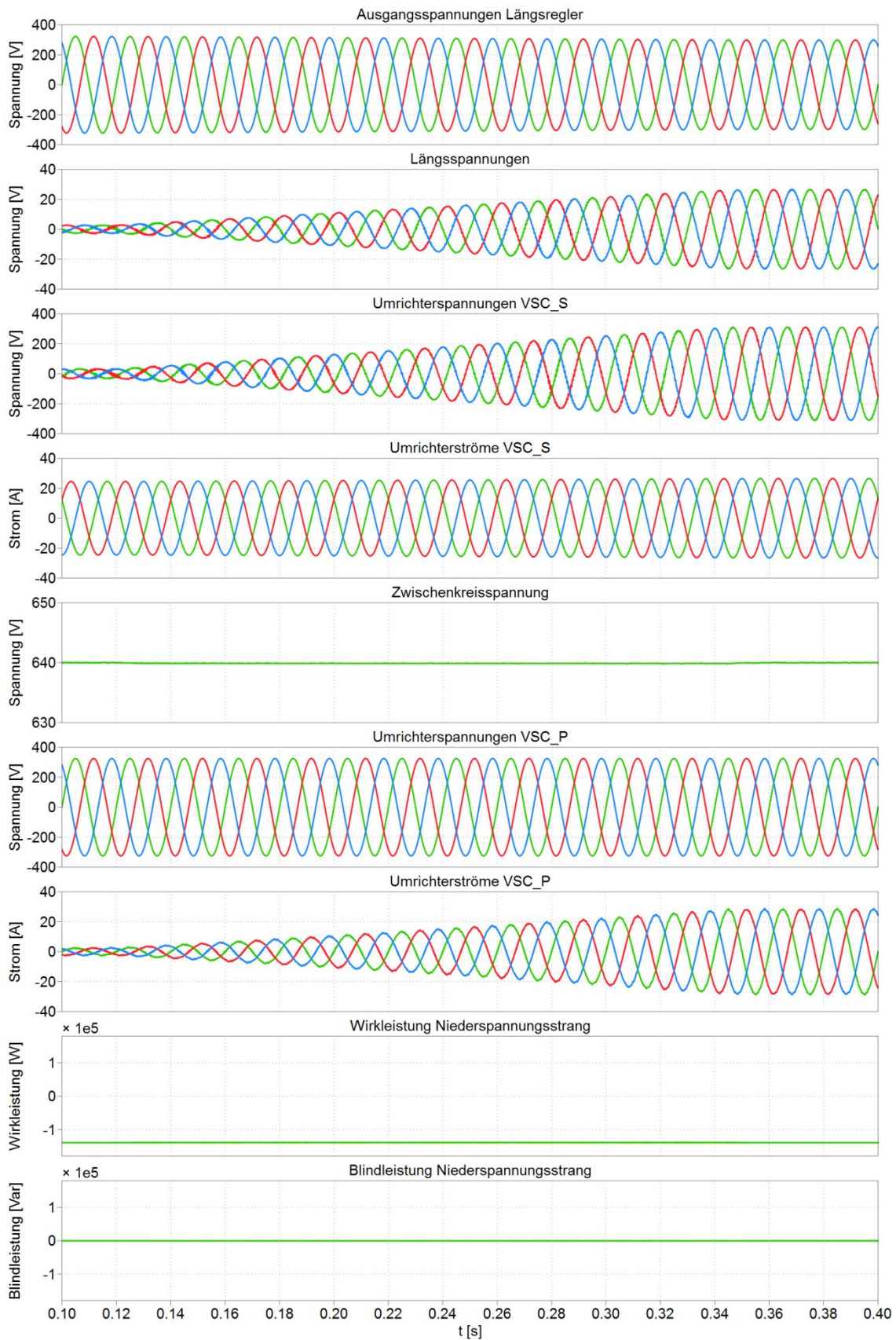


Abbildung 5.18: Simulationsergebnisse Längsspannungsregler - Kontinuierliche Veränderung des Sollwerts der Längsspannung bei 140kW Einspeisung (Spannungsabsenkung)

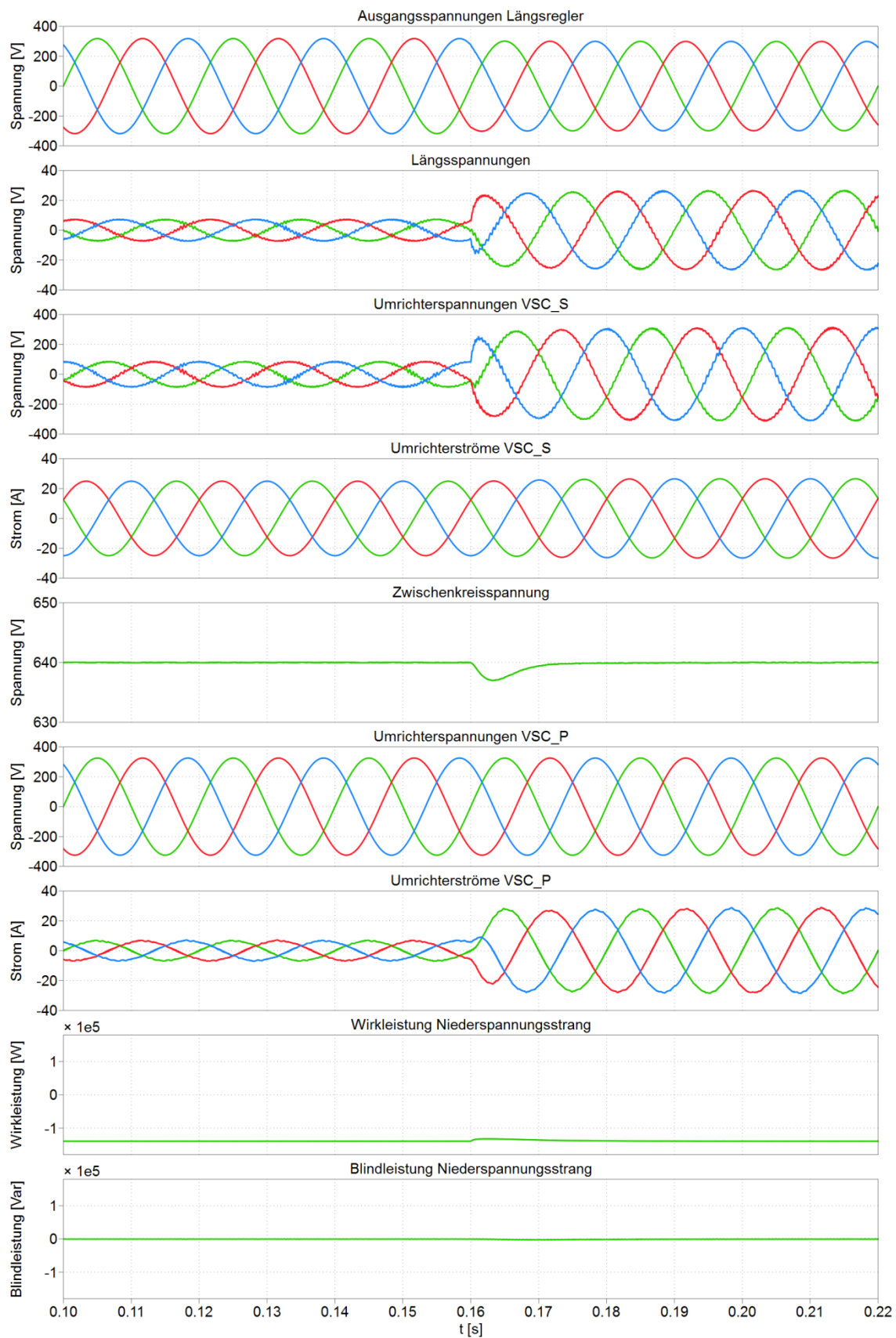


Abbildung 5.19: Simulationsergebnis Längsregler - Sprungartige Erhöhung Längsspannungs-Sollwert bei 140kW Einspeisung (Spannungsabsenkung)

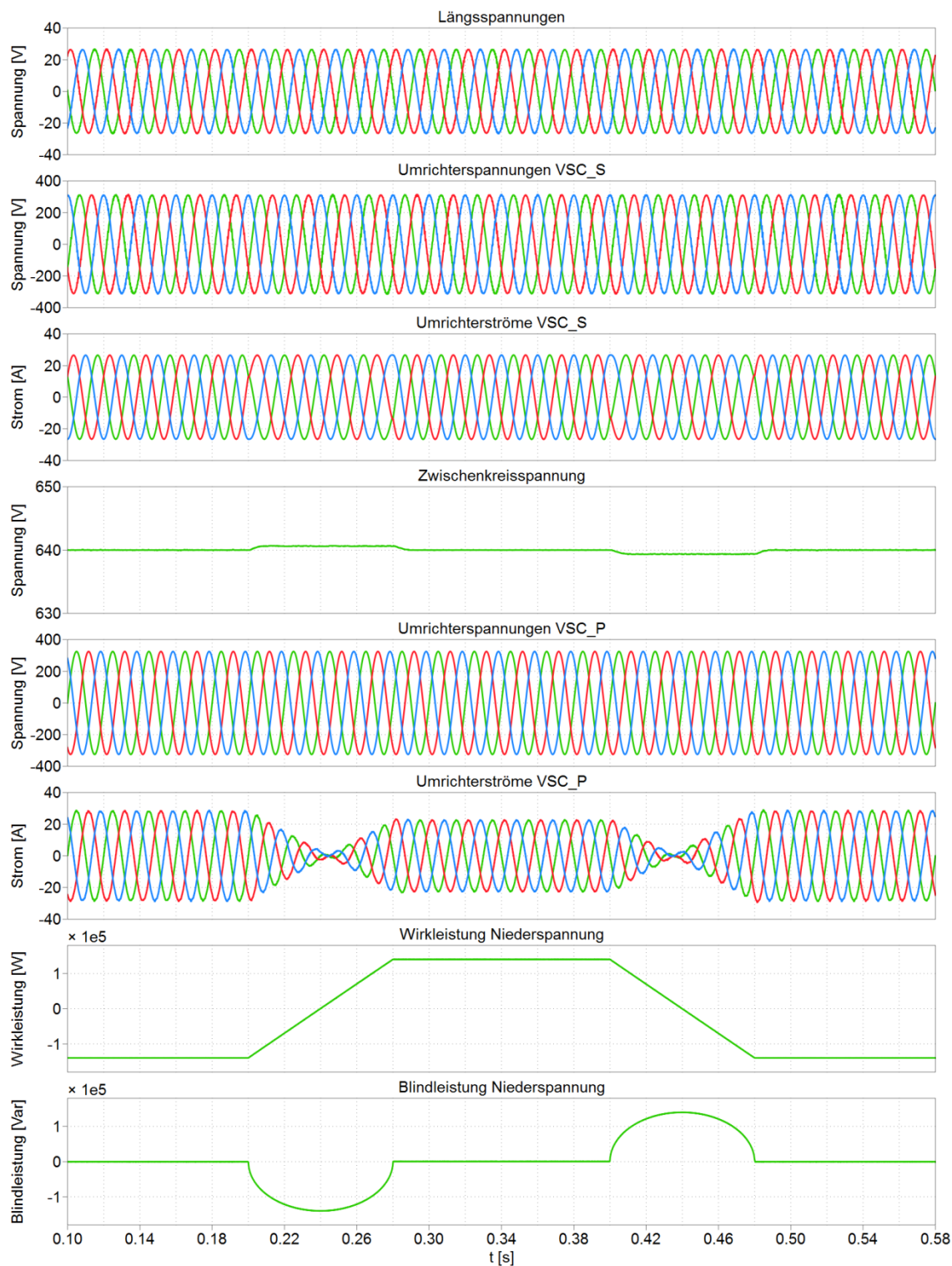


Abbildung 5.20: Simulationsergebnis Längsregler - Spannungsabsenkung mit konstanter Längsspannung (18V RMS) bei veränderlicher Last bzw. Einspeisung

Anhand eines vereinfachten Szenarios (siehe Abbildung 5.21) soll dargestellt werden, wie sich unterschiedliche Regler-Modi auf das Spannungsprofil eines Netzbereichs auswirken. Wie die Powerfactory-Simulationsergebnisse in Abbildung 5.22 zeigen, wird bei deaktiviertem Längsregler das Spannungsband am Hausanschluss deutlich verletzt (gemäß Anschlussbedingung maximal 3% Spannungsänderung erlaubt). Sowohl mit dem Regler-

Modus „konstante Ausgangsspannung“ als auch mit einem stromabhängigen Längsspannungs-Sollwert ist es möglich, Spannungsbandverletzungen zu vermeiden. Wird die Spannung am Ausgang des Längsreglers konstant gehalten, folgt der Spannungsverlauf am Hausanschluss der eingespeisten PV-Leistung, bleibt aber deutlich unter der maximal zulässigen Änderung. Im stromgeführten Modus bleibt die Spannung am Hausanschluss nahezu konstant, da die Ausgangsspannung des Längsreglers entsprechend proportional zur eingespeisten PV-Leistung abgesenkt wird.

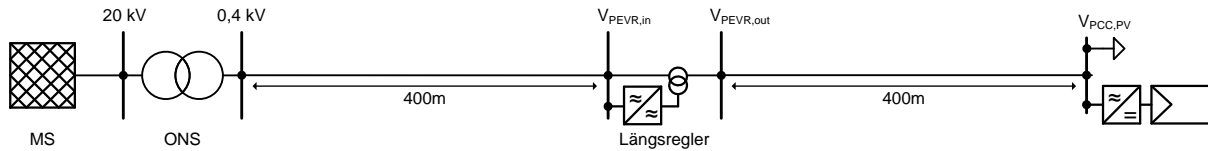


Abbildung 5.21: Vereinfachtes Längsregler-Szenario

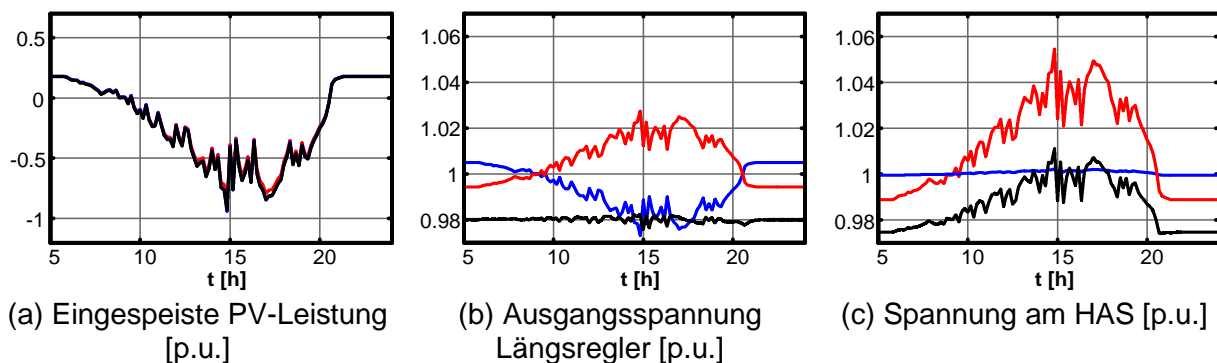


Abbildung 5.22: Simulationsergebnisse verschiedener Regler-Modi; rot: Längsregler deaktiviert, blau: Leistungsfluss-gesteuert, schwarz: konstante Ausgangsspannung ($S_{ref}=60\text{kVA}$, $V_{ref}=400\text{V}$)

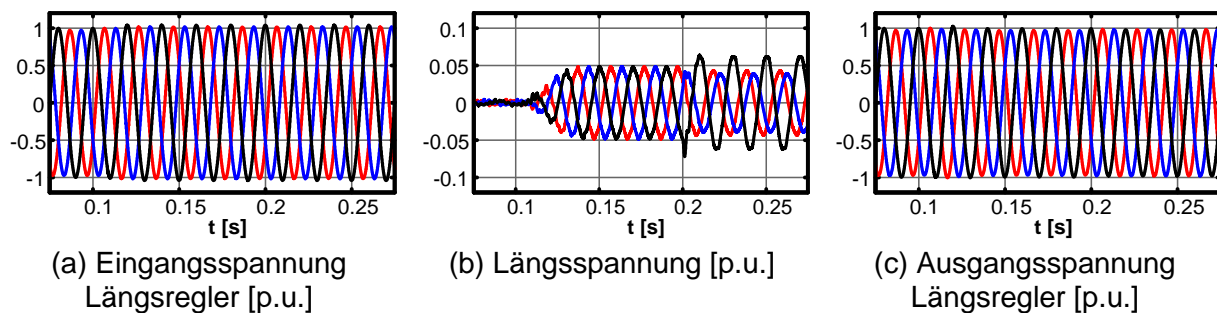


Abbildung 5.23: Simulationsergebnisse Ausregelung Unsymmetrie ($S_{ref}=80\text{kVA}$, $V_{ref}=325\text{V}$)

Wie bereits erwähnt, bietet ein leistungselektronischer Längsspannungsregler neben der Regelung des Effektivitätswerts der Spannung weitere Möglichkeiten, die Versorgungsqualität positiv zu beeinflussen. Hierzu gehört u. a. die Ausregelung von Spannungsunsymmetrien. Mit einem Längstransformator der Schaltgruppe Diii, wie er hier verwendet wird, ist es möglich, Einfluss auf das Mit- und Gegensystem der Spannung zu nehmen. In Abbildung 5.23 sind Simulationsergebnisse zu sehen, welche beispielhaft die Funktionsweise eines Längsspannungsreglers zeigen, dessen Regelungsstruktur um Features zur Spannungssymmetrierung erweitert wurde. Auch dieses Beispiel beruht auf dem in Abbildung 5.21 gezeigten Szenario. Hier weist allerdings die Eingangsspannung des Längsreglers eine Unsymmetrie auf – zwei Phasen haben eine geringere Amplitude. Eine solche Unsymmetrie kann z. B. durch einen einpoligen Fehler auf der Mittelspannungsseite

eines Ortsnetztransformators mit Schaltgruppe Dyn entstehen. Wie in Abbildung 5.23 zu sehen, reagiert der Längsregler zunächst auf eine veränderte Einspeisung durch Einprägen einer höheren symmetrischen Längsspannung. Ab dem Zeitpunkt 0,2s wird dann durch Einprägen einer Längsspannung mit entsprechendem Mit- und Gegensystem die Unsymmetrie kompensiert, was zu einem symmetrischen Spannungssystem an den Ausgangsklemmen des Längsreglers führt.

Die Grenzen einer solchen Symmetrierung werden u. a. durch den Grad der Unsymmetrie bzw. durch den maximalen Spannungshub des Längstransformators bestimmt. So kann nur dann eine Unsymmetrie ausgeregelt bzw. auf ein akzeptables Maß verringert werden, wenn die Amplitude des hierfür erforderlichen Gegensystems den maximalen Spannungshub des Längsreglers nicht überschreitet. Mit dem für die Anwendung als Spannungsregler in Niederspannungsnetzen ausreichenden Spannungshub von 8...10% der Nennspannung kann für die Ausregelung bzw. Verringerung von Spannungsunsymmetrien im stationären Betrieb genutzt werden. Für eine ausreichende Spannungsstützung bei Netzfehlern (z. B. Kurzschlüssen) bzw. eine Ausregelung von Unsymmetrien infolge von Netzfehlern ist i.d.R. ein größerer Spannungshub erforderlich. Eine weitere Einschränkung kann sich durch die Spezifikationen des eingesetzten Umrichters bzgl. dessen Blindleistungsfähigkeit ergeben. Betriebsführung und Regelung des Umrichters müssen daher so implementiert werden, dass unerlaubte Betriebszustände vermieden werden.

Bei der Implementierung einer Längsregler-Betriebsführung mit der Möglichkeit der Spannungssymmetrierung können zwei Modi realisiert werden. Wird die Priorität auf die Regelung des Mitsystems gelegt, kann der für diese Aufgabe nicht benötigte Spannungshub zusätzlich zur Kompensation des Gegensystems genutzt werden. Wird andererseits die Priorität auf die Symmetrierung bzw. Kompensation des Gegensystems gelegt, kann entsprechend der hierfür nicht benötigte Spannungshub zusätzlich zur Regelung des Mitsystems genutzt werden. Die für die jeweils sekundäre Aufgabe zur Verfügung stehende Amplitude für das Mit- bzw. Gegensystem der Längsspannung hängt dabei neben der Amplituden-Vorgabe für die primäre Regel-Aufgabe von dem Winkel zwischen Mit- und Gegensystem der zu beeinflussenden Spannung (Eingangsspannung des Längsreglers) ab.

Weiterhin wurde mit Hilfe von Simulationen der zulässige Arbeitsbereich des Längsreglers in Abhängigkeit des Grades der Blindleistungsfähigkeit der eingesetzten Umrichter betrachtet. Grundlage ist der Arbeitsbereich, der ohne die Betriebsbereichserweiterung aus Abschnitt 5.1.2 standardmäßig in den PV-WR implementiert ist.

Der Arbeitsbereich ist für den Betrieb in einem standardmäßig betriebenen Niederspannungsnetz mehr als ausreichend ausgelegt. In der Regel beträgt der Leistungsfaktor an Netzausläufern keinen geringeren Wert als $\cos \phi = 0,95$ auf.

Mit der in Abschnitt 5.1.2 dargestellten Erweiterung des Blindleistungsstellbereichs würde – bei Bedarf – ein noch größerer Arbeitsbereich realisiert werden können.

5.2.4 Prototyp

5.2.4.1 Aufbau und Labor-Typtests

Aufbau und Implementierung des Längsregler-Prototyps erfolgten schrittweise von der Inbetriebnahme des verwendeten Umrichters bis hin zum Einbau des gesamten Systems in einen Schaltschrank für die abschließenden Tests in der IWES-SysTec.

Für den ersten Schritt, der Inbetriebnahme des eingesetzten Umrichters (SMA Tripower), wurde für die Umsetzung von Betriebsführung und Regelung des Umrichters das Rapid-Prototyping-System dSPACE DS1103 eingesetzt. Hierfür wurde ein entsprechendes Interface zum Tripower entwickelt und aufgebaut. Nach der erfolgreichen Umrichter-Inbetriebnahme wurde in einem provisorischen Laboraufbau das Gesamtsystem erstmalig in Betrieb genommen.

Abbildung 5.24 zeigt ein Blockschaltbild des Laboraufbaus bestehend aus DC-Quelle, dreiphasigem Wechselrichter und Längstransformator; Ergänzt wird der Laboraufbau durch die Leistungsschütze S_A und S_B , einen provisorischen Bypass (Motorschütz) sowie durch einen Stelltransformator. Die Schütze waren dabei über eine SPS-gestützte Ansteuereinheit in die Betriebsführung eingebunden und erfüllten u. a. Schutzfunktionen. Der Stelltransformator diente zur flexiblen Einstellung der Spannung an der Sammelschiene N, was z. B. ermöglichte, erste Untersuchungen mit verringerter „Netz“-Spannung durchzuführen. Mit den eingesetzten DC-Quellen stand mit diesem Aufbau ein unidirektionales System zur Verfügung, mit dem im Einspeisefall die Spannung abgesenkt bzw. im Lastfall angehoben werden kann.

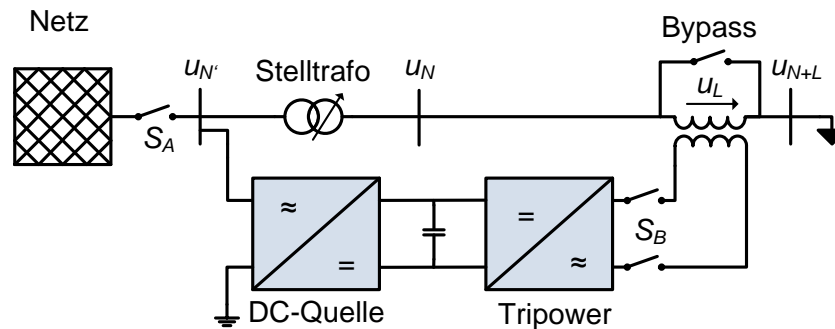


Abbildung 5.24: Blockschaltbild Laboraufbau Längsregler

Mit dem beschriebenen Laboraufbau wurden erste Tests der implementierten Regelung und Betriebsführung durchgeführt. Aufgrund der zum Zeitpunkt dieser Untersuchungen zur Verfügung stehenden Laborausstattung wurde hierbei zunächst der Fall einer Spannungsanhebung im Lastfall betrachtet. Durch diese Laborversuche konnte die Funktionalität des Systems nachgewiesen werden. Beispielhaft ist in Abbildung 5.25 gezeigt, wie durch das Einprägen einer Längsspannung in Phase mit der Netzspannung die Spannung am Ausgang des Längsreglers um 4% angehoben werden kann.

Die Flexibilität eines solchen Spannungsreglers deuten die in Abbildung 5.26 und Abbildung 5.27 gezeigten Messergebnisse an. Hier wurde die Längsspannung mit einer auf die Referenzspannung u_N bezogenen Phasenverschiebung von -90° bzw. $+90^\circ$ eingepreßt.

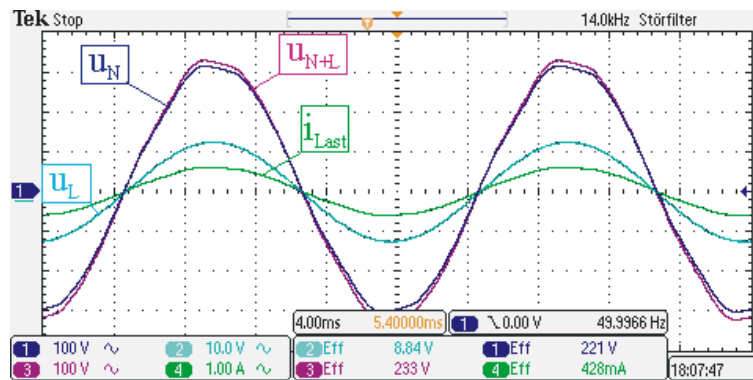


Abbildung 5.25: Spannungsanhebung im Lastfall (Spannungshub 4%)

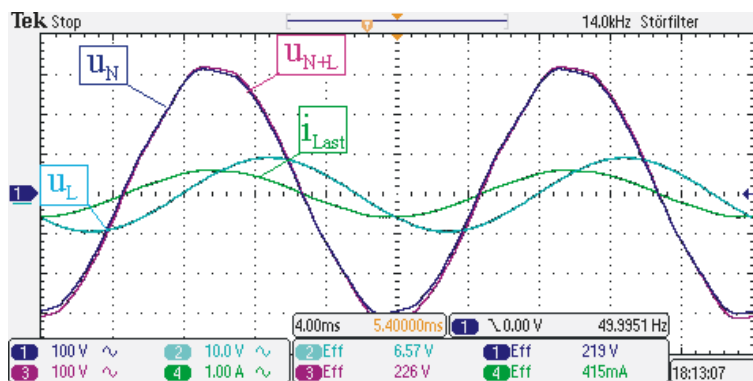


Abbildung 5.26: Längsspannung mit Phasenverschiebung -90°

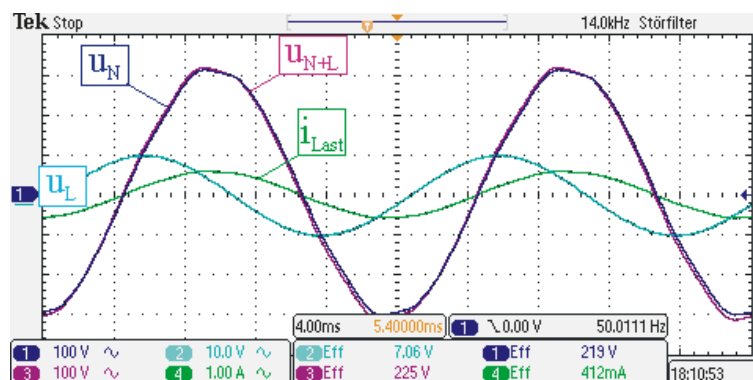


Abbildung 5.27: Längsspannung mit Phasenverschiebung $+90^\circ$

Im weiteren Projektverlauf erfolgte die Umstellung auf die Rapid-Prototyping-Einheit „dSPACE MicroAutoBox II“, wodurch sich für den Längsregler-Prototyp mehrere Vorteile bzgl. Regeldynamik und verfügbarer Analog- und Digitalschnittstellen ergaben.

Im Rahmen der Umstellung auf das neue dSPACE-System erfolgte auch die Einbindung der Ansteuerung für die als aktive Gleichrichter verwendeten DC-Konstanter in die Betriebsführung, so dass diese ebenfalls über den dSPACE-Steuerrechner ferngesteuert werden konnten.

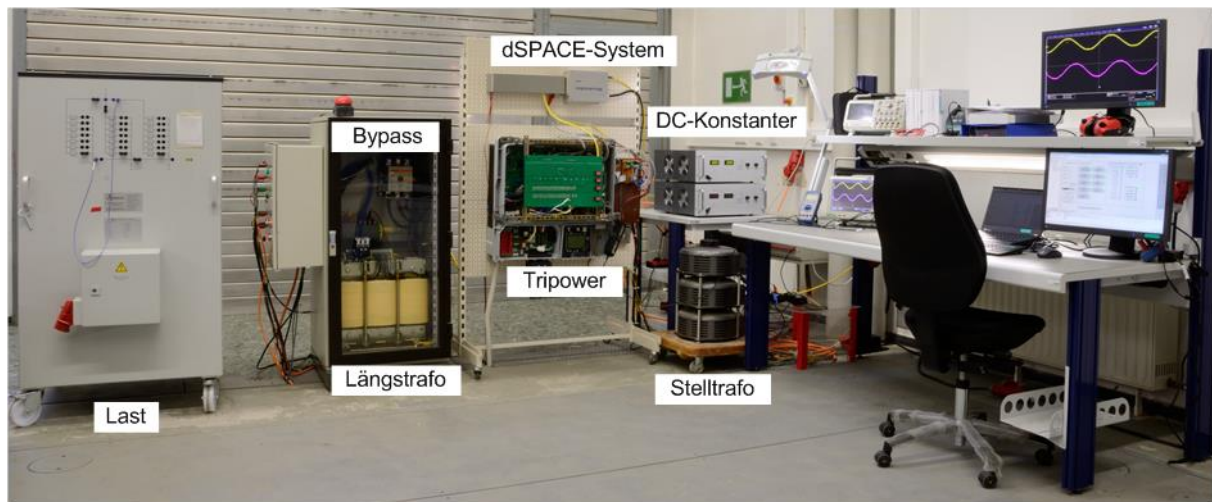


Abbildung 5.28: Erweiterter vorläufiger Laboraufbau Prototyp Längsregler

Mit dem in Abbildung 5.28 gezeigten erweiterten Laboraufbau wurden weitere Szenarien „Spannungsabsenkung bei Rückspeisung“ bzw. „Spannungsanhebung bei Versorgung“ untersucht. Hierbei konnten die bereits gezeigten Simulationsergebnisse experimentell verifiziert werden.

Für die Untersuchung von Szenarien mit umgekehrtem Lastfluss wurden drei einphasige PV-Wechselrichter vom in den Laboraufbau integriert. Die PV-Wechselrichter wurden dabei ohne MPP-Tracker betrieben und regelten auf eine konstante Eingangsspannung, wobei je Wechselrichter ein Konstanter als DC-Eingangsquelle verwendet wurde. Um das Nachfahren von typischen PV-Einspeiseprofilen zu ermöglichen, wurde eine entsprechende Ansteuerung für die DC-Konstanter entwickelt.

Der für die Implementierung der Regler-Modi „Leistungsflussabhängige Längsspannung“ und „konstante Ausgangsspannung“ verwendete Laboraufbau ist in Abbildung 5.29 skizziert. Der Netzverknüpfungspunkt des Strangs ist dabei ein 63A-Abgang der Laborversorgung. Für die Nachbildung der hauptsächlich ohmschen Netzimpedanz wurden Leistungswiderstände verwendet.

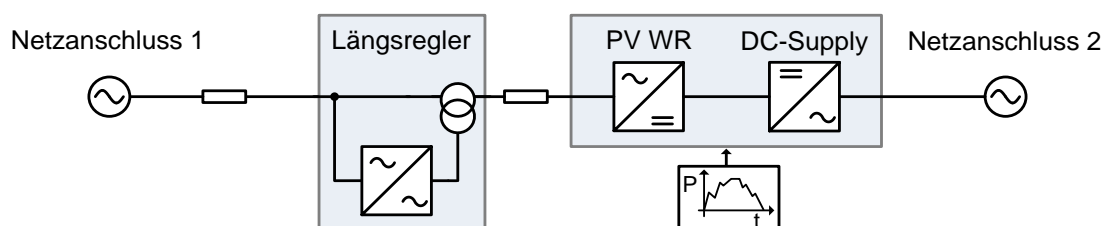


Abbildung 5.29: Blockschaltbild Laboraufbau für Untersuchungen mit Einspeisung

In Abbildung 5.30 ist die prinzipielle Funktionsweise des Längsreglers bei umgekehrtem Leistungsfluss dargestellt. Durch Einprägen einer entsprechenden Längsspannung wird die Spannung an den Ausgangsklemmen des Reglers reduziert.

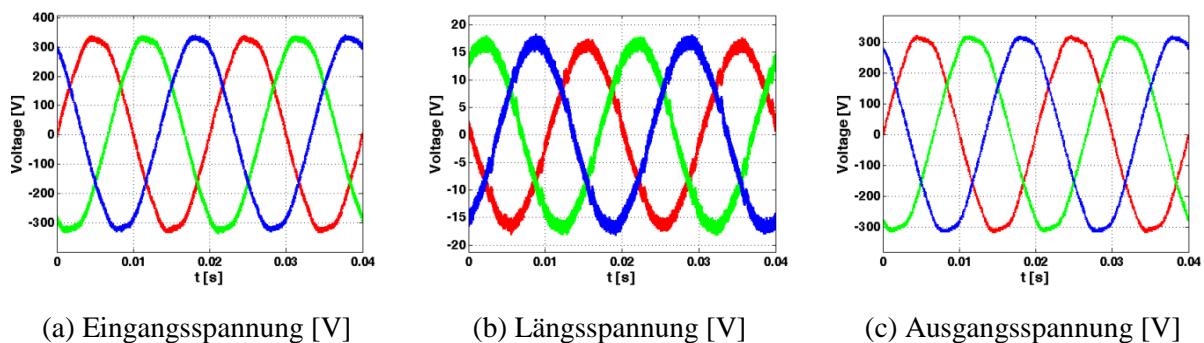


Abbildung 5.30: Messergebnisse Längsregler-Prototyp – prinzipielle Funktionsweise: Absenken der Spannung bei Leistungsflussumkehr

Einige beispielhafte Messergebnisse der implementierten Regler-Modi sind in Abbildung 5.31 gezeigt. Für beide Modi wurde ein 25-minütiges Einspeiseprofil nachgefahren, wobei durch die PV-Wechselrichter eine symmetrische Einspeisung mit maximal 3,5kW pro Phase erfolgte. Die unterschiedliche Skalierung der Spannung ist auf Unterschiede in der Spannung am Netzverknüpfungspunkt zum Zeitpunkt der Messung bzw. eine unterschiedliche Konfiguration der Netzimpedanznachbildung zurückzuführen: Diese ist bei Abbildung 5.31 (a) zwischen Längsregler und Einspeisepunkt geschaltet, während sie im Fall von Abbildung 5.31 (b) zwischen Netzanschlusspunkt (hier: Laborversorgung) und Längsregler angeordnet ist. Somit konnte verifiziert werden, dass für beide untersuchten Einbaupositionen des Längsreglers geeignete Reglermodi existieren.

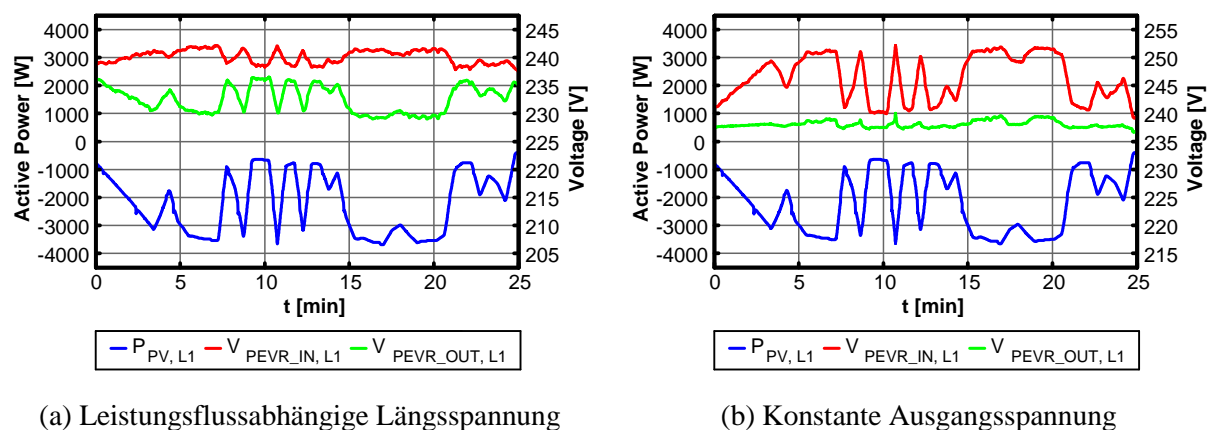


Abbildung 5.31: Messergebnisse Längsregler-Prototyp – Implementierung Regler-Modi

Abschließend zeigt Abbildung 5.32 die Implementierung eines weiteren Power-Quality-Features, welches sich – wie bereits beschrieben – mit dem aufgebauten Längsregler-Prototyp realisieren ließ. Hierbei dämpft der Längsregler eine Unsymmetrie in der Spannung am Verknüpfungspunkt, welche durch eine entsprechende Verschaltung einphasiger Transformatoren künstlich erzeugt wurde. Eine solche Unsymmetrie kann z. B. durch einen einpoligen Fehler auf der Mittelspannungsseite eines Ortsnetztransformators mit Schaltgruppe Dyn entstehen. Für die Implementierung eines solchen Features in einer

konkreten Applikation sind u. U. Änderungen in den System-Spezifikationen (Spannungshub Längstrafo, Umrichter-Scheinleistung etc.) notwendig, um Unsymmetrien hinreichend genau ausregeln zu können.

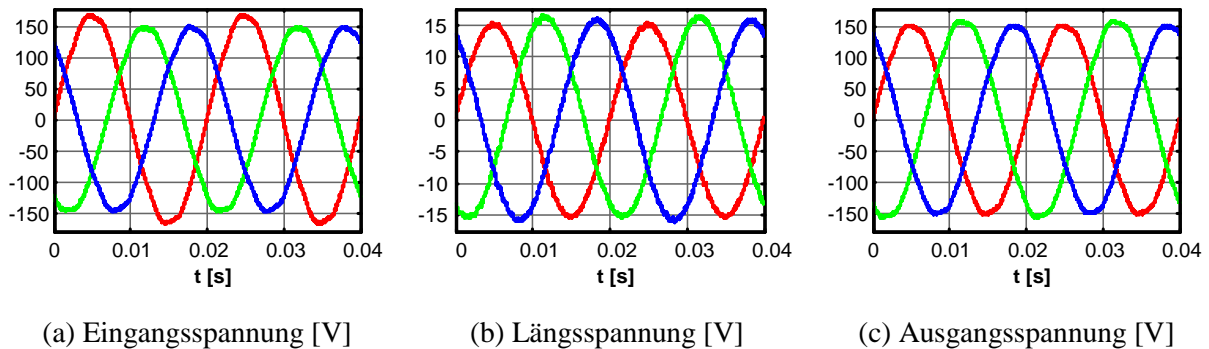


Abbildung 5.32: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Implementierung Spannungssymmetrierung

Für die weiteren Untersuchungen bei größeren Leistungsflüssen erfolgte die Integration aller Komponenten des Längsreglers in einen Schaltschrank. Wie in Abbildung 5.33 gezeigt, wurde der Schaltschrank dabei so aufgeteilt, dass zum einen die Umrichter und zum anderen Längstransformator und Netzverknüpfungspunkt zusammengefasst wurden.

Verbaut wurde hierbei auch eine Schutzeinrichtung, welche in der Lage ist, die Umrichter des Längsreglers vor unzulässig hoher Belastung (z.B. im Fall von Netzfehlern) zu schützen. Das Schutzkonzept wurde dabei derart ausgelegt, dass die Anforderung seitens EnergieNetz Mitte für Niederspannungs-Betriebsmittel (25kA Kurzschlussstrom für 1 Sekunde) erfüllt wird.

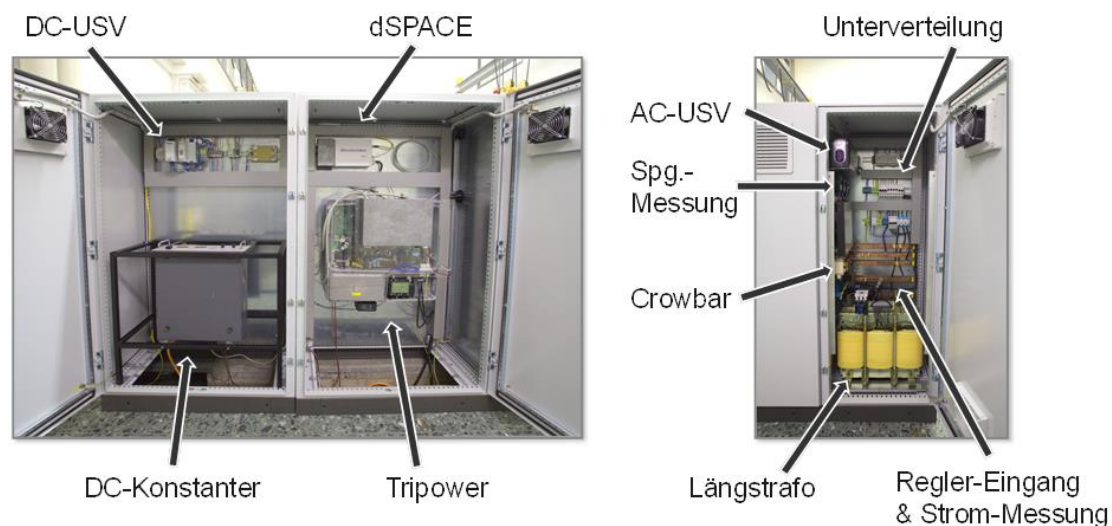


Abbildung 5.33: Schaltschrank Längsregler

5.2.4.2 Labortests im Systemverbund

Wie in den folgenden Abbildungen dargestellt, wurde für das Testen des Längsreglers in realitätsnahen Einspeise- und Last-Szenarien im Testzentrum SysTec des IWES ein entsprechendes Setup bestehend aus regelbarem Ortsnetztransformator (RONT), Längsspannungsregler (PEVR) und Lasten bzw. PV-Wechselrichtern (6 SMA Sunny Tripower 15kW; Versorgung aus DC-Quellen) aufgebaut.

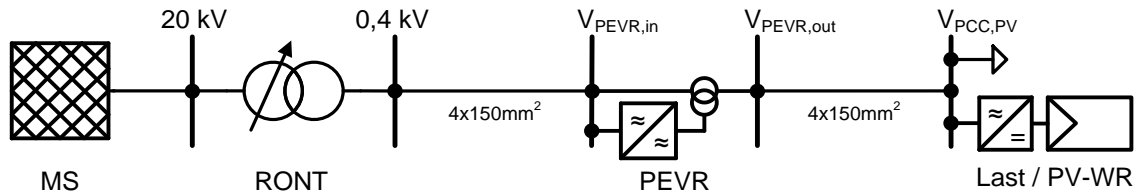


Abbildung 5.34: Einphasiges ESB Test-Setup

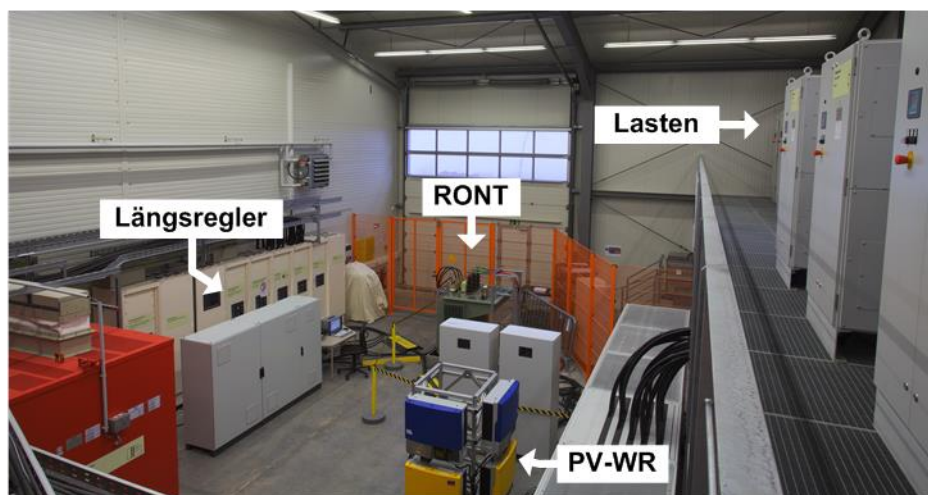


Abbildung 5.35: Test-Setup im Fraunhofer SysTec



Abbildung 5.36: Längsregler im Fraunhofer SysTec

Die hier gezeigten Messdaten wurden entweder mit einem Messgerät der Firma Dewetron aufgenommen („Netzmessung“) oder mit der dSPACE MicroAutoBox mitgeschrieben („Umrichtermessung“).

Bei den Netzmessungen sind jeweils die RMS-Werte der Eingangsspannung des Reglers ($U_{L1,in} / U_{L2,in} / U_{L3,in}$), der RMS-Wert der Längsspannung als Differenz der Mitsysteme von Ein- und Ausgangsspannung des Reglers ($U_{l,mit}$), die RMS-Werte der Ausgangsspannung des Reglers ($U_{L1,out} / U_{L2,out} / U_{L3,out}$) sowie der Verlauf der jeweiligen Last bzw. Einspeisung dargestellt.

Bei den Umrichtermessungen sind jeweils die Verläufe von Zwischenkreisspannung (U_{DC1} / U_{DC2}), Umrichterspannung ($U_{L1,STP} / U_{L2,STP} / U_{L3,STP}$), Netzstrom bzw. Strom in der Unterspannungswicklung des Längstransformators ($I_{L1,N} / I_{L2,N} / I_{L3,N}$) und Netzspannung am Verknüpfungspunkt bzw. Eingangsspannung ($U_{L1,N} / U_{L2,N} / U_{L3,N}$) dargestellt.

Bei den Umrichterspannungen wurde dabei die Spannung $U_{L3,STP}$ aus den Spannungen $U_{L1,STP}$ und $U_{L2,STP}$ berechnet.

Von den in der SysTec durchgeführten Testreihen mit verschiedenen Last- und Einspeise-Konfigurationen werden im Folgenden exemplarisch einige wesentliche Ergebnisse dargestellt. Hierbei wird u. a. die Implementierung der in Abschnitt 5.2.2 beschriebenen Regler-Modi „Konstante Längsregler-Ausgangsspannung“ sowie „Strom-geführt mit Berücksichtigung der Längsregler-Eingangsspannung“ gezeigt (siehe u. a. Übersicht in Tabelle 5.5).

In Abbildung 5.37 ist ein Szenario mit einer maximalen Last von 90kW dargestellt, bei dem der Längsregler die Ausgangsspannung ($V_{PEVR,out}$ in Abbildung 5.34) unabhängig von der Eingangsspannung ($V_{PEVR,in}$ in Abbildung 5.34) konstant auf einem Referenzwert hält. Wie am Verlauf der Eingangsspannung des Längsreglers zu erkennen, schaltet im Laufe dieses Szenarios der RONT mehrfach. Da der Längsregler diese Spannungsänderungen durch eine entsprechende Längsspannung hochdynamisch ausgleicht, bleibt die Längsregler-Ausgangsspannung konstant. Abbildung 5.38 zeigt ein weiteres Last-Szenario, in dem der Längsregler im Modus „Konstante Längsregler-Ausgangsspannung“ arbeitet. Hierbei beträgt die maximale Last 150kW, wobei der Längsregler die durch die Last hervorgerufene leichte Spannungsabsenkung entsprechend ausregelt.

In Abbildung 5.39 ist ein Einspeise-Szenario mit einer maximalen Einspeisung von 90kW gezeigt. Der Längsregler arbeitet hierbei im Modus „Stromgeführt mit Berücksichtigung der Längsregler-Eingangsspannung“. Wie der Verlauf der Längsspannung zeigt, ist der Längsspannungs-Sollwert generell proportional zur eingespeisten Leistung. Als Reaktion auf die RONT-Schaltung, wodurch die Längsregler-Eingangsspannung steigt, erhöht die Betriebsführung entsprechend den Sollwert der Längsspannung. Ein weiteres Einspeise-Szenario mit diesem Regler-Modus ist in Abbildung 5.40 dargestellt. Hierbei beträgt die maximale Leistung 90kVA, wobei die PV-Wechselrichter mit einem konstanten $\cos(\phi)=0,9$ (induktiv) einspeisen. Es ist wiederum zu sehen, wie die Längsspannung der PV-Leistung folgt und so deren Auswirkung auf das Spannungsprofil im Niederspannungsstrang entgegenwirkt. Wird die Situation durch das Schalten des RONT (hier im Maximum der Einspeisung) entschärft, reduziert die Betriebsführung des Längsreglers den Sollwert der Längsspannung. Erhöht sich die Längsregler-Eingangsspannung wieder, reagiert der Längsregler mit einer der Parametrisierung entsprechenden Änderung des Längsspannungs-Sollwerts.

Abbildung 5.41 zeigt die Umrichtermessung für einen stationären Arbeitspunkt mit einer Einspeisung von 90kW. Abbildung 5.42 ist dargestellt, wie der Längsregler bei einer

Einspeisung von 60kVA im Regler-Modus „Stromgeführt mit Berücksichtigung der Längsregler-Eingangsspannung“ auf zwei RONT-Schaltungen reagiert. Da durch die beiden RONT-Schaltungen jeweils die Eingangsspannung des Längsreglers verringert wurde, erfolgen entsprechende Anpassungen des Längsspannungs-Sollwerts. Dies ist im Verlauf der Umrichterspannungen zu erkennen. Ein weiteres Messergebnis eines Sprungs des Längsspannungs-Sollwerts ist in Abbildung 5.43 gezeigt. In diesem Fall arbeitet der Längsregler im Modus „Konstante Längsregler-Ausgangsspannung“ und der Sprung erfolgt bei einer Last von 100kW. Abbildung 5.44 ist abschließend die Aktivierung der Crowbar bei einer Einspeisung von 15kVA gezeigt. Diese Situation tritt z. B. dann ein, wenn keine Spannungsregelung erforderlich ist und eine Abschaltung des Längsreglers erfolgen kann.

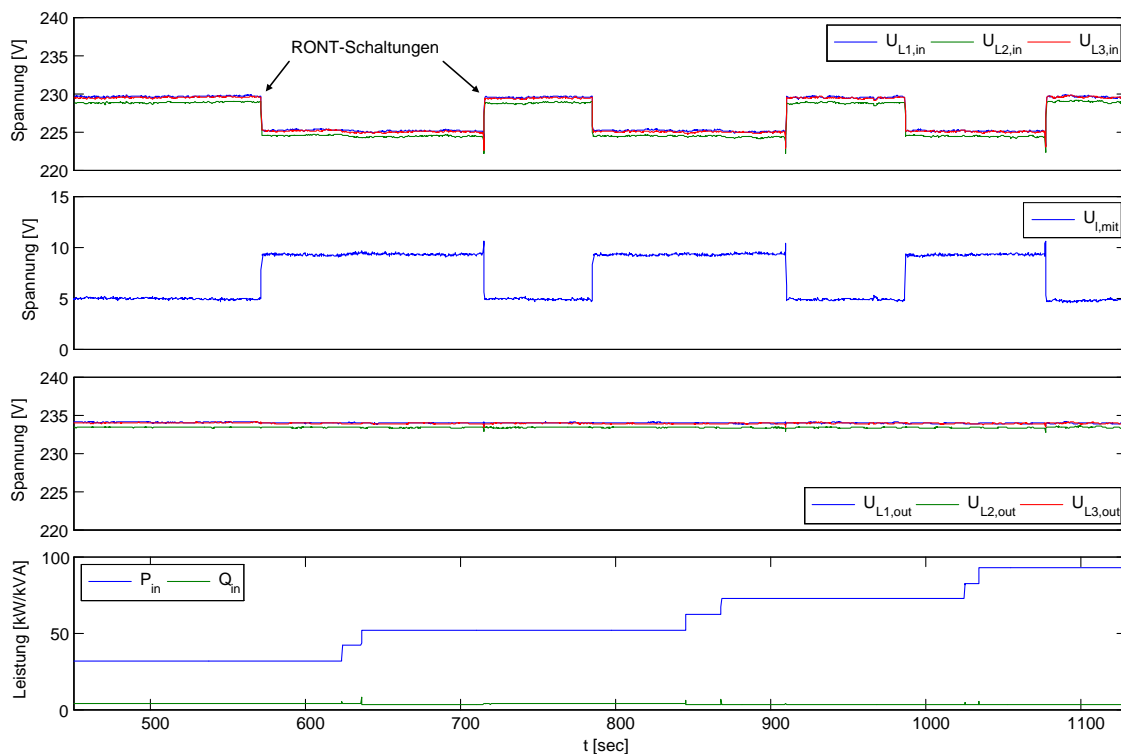


Abbildung 5.37: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Last bis 90kW mit RONT-Schaltungen (Regler-Modus: Konstante Längsregler-Ausgangsspannung)

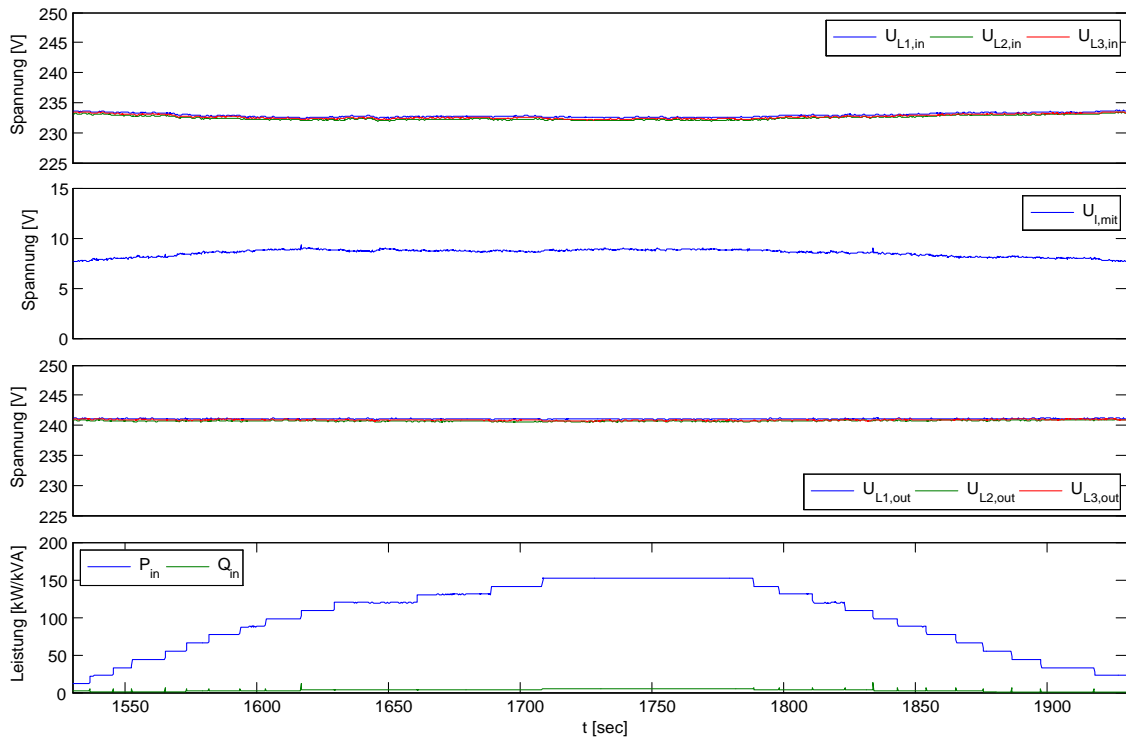


Abbildung 5.38: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Last bis 150kW (Regler-Modus: Konstante Längsregler-Ausgangsspannung)

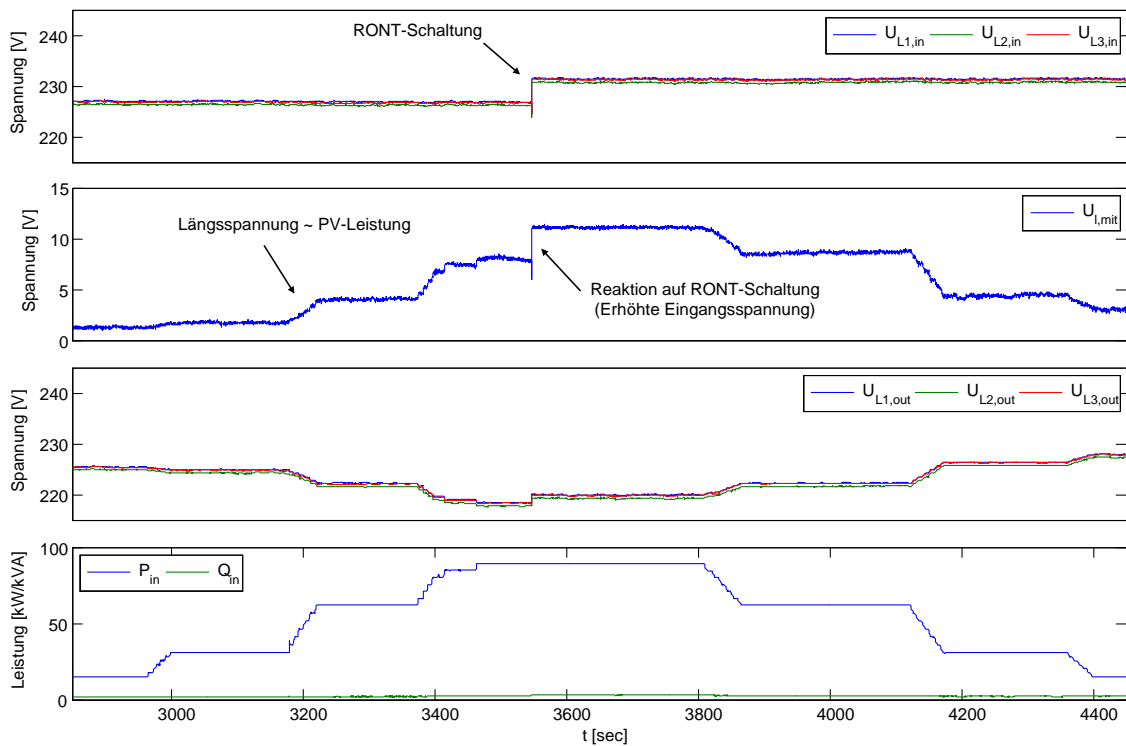


Abbildung 5.39: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Einspeisung bis 90kW mit RONT-Schaltungen (Regler-Modus: Strom-gesteuert mit Berücksichtigung der Eingangsspannung)

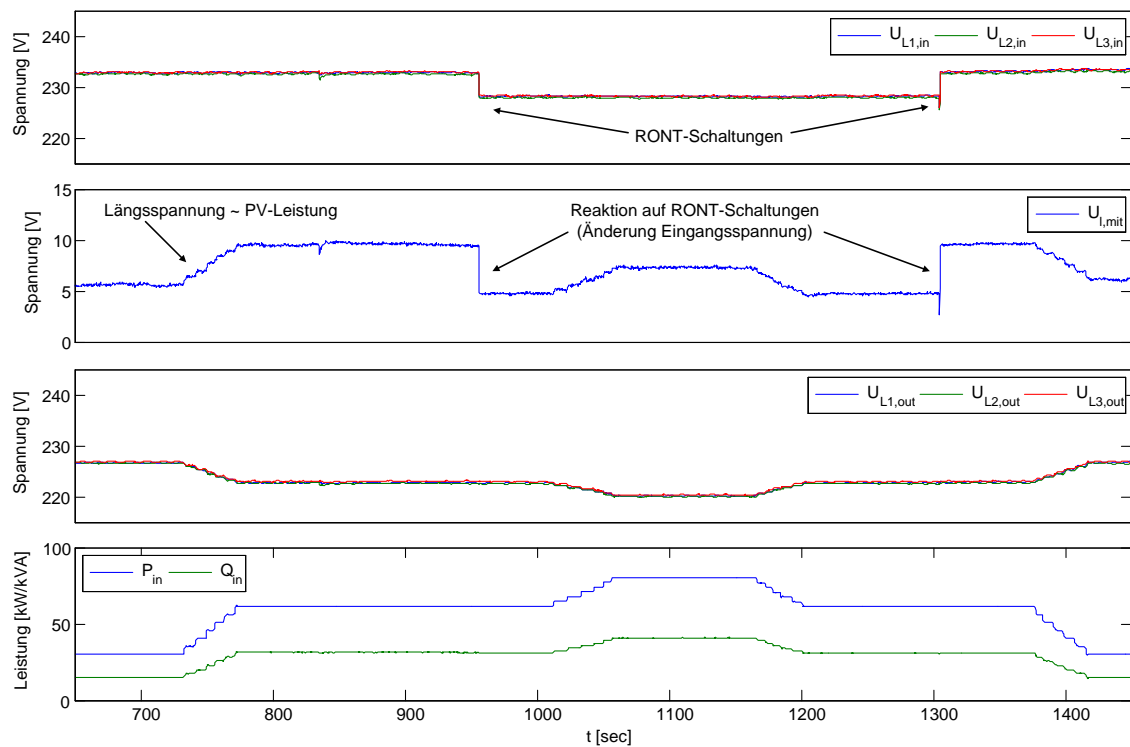


Abbildung 5.40: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Einspeisung bis 90kVA mit RONT-Schaltungen (Regler-Modus: Strom-gesteuert mit Berücksichtigung der Eingangsspannung, PV-WR mit konstantem $\cos(\phi)=0,9i$)

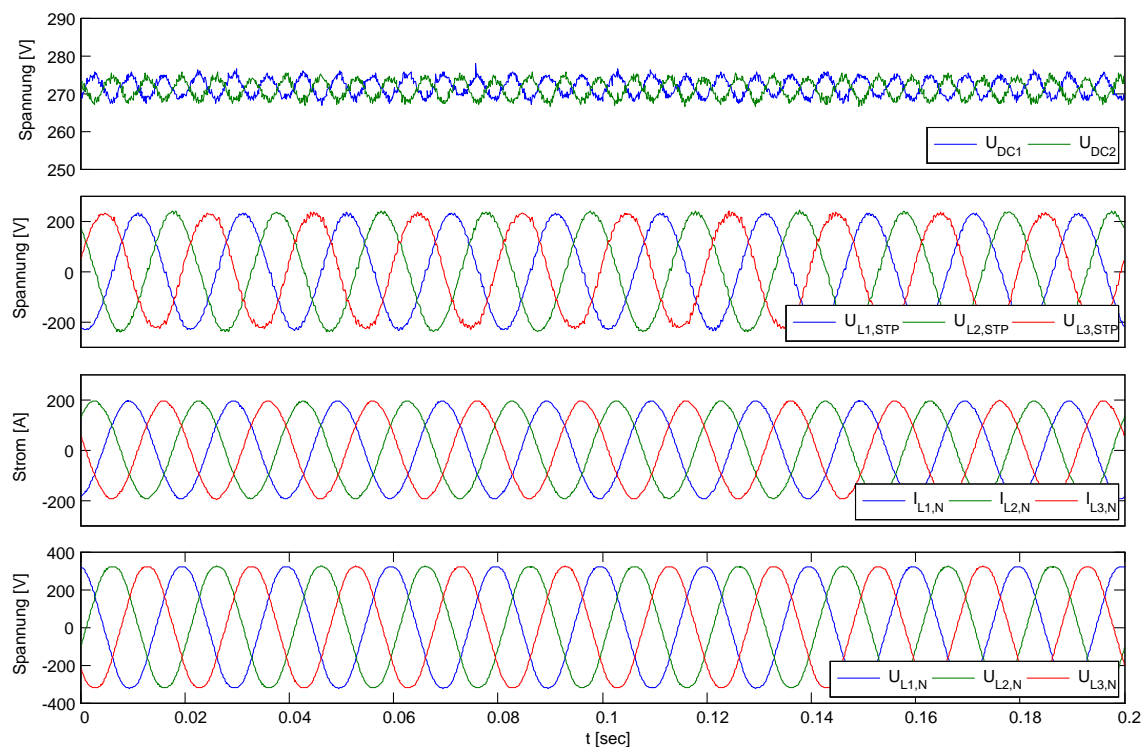


Abbildung 5.41: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Arbeitspunkt bei 90kW Einspeisung (Regler-Modus: stromgeführt mit Berücksichtigung der Eingangsspannung)

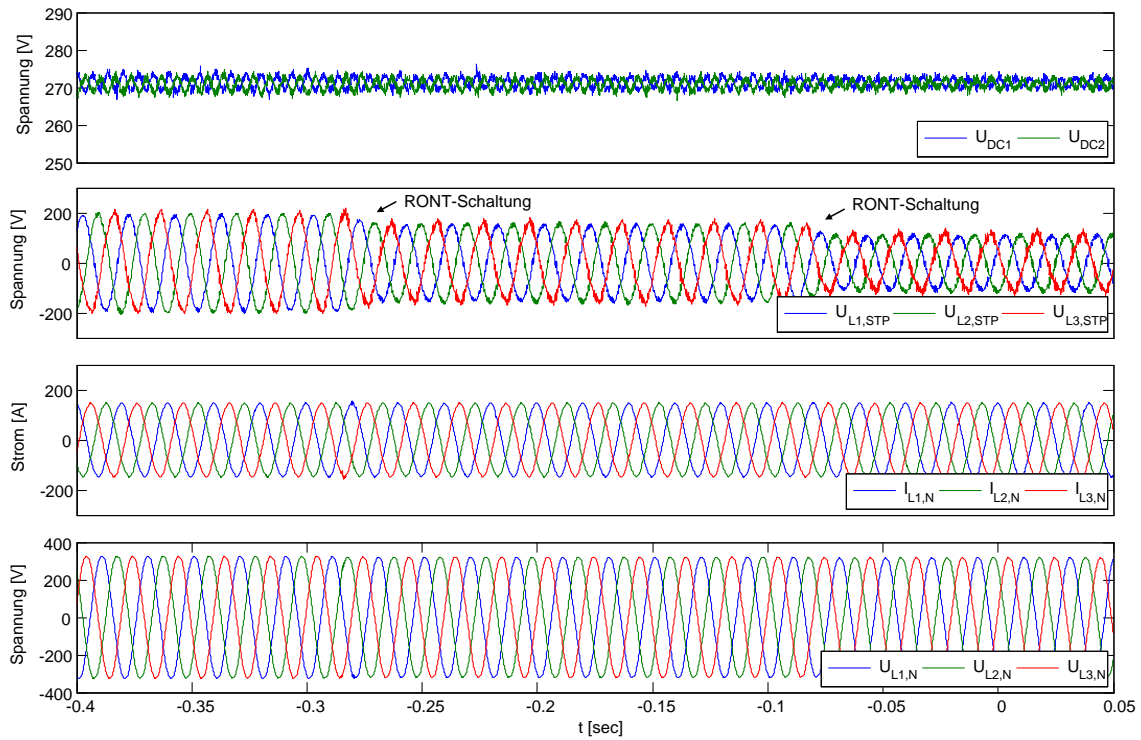


Abbildung 5.42: Messergebnis Längsregler-Prototyp – RONT-Schaltvorgänge und Reaktion Längsregler bei 60kVA Einspeisung (Regler-Modus: Strom-gesteuert mit Berücksichtigung der Eingangsspannung, PV-WR mit konstantem $\cos(\phi)=0,9i$)

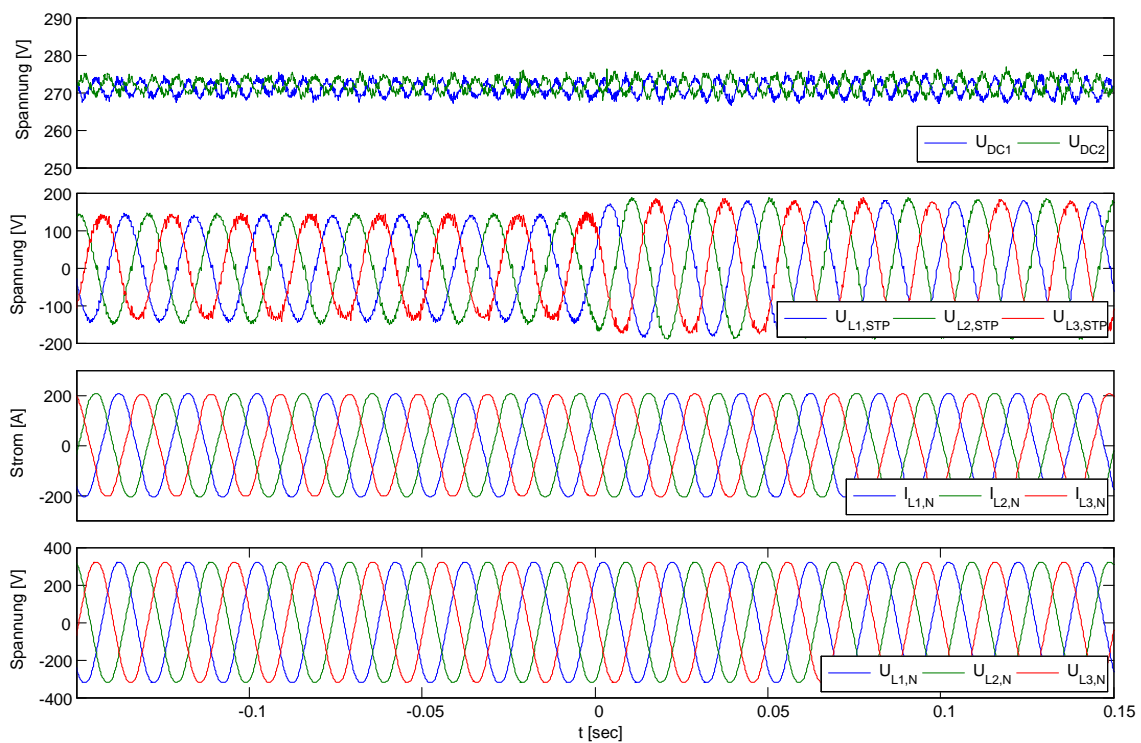


Abbildung 5.43: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Sollwertsprung Längsspannung bei 100kW Last (Regler-Modus: konstante Längsregler-Ausgangsspannung)

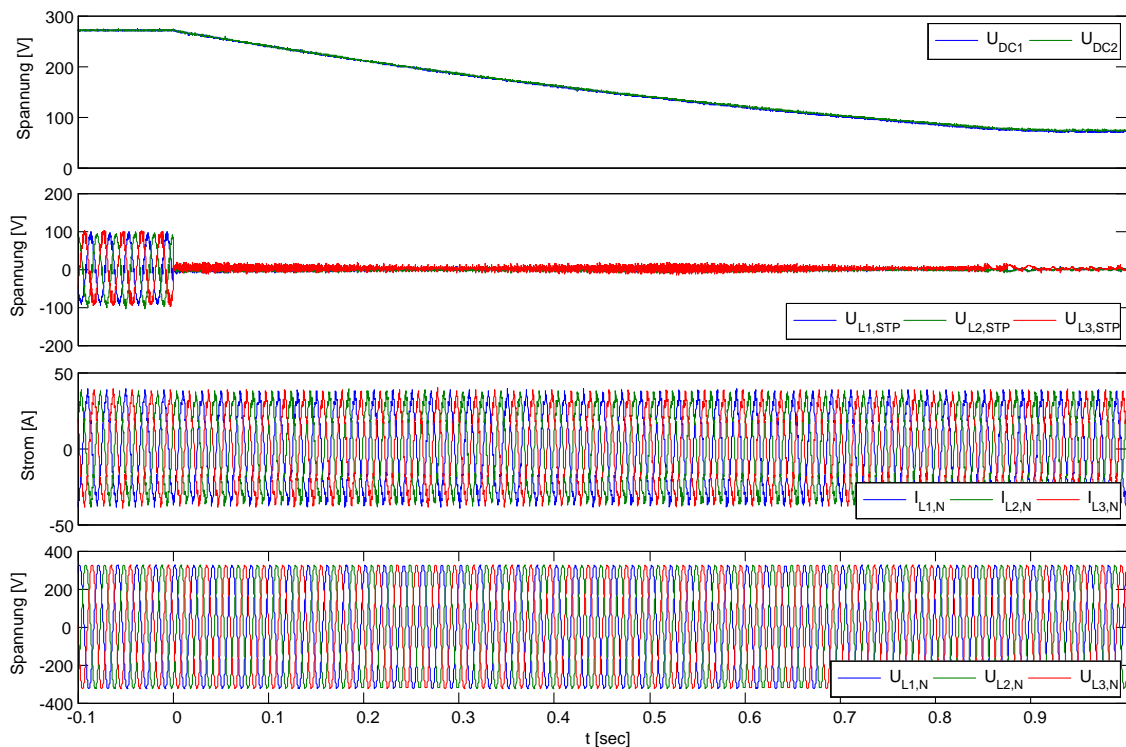


Abbildung 5.44: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Crowbar-Aktivierung bei 15kVA Einspeisung

5.2.5 Fazit Dezentrale Zusatzkomponenten

Im Rahmen des Projektes wurde – u. a. basierend auf einem PV-Wechselrichter – ein Labormuster eines Längsspannungsreglers entwickelt, der nach unterschiedlichen Regelungsprinzipien Einfluss auf das Spannungsprofil eines Netzbereichs (z. B. Ausläufer) nehmen kann. Die Umsetzung dieser dezentralen Zusatzkomponente erfolgte soweit, dass Tests mit realitätsnahen Einspeise- und Last-Szenarien im Testzentrum SysTec des IWES durchgeführt werden konnten. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass ein Längsspannungsregler ein sehr effektives Betriebsmittel für die Spannungsregelung in (Teil-) Netzen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen ist.

6 Anwendung im Netzlabor und in realem Niederspannungsnetz

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Labor- und Feldtests mit den entwickelten Komponenten für das aktive, intelligente Niederspannungsnetz vorgestellt. Die Betriebsverfahren, die nicht im Feldtest untersucht werden konnten, wurden in der Laborumgebung IWES-SysTec näher erprobt.

6.1 Netzlaborumgebung IWES-SysTec

In Abbildung 6.1 ist der Testaufbau dargestellt, der für die Arbeiten im Labor verwendet wurde. Hierfür wurde ein Echtzeitsimulator (Real-Time Simulator, kurz RTS) über einen Signalverstärker mit der Regelungs- und Betriebsführungseinheit verbunden.

Die Regelungs- und Betriebsführungseinheit konnte so direkt die vorgegebenen Spannungen messen und entsprechend der aktuellen Regelungsstrategie Steuersignale an den Stufensteller des RONT weitergeben. Der RONT kann während der Simulation an den 20kV Netzanschluss der SysTec als auch an die NS-Lasten angeschlossen werden.

Für die Laborversuche zu den verschiedenen Regelverfahren wurde der Stufensteller allerdings spannungsfrei betrieben.

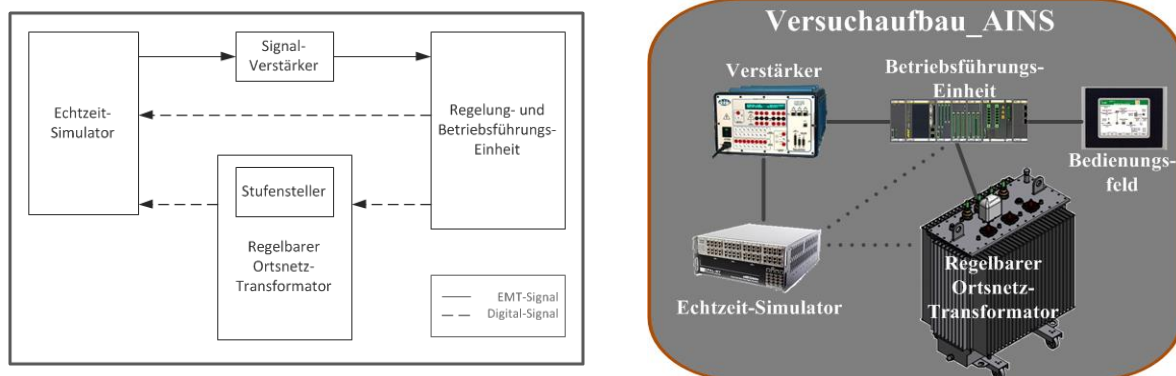


Abbildung 6.1: Testaufbau mit RONT und SPS im Labor System, Fraunhofer IWES

Zur Überprüfung der Regelalgorithmen wird mittels des Echtzeit-Simulators OP5600 von OPAL-RT das Netzverhalten simuliert. Die berechnete Spannung an der NS-Sammelschiene des RONTs wird über den Leistungsverstärker der Regelungs- und Betriebsführungseinheit vorgegeben. Durch eine Rückkopplung mit der Steuereinheit gehen die Änderungen der Schaltstufe des RONT in das Simulationsmodell ein. Dieser Weg ist in Abbildung 6.1 (links) als „Digital-Signal“ gekennzeichnet.

Abbildung 6.2 zeigt den Aufbau der Simulation mit dem Programm Matlab®-Simulink®. Als Schnittstelle zu dem Echtzeit-Simulator wurde das Programm RT-Lab von OPAL-RT verwendet.

Die eingehenden Signale der Regelungs- und Betriebsführungseinheit und des Stufensteller sind in Abbildung 6.2 unter dem Block „Schaltbefehle_SPS“ dargestellt.

Der in der Simulation nachgebildete RONT wird mit einer Mittelspannung (Block „3phase Profil Voltage Source“ in Abbildung 6.2) versorgt, die einem vorgegebenen MS-Profil nachfährt und mit den Netzanschlusswerten (Netzkurzschlussleistung und Netzimpedanzwinkel) von Felsberg-Niedervorschütz nachgebildet wird.

Niederspannungsseitig ist der RONT in der Simulation an das Netzmodell (rechter Block in Abbildung 6.2) angeschlossen, welches die Last- und Einspeiseverhältnisse im Niederspannungsnetz eines erweiterten Modells von Felsberg-Niedervorschütz nachbildet. Detailliert ist dies in Abbildung 6.3 zu sehen.

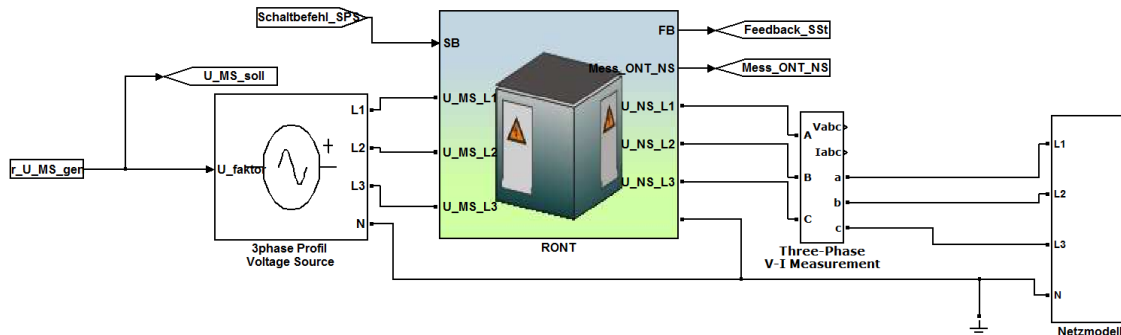


Abbildung 6.2: Aufbau der Simulationsumgebung

Das in Abbildung 6.3 gezeigte Netzmodell der Simulation ist in drei Pfade aufgespalten:

- Pfad 1: Modell einer längeren Leitung mit hoher Einspeisung
- Pfad 2: Modell einer längeren Leitung mit hohem Verbrauch
- Pfad 3: Detailliertes Netzmodell von Felsberg-Niedervorschütz mit simulierten Haushalten und PV-Anlagen.

Die Verbraucher und Erzeuger werden mit real gemessenen Profilen angesteuert.

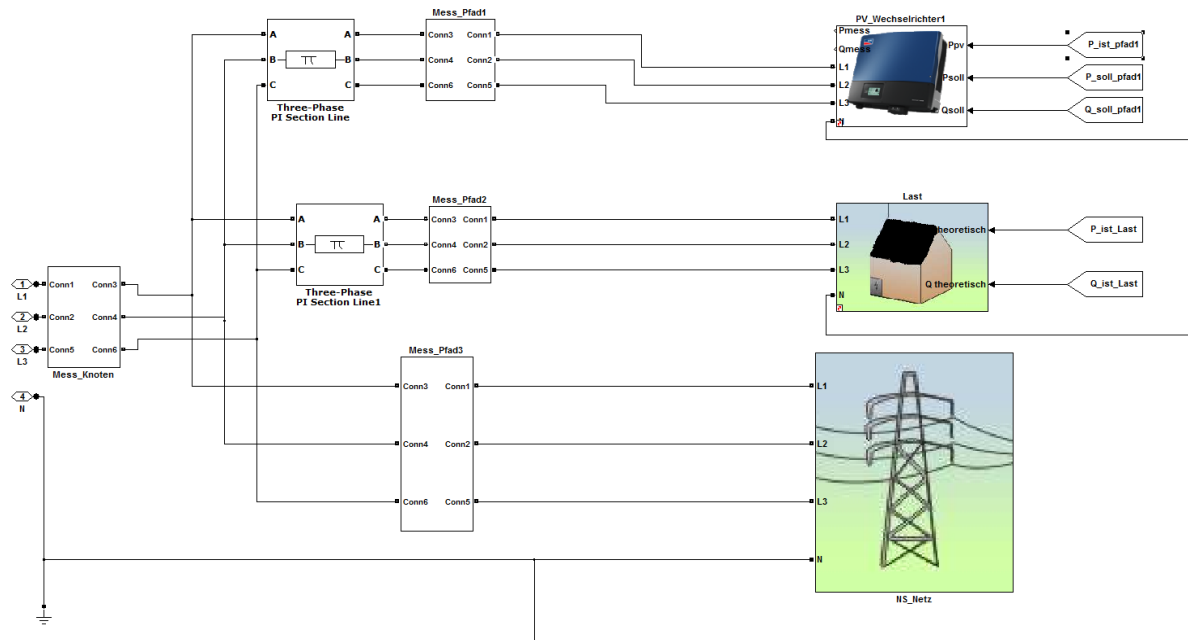


Abbildung 6.3: Aufbau des Netzmodells in der Simulationsumgebung

Abbildung 6.4 und Abbildung 6.5 zeigen die beispielhafte Umsetzung im Labor.

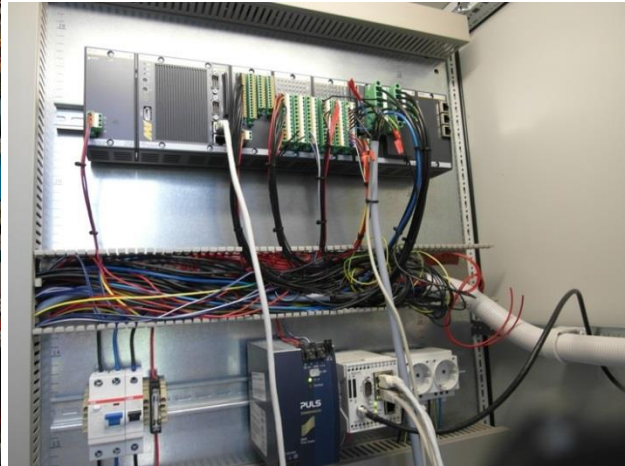


Abbildung 6.4: Schaltschrank mit Bedienoberfläche (links) und SPS mit der Regelungs- und Betriebsführung im Schaltschrank (rechts).



Abbildung 6.5: Echtzeitnetzsimulator , Leistungsverstärker (links) und RONT (rechts) in der SysTec des Fraunhofer IWES.

6.2 Feldtestgebiet Felsberg-Niedervorschütz

6.2.1 Wahl des Feldtestgebietes

Bei der Auswahl des Ortsnetzes bzw. der Ortsnetzstation wurden mehrere Kriterien berücksichtigt, die in der frühen Projektphase als wesentlich erachtet wurden:

- Überschaubare Anzahl von PV-Anlagen mit überdurchschnittlicher Leistung (um für die Blindleistungsverfahren und etwaigen Austausch von Wechselrichtern nur mit einer begrenzten Anzahl von Anlagen und Kunden konfrontiert zu sein)
- Mittlere Gesamtleistung aller PV-Anlagen des Stationsbereiches von ca. 200-300 kW (um bei eventuell notwendigen Umschaltungen des Netzes auf benachbarte Stationen keine Überlastungen von Transformatoren und Leitungen hervorzurufen)
- Ausreichend Platz im Stationsbaukörper, um Trafo, Mess-, Regel- und Kommunikationstechnik unterbringen zu können sowie auch Vorführungen für Dritte durchführen zu können, d. h. idealerweise eine sog. „begehbare“ Station; sollte dies angesichts der üblicherweise eingesetzten Kompaktbauweise der Stationen nicht möglich sein, muss alternativ genügend Platz neben der Station vorhanden sein, um eine zweite, begehbare Station für das Projekt zu errichten.
- Typische Netzstruktur ohne nennenswerte Besonderheiten wie große Gewerbekunden, lange Ausläuferleitungen oder sehr große PV-Anlagen
- Möglichkeit der temporären Verschlechterung des Betriebs durch zeitweilige Umschaltungen innerhalb des Stationsbereichs (d. h. Öffnen von Schaltern) ohne Versorgungsunterbrechung; aus diesem Grund keine ausschließliche Strahlenstruktur des Netzes
- Gute Zugänglichkeit der Station und der Kabelverteilerschränke für Messungen
- Permanent Norm-konforme Versorgung aller Kunden ohne Unterbrechungen oder Auftreten unzulässiger Spannungspegel
- Vollständige Versorgungsredundanz durch benachbarte Stationen für den Fall von Störungen oder Fehlern der im Projekt eingesetzten neuen Betriebsmittel
- Einfacher Rückbau nach Abschluss des Projekts

Da das Projekt angelehnt war an das Projekt REV2020 der EnergieNetz Mitte in Felsberg, wurden diese Kriterien für die Ortsnetzstationen der Gemeinde Felsberg geprüft und bewertet. Dabei wurde die Station Borgwiese (Bj. 1988) in Felsberg-Niedervorschütz ausgewählt und Stationen in den Ortsteilen Lohre, Wolfershausen und Böddiger verworfen.

Zu Projektbeginn waren 7 PV-Anlagen mit insgesamt 224 kW Leistung im Bereich der ST Borgwiese vorhanden und der Netzbetrieb durch die Ringstruktur hinsichtlich Spannungspegeln und Leitungsauslastungen unkritisch. Durch die Kompaktbauweise der ST Borgwiese war der Neubau eines separaten Baukörpers notwendig (siehe folgendes Kap.).

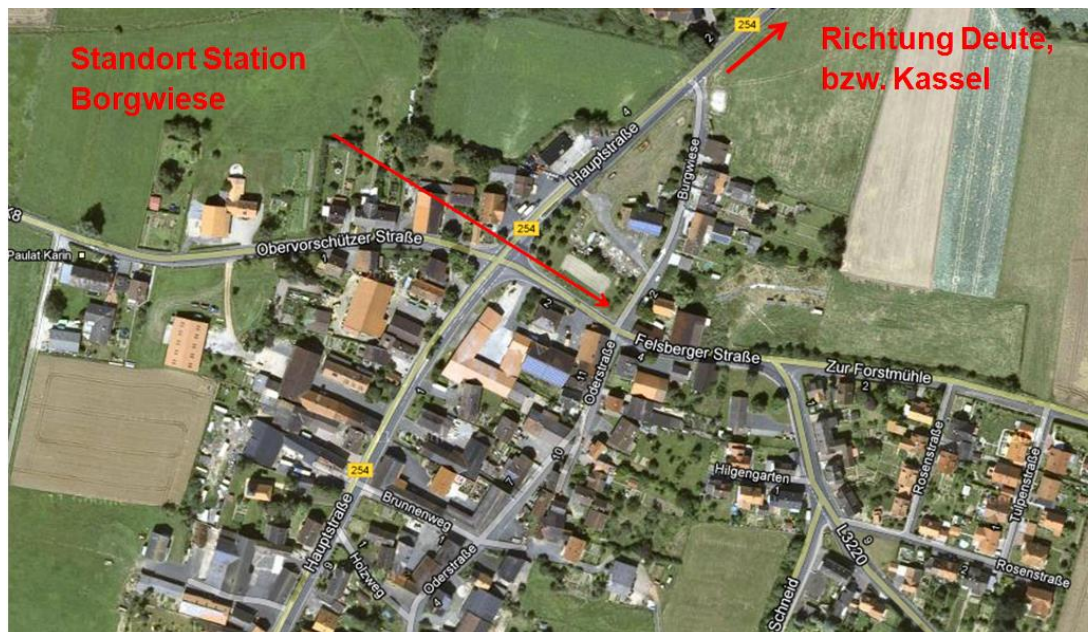


Abbildung 6.6: Standort Felsberg-Niedervorschütz

6.2.2 Regelbare Ortsnetzstation

Für das Projekt wurde neben dem Kompakt-Baukörper der bisherigen ST Borgwiese ein neuer Baukörper des sog. „Typ 2“ errichtet. Hierbei handelt es sich um den größten im Warenkorb der EnergieNetz Mitte verfügbaren Baukörper, der Platz für 2 Transformatoren bietet und üblicherweise für sehr große Gewerbekunden oder gemischt genutzte Stationen (mit Gewerbekunden und EnergieNetz-Mitte-Ortsnetz) eingesetzt wird. Durch den Entfall des 2. Transformators (Abbildung 6.7, Pos. 15) ergibt sich innen viel Platz für weitere Technik und Vorstellungen für Dritte.

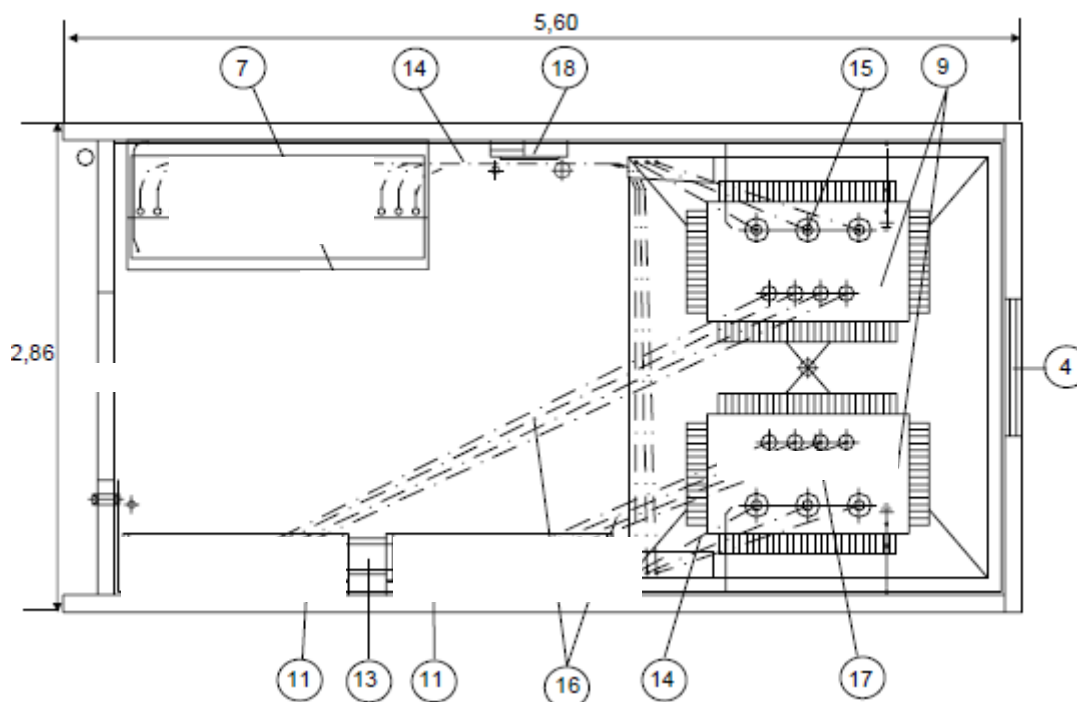


Abbildung 6.7: Grundriss des Baukörpers „Typ 2“

Die Montage von Schaltanlagen (Mittel- und Niederspannung) und des Trafos im Baukörper erfolgte – wie bei allen Stationen heutzutage üblich – im Werk des Baukörper-Herstellers. Vor Ort wurde die Station dann an das Mittel- und Niederspannungsnetz angebunden sowie die Kommunikations-, Mess- und Regelungstechnik montiert und parametrisiert. Bei Mittelspannungsschaltanlage (Typ Schneider Electric FBX) und der Niedervoltverteilung handelt es sich um übliche Standardkomponenten der EnergieNetz Mitte.



Abbildung 6.8: Neue Station (links) und alte Station Borgwiese (rechts)

Die Anbindung der neuen Station ist redundant zur alten Station, so dass im Störfall auf diese umgeschaltet werden kann. Auf der Mittelspannungsseite wurde die neue Station in Reihe zur alten Station eingeschleift. Niederspannungsseitig wird die Niedervoltverteilung der alten Station weiter verwendet. Die Verbindung beider Stationen erfolgt über eine schaltbare Niederspannungsleitung zwischen den Unterspannungsseiten beider Transformatoren.

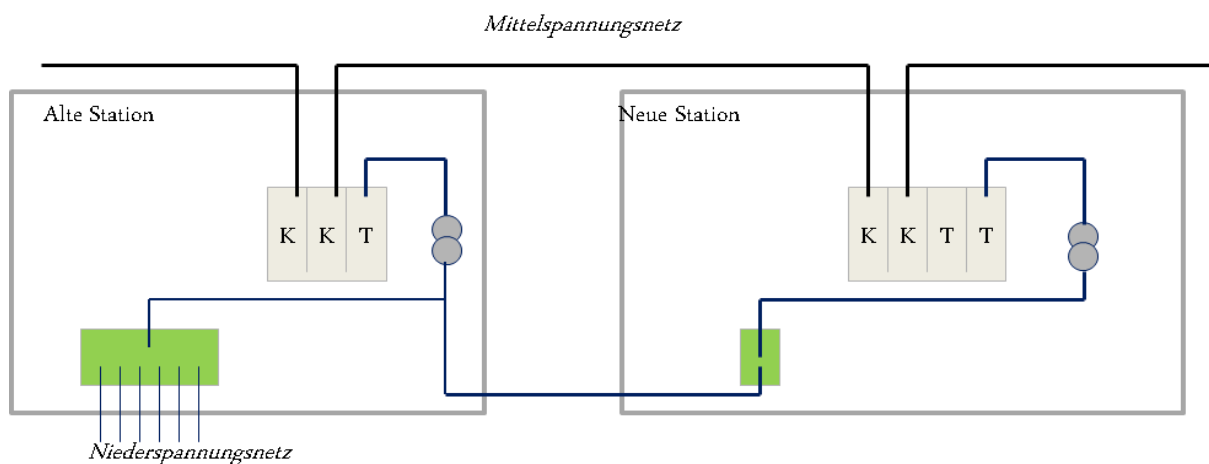


Abbildung 6.9: Mittel- und Niederspannungsseitige Anbindung der neuen Station

Für die kommunikationstechnische Anbindung wurden zwei DSL-Leitungen mit jeweils eigenem Router geschaltet. Ein gemeinsamer Anschluss war aus Gründen der Daten- und IT-Sicherheit nicht zulässig, da die Sicherheitsanforderungen der EnergieNetz Mitte einen möglichen Zugriff Dritter auf das Kommunikationsnetz und insbesondere das Netzführungssystem kategorisch ausschließen. Aus diesem Grund wurde außerdem eine zusätzliche Vereinbarung abgeschlossen, die die Zugriffs- und Parametrierungsmöglichkeiten des Fraunhofer IWES regelt und begrenzt.

Über eine Leitung wurde daher die Station an das Netzführungssystem der EnergieNetz Mitte angebunden. Die zweite Leitung dient dem Fernzugriff und die Fernparametrierung der Regelung durch Fraunhofer IWES.

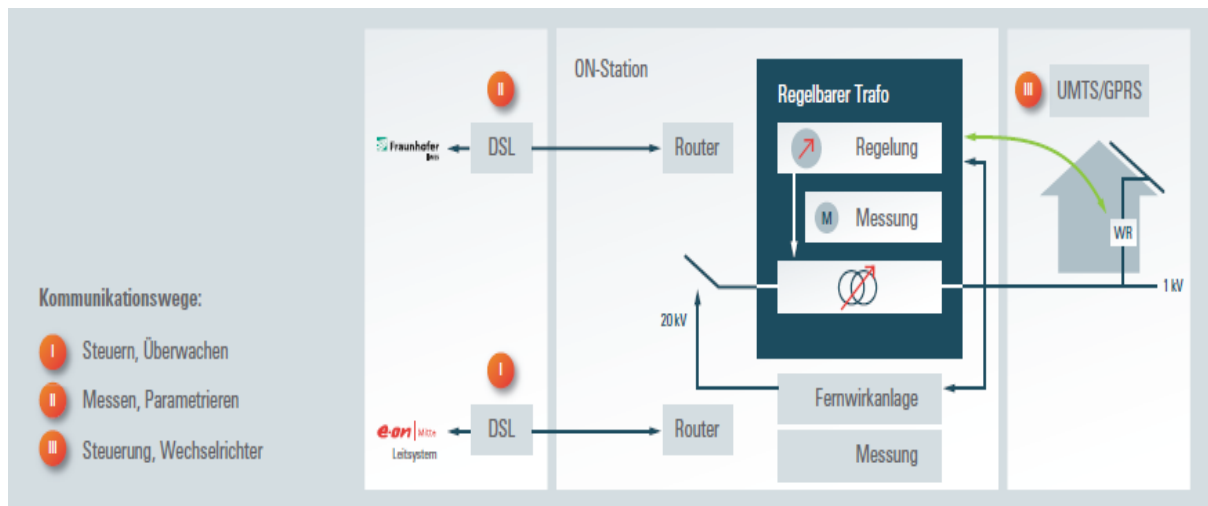


Abbildung 6.10: Kommunikationstechnische Anbindung der neuen Station

6.2.3 Aufbau und Installation der Betriebsführungseinheit

Die Regelungs- und Betriebsführungseinheit sowie die notwendigen Komponenten für die kommunikative Anbindung, die für die Anwendungen des Fraunhofer IWES benötigt werden, wurden in einem Schaltschrank aufgebaut, intern verkabelt und mit über Klemmleisten für den Anschluss in der Ortsnetzstation in Felsberg-Niedervorschütz vorbereitet. Der Einbau in die Ortsnetzstation von EnergieNetz Mitte in Felsberg-Niedervorschütz erfolgte im Juli 2012 (siehe Abbildung 6.11).



Abbildung 6.11: Schaltschrank mit der entwickelten Regelungs- und Betriebsführungseinheit des Fraunhofer IWES (links) und Innenansicht mit integriertem Schaltschrank in der Ortsnetzstation in Felsberg-Niedervorschütz (rechts).

6.2.4 IWES Fernanbindung zur Wartung und Monitoring der Netzstation

Für die Fernanbindung an den Administrator PC am Fraunhofer IWES (Abbildung 6.12 links oben), wurden DSL Modems beschafft und an den beiden Standorten verbaut. Die Verbindung zwischen den Modems wurde per VPN Tunnel gesichert. Die Geräte innerhalb der Ortsnetzstation wurden so konfiguriert, dass ein Fernzugriff vom Fraunhofer IWES möglich ist. Dazu gehören alle verbauten Komponenten, die über Kommunikationsmöglichkeiten via Ethernet verfügen (Abbildung 6.12):

- Reglereinheit (SPS der Fa. Bachmann)
- Touchscreenmonitor zur Steuerung der Reglereinheit (Fa. Bachmann)
- Netzanalysator (Fa. Kocos, Typ EPPE C8)
- UMTS/GPRS Router für den Fernzugriff auf die WR (Fa. INSYS Tech)
- Administrator PC am Fraunhofer IWES.

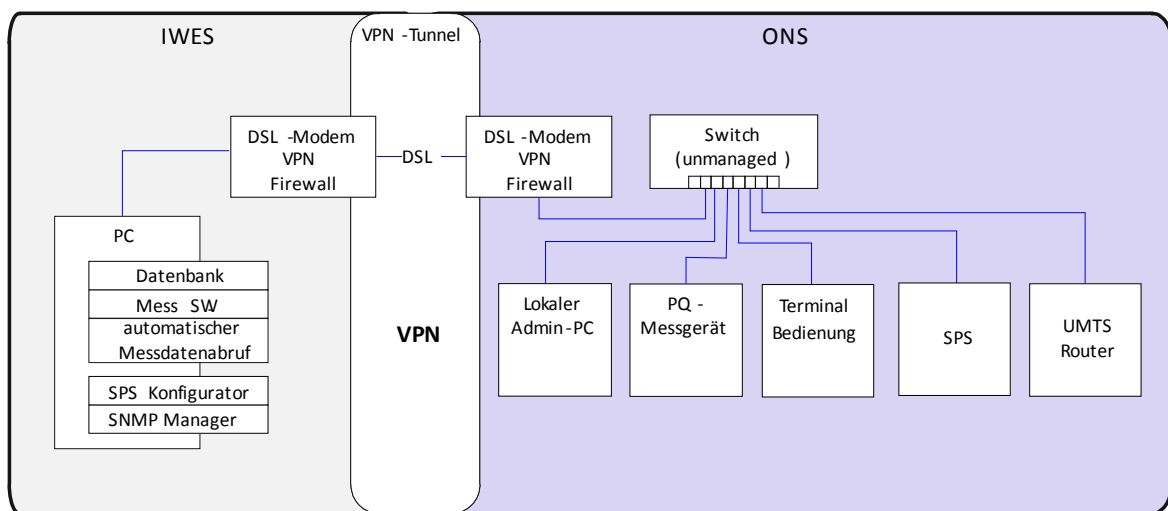


Abbildung 6.12: Verbindung Fraunhofer IWES – Ortsnetzstation in Felsberg-Niedervorschütz

Zur Analyse der Netzregelung und zum Netz-Monitoring der Trafostation werden vom Administrator PC Messdaten aus der SPS und dem Netzanalysator automatisch täglich abgerufen.

6.2.5 Messinfrastruktur zur Analyse von Netzzuständen

Für die Bewertung der Feldtests ist eine detaillierte Kenntnis der Netzzustände im Niederspannungsnetz notwendig. Dafür wird eine umfangreiche Messkampagne durchgeführt. Zur Vorbereitung dieser Messkampagne wurden die Spannungspfade des Ortsnetzbereiches Felsberg-Niedervorschütz (ONS Borgwiese) für die Fälle Hochsommer mit Sonneneinstrahlung und Winter ohne Sonneneinstrahlung ausgewertet und daraus charakteristische Punkte für die Messung bestimmt (siehe Abbildung 6.13).

Der Zustand des Ortsnetzes wird an 5 Messpunkten erfasst. Gemessen werden jeweils die Spannungen und Ströme in einem am Messpunkt abgehenden Kabel.

- Messpunkt 1: Unterspannungsseite des MS/NS-Transformators, Einspeisung Ortsnetz
- Messpunkt 2: Abgang zum Netzausläufer Forstmühle

- Messpunkt 3: Wohngebiet mit Abgang Rosenstraße
- Messpunkt 4: Netztrennstelle mit Abgang Oderstraße
- Messpunkt 5: 30 kW-PV-Anlage mit PV-Einspeisung

Eingesetzt werden Netzanalysegeräte des Typs KoCos EPPE W8 mit zeitlicher Synchronisierung über GPS. Die Genauigkeit der Geräte entspricht der Klasse A nach DIN 61000-4-30. Die Daten sollen mit einer Auflösung von 1 s erfasst und über Funk ausgelesen werden.

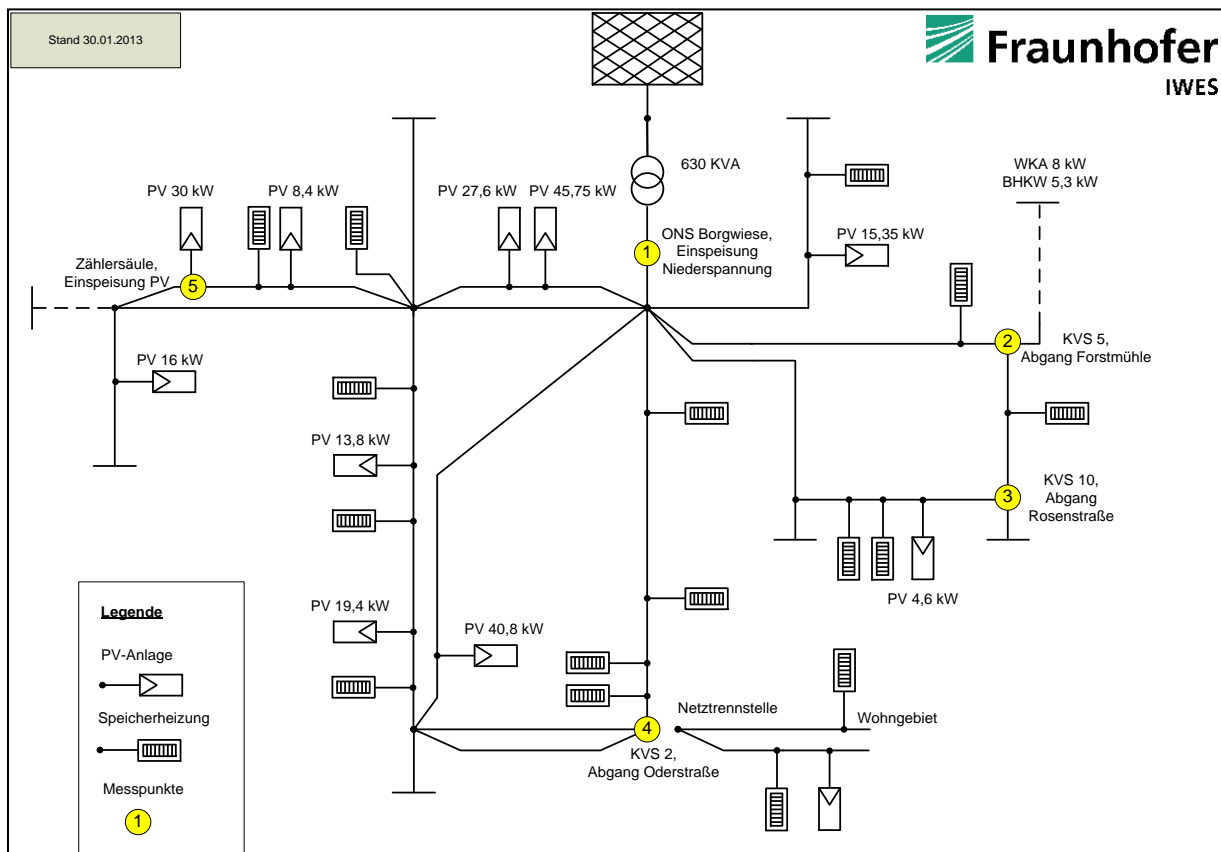


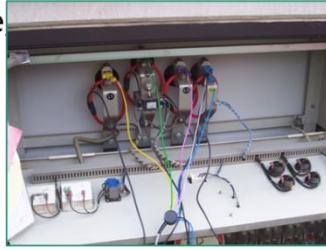
Abbildung 6.13: Einphasiges Ersatzschaltbild des Ortsnetzbereiches mit Messpunkten

In Abbildung 6.15 ist die Einbausituation für die Messpunkte 1-4 dargestellt, der Einbau der Messungen an den Punkten 5 (PV-Anlage) in Abbildung 6.14.

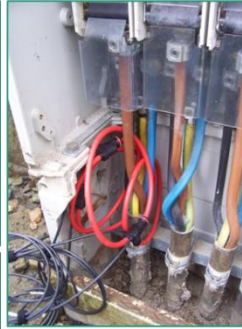


Abbildung 6.14: PV-Anlage an Messpunkt 5

ONS Borgwiese
Stromschienen



KVS2,
Abgang Oderstraße



KVS10,
Abgang Rosenstraße



KVS5,
Abgang Forst-
mühle

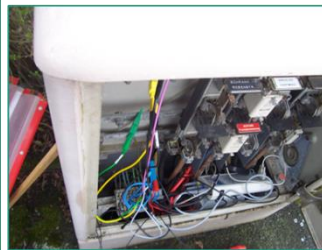


Abbildung 6.15: Einbausituation der Messgeräte an den Messpunkten 1-4

Die Messtechnik wurde an den vorgesehen Messpunkten in Zusammenarbeit mit EnergieNetz Mitte installiert. Wie in Abbildung 6.15 zu erkennen ist, erfordert die beengte Platzsituation in den Kabelverteilerschränken den Einsatz von kompakter Mess- und Übertragungstechnik.

Die Erfassung und Analyse der Daten wurden durch das Fraunhofer IWES durchgeführt. Die Datenauslesung erfolgt automatisiert mit Funkanbindung über UMTS. Es werden Parameter entsprechend Tabelle 6.1 aufgenommen.

Tabelle 6.1: Übersicht der Messgrößen und deren zeitliche Auflösung

Messgröße	Anschlüsse	Auflösung
Spannungen	L_1, L_2, L_3, L_N	1 s
Ströme	L_1, L_2, L_3, L_N	1 s
Wirkleistung	L_1, L_2, L_3, L_N	1 s
Blindleistung	L_1, L_2, L_3, L_N	1 s
Frequenz	L_1	10 s
THDU / THDI	L_1, L_2, L_3	600 s
Spannungsharmonische	L_1, L_2, L_3	600 s
Flicker P_{st}, P_{lt}	L_1, L_2, L_3	600 s

Die im Feldtestgebiet identifizierten für den Feldtest interessanten PV-Anlagen sind in Abbildung 6.16 markiert. Die Anlagenbetreiber wurden durch EnergieNetz Mitte identifiziert und in gemeinsamen Informationsveranstaltungen von SMA und EnergieNetz Mitte über das Vorhaben informiert. Nach Zustimmung der Anlagenbetreiber wurden die PV-Anlagen mit der für den Feldtest notwendigen Technik nachgerüstet. Im Wesentlichen beinhaltete dies:

-
- The diagram illustrates a power distribution network with the following components and annotations:
- Top Center:** A transformer symbol labeled "ONS Borgwiese 630 KVA". Above it is a cross-hatched area labeled "8 UW Felsberg".
 - Left Side:** A line labeled "Kunde oder KVS7" with a yellow circle "2" around it. Below it is a PV plant labeled "PV 16 kW".
 - Center-Left:** A group of PV plants: "PV 30 kW", "PV 8,4 kW", "PV 2,8 kW", and "PV 45,5 kW". The "PV 30 kW" and "PV 8,4 kW" are circled in red. A red arrow points from the text "Schwächster Anschlusspunkt → Regelbare PV-WR" to the "PV 30 kW" plant. A blue arrow labeled "IEC 61850-Kommunikation" points from the "ONS Borgwiese" transformer to the "PV 45,5 kW" plant.
 - Center-Right:** A PV plant labeled "PV 15,35 kW" is circled in green. A red arrow points from the text "Zentrale Anlagen nahe Trafo → Regelbare PV-WR" to this plant.
 - Right Side:** A line labeled "Kunde" with a yellow circle "7" around it. Below it is a storage heating unit labeled "WKA 8 kW BHKW 5,3 kW".
 - Bottom Right:** A line labeled "KVS10" with a yellow circle "5" around it. Below it are three storage heating units.
 - Legend (Legende):**
 - PV-Anlage: Represented by a battery symbol with a triangle on top.
 - Speicherheizung: Represented by a battery symbol.
 - Messpunkte: Represented by a circle with a dot inside.
 - Annotations:**
 - Red text: "Schwächster Anschlusspunkt → Regelbare PV-WR" (Weakest connection point → Controllable PV-WR).
 - Blue text: "IEC 61850-Kommunikation" (IEC 61850 communication).
 - Red text: "Zentrale Anlagen nahe Trafo → Regelbare PV-WR" (Central plants near transformer → Controllable PV-WR).
 - Red oval: "PV-Anlagenkommunikation mit Netzstation" (PV plant communication with substation).
 - Green oval: "70% Test konform EEG2012" (70% test conform EEG2012).

Zwei weitere Anlagen mit Eigenverbrauchsnutzung wurden zum 70%- Test im Wohngebiet von Niedervorschütz umgerüstet.

Nach der Umrüstung wurden die PV-Anlagen im SMA Sunny Portal registriert und die notwendigen Kommunikationsverbindungen aufgebaut und getestet.

6.3 Durchgeführte Praxisversuche

6.3.1 Aktive Wechselrichter

6.3.1.1 Auswertung $\cos \phi(P)$ -Kennlinie am Anschlusspunkt einer inhomogen aufgebauten PV-Anlage

Im Systemkonzept der Aktiven Wechselrichter befinden sich die PV-Anlagen in einem lokalen Regelungsmodus. Die Regelung von Wirk- und Blindleistung der PV-Anlage erfolgt in Abhängigkeit lokal messbarer Größen wie Netzspannung (z. B. $Q(U)$ und Leistungseinspeisung (z. B. $\cos \phi(P)$).

Die Grundfunktionalität der Kennlinien ist auf Geräteebene Stand der Technik. Insbesondere in dreiphasigen PV-Wechselrichtern, die in Anlagen am Mittelspannungsnetz betrieben werden sollen, werden einige Funktionalitäten zur Beteiligung an der Spannungshaltung seit 2009 gefordert. Erweiterte Erkenntnisse im Rahmen des Feldtests ergaben sich aus der Betrachtung der resultierenden Einspeisewerte am Netzanschlusspunkt einer Anlage sowie in der Fragestellung, wie gut die aus den PV-Anlagen (Wechselrichtern) gewonnenen Messwerte in der Praxis mit Referenzmessungen am Anschlusspunkt übereinstimmen.

Hierzu wurde in die in Abbildung 6.16 links oben dargestellte 30kW-Anlage durch das Fraunhofer IWES am Anschlusspunkt mit einem Messgerät ausgestattet.

Die Anlage besteht aus zwei Teilanlagen, die durch getrennte Installation auf unterschiedlichen Seiten eines Satteldaches in unterschiedlichen Arbeitspunkten betrieben werden.

In den Wechselrichtern der Anlage wurde jeweils die in Abbildung 6.17 dargestellte Kennlinie einprogrammiert. Am Anschlusspunkt ergibt sich dann die in Abbildung 6.18 dargestellte gemessene Kennlinie.

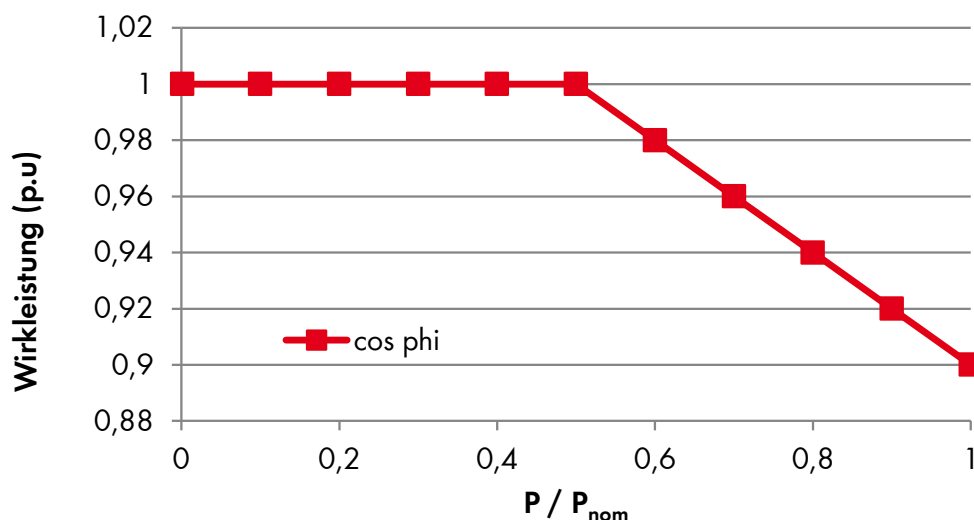


Abbildung 6.17: Eingestellte $\cos \phi(P)$ Kennlinie in den Wechselrichtern einer 30kW-Feldtestanlage

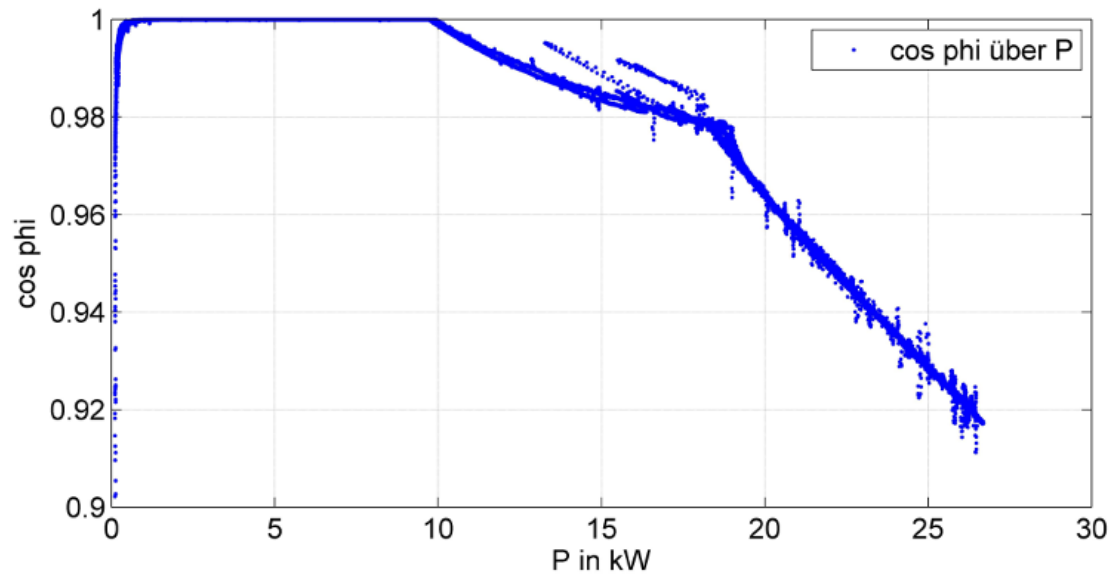


Abbildung 6.18: Gemessener Verlauf des Leistungsfaktors der PV-Anlage über der Ausgangs-Wirkleistung über einen Tag (Auswertung: IWES)

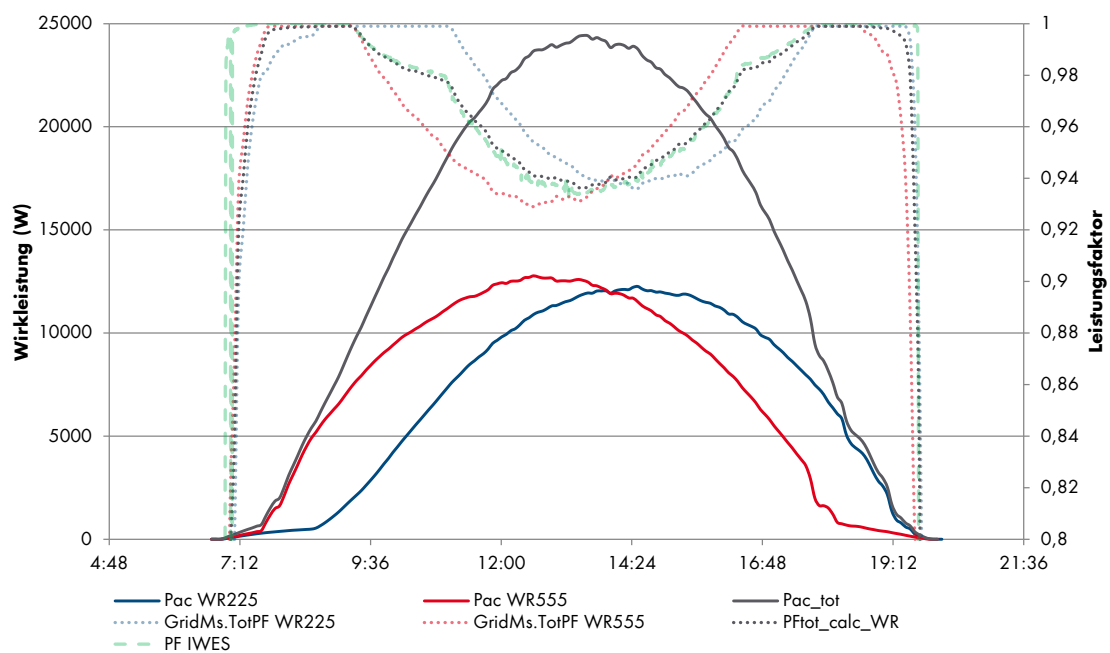


Abbildung 6.19: Werte für Wirkleistung (Pac) der Wechselrichter, ihre rechnerische Summe (Pac_{tot}) (durchgezogene Linien) und Leistungsfaktoren (gepunktet) gemessen in den Wechselrichtern und berechnete Summe, sowie gemessener Leistungsfaktor am Anschlusspunkt

Man erkennt, dass die resultierende Kennlinie im Bereich des Knickes von der in den Wechselrichtern eingestellten Kennlinie abweicht. Dies resultiert aus der unterschiedlichen Ausrichtung der Teilanlagen. Im Teillastbetrieb verschiebt sich in dieser Anlagenkonfiguration die Auslastung der Wechselrichter über den Tag zueinander (s. Abbildung 6.19). Sobald ein Wechselrichter (rot) die Hälfte seiner Nennleistung überschreitet, beginnt er gemäß der Kennlinie seinen Leistungsfaktor anzupassen und induktive Blindleistung zu beziehen. Zum gleichen Zeitpunkt ist der andere Wechselrichter (blau) aufgrund der unterschiedlichen Anlagenausrichtung noch in einem reinen

Wirkleistungsbetrieb unterhalb der halben Nennleistung. Die Gesamtanlage bezieht somit bereits induktive Blindleistung, obwohl sie ihre halbe Nennleistung noch nicht erreicht hat (grau). Aus der gleichen Abbildung ist auch ersichtlich, dass eine Berechnung der Messungen im Wechselrichter sehr gut mit der Referenzmessung übereinstimmt. Ab einer Größenordnung von ca. 5% der Nennleistung stimmen die Messwerte (PF IWES und PF_{tot_calc}) sehr gut überein.

Für den Netzbetrieb hat dieses Verhalten abweichend von der Kennlinienvorgabe am Anschlusspunkt keine negativen Auswirkungen. Da die Dimensionierung und Ausrichtung der Anlagen und damit die zeitliche Verschiebung der Bereitstellung von Blindleistung basierend auf der $\cos \phi$ (P) Kennlinie im Niederspannungsnetz in der Regel vom Netzbetreiber erfasst und bei der Auslegung berücksichtigt wird, können die beiden Teilanlagen wie einzelne Anlagen aufgefasst werden, die am gleichen Netzanschlusspunkt angeschlossen sind. Besondere Vorkehrungen zur Regelung der Blindleistung am Netzanschlusspunkt an Anlagen dieses Typus sind daher in diesem Vorhaben nicht vorgesehen worden.

6.3.1.2 Spannungsabhängiger Blindleistungsbetrieb

Der Betrieb von Anlagen mit einer Q(U)-Kennlinie wurde im Rahmen dieses Vorhabens nicht explizit behandelt. Dieser Betrieb wurde unter anderem umfangreich im Rahmen der Vorhaben „PV-EMS“ und des Parallelvorhabens „PV-Integrated“ auf Wechselwirkungen und mögliche Realisierungskonzepte auf Anlagenebene untersucht. Im Projekt PV-Integrated wurde eine QP(U)-Regelung entwickelt, die eine Erweiterung der in den Richtlinien vorgesehenen Betriebsarten darstellt. Auf weitere Ausführungen wird an dieser Stelle verzichtet und auf die Ergebnisse der genannten Projekte verwiesen.

6.3.1.3 Pauschale Wirkleistungsreduktion mit minimierten Einspeiseverlusten

Die in Abschnitt 5.1.1 beschriebene Funktion der verlustminimierten pauschalen Einspeisebegrenzung wurde im Feldtestgebiet an insgesamt 3 verschiedenen Anlagen umgesetzt.

Der Fokus der Tests lag auf folgenden Punkten:

- Funktionsprüfung neu entwickelten dynamischen Wirkleistungsbegrenzung (Kappung der Einspeiseleistung auf einen festen Wert, z. B. 70%)
- Prüfung der Praxistauglichkeit des Ansatzes, mit den beim Kunden vorinstallierten Energiezählern zu kommunizieren und deren Daten für die Regelung zu verwenden

Die grundsätzlich im Labor verifizierte Funktion hat auch in den Testhaushalten prinzipiell funktioniert. Für die Umsetzung mussten teilweise Soft- und Hardwareaktualisierungen in den Wechselrichtern durchgeführt werden. Dies lieferte wertvolle Hinweise für eine Serienumsetzung.

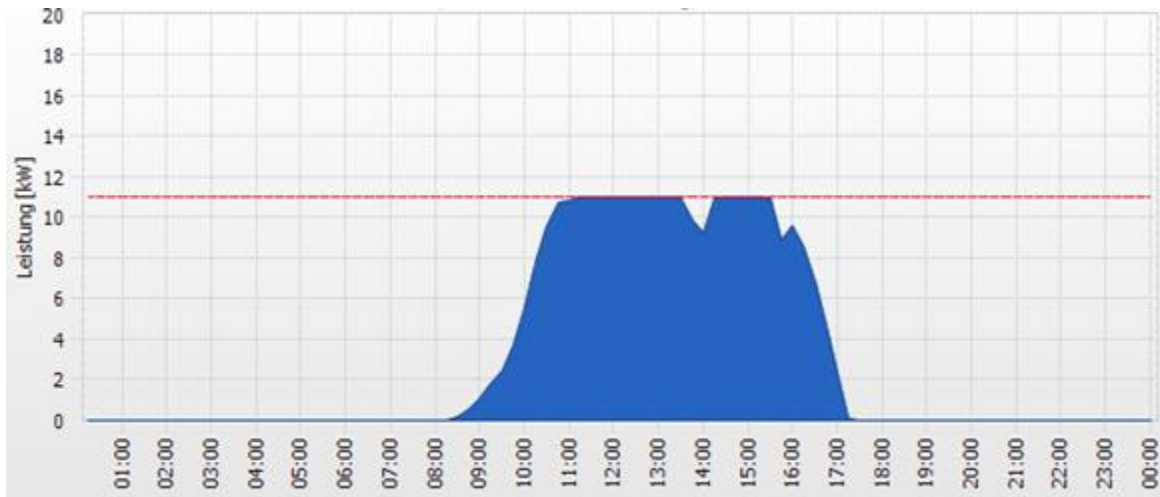


Abbildung 6.20: Abgeregelter Betrieb einer PV-Anlage im Feldtestgebiet mit Sunny Home Manager

Die Erfahrungen aus dem Feldtest bezüglich der Verwendung von elektronischen Energiezählern waren sehr wertvoll, da eine Vielzahl an Detailfragen offenkundig wurden. So müssen bei einigen Energiezählern die benötigten Schnittstellen zunächst vom zuständigen Netzbetreiber freigeschaltet werden, was in der Praxis die Inbetriebnahme der übrigen Komponenten stark verzögern kann, bzw. aufwändig macht.

Zum Teil kam es vor, dass die Schnittstelle einiger Energiezähler nicht normkonform umgesetzt war, was ebenfalls zu Funktionsbehinderungen geführt hat.

In der Konsequenz hat sich SMA entschieden, selbst einen Energiezähler anzubieten, den der Nutzer in seiner Installation verwenden kann. Dieser bietet umfangreiche Funktionalitäten bzgl. bereitgestellter Messwerte (Leistung, Spannung...) und ist garantiert kompatibel zum Sunny Home Manager, so dass eine reibungslose Installation gewährleistet ist.

6.3.2 Aktive, intelligente Netzstation

6.3.2.1 Manuelle Vorgabe des Blindleistungssollwerts

Für dieses Systemkonzept wurde im Feldtestgebiet die manuelle Ansteuerung der PV-WR per IEC 61850 durchgeführt. Dafür wurden die Sollwertvorgaben der Blindleistung im 10 min-Rhythmus geändert (0%, 50%, -50% der Nennscheinleistung des PV-WR). Abbildung 6.21 zeigt exemplarisch die Messergebnisse für den 26.10.2013. Es ist erkennbar, dass die Blindleistung einen Einfluss auf die Spannung an der NS-Sammelschiene hat. Dadurch kann die Ansteuerung von PV-WR über IEC 61850 und UMTS erfolgreich gezeigt werden.

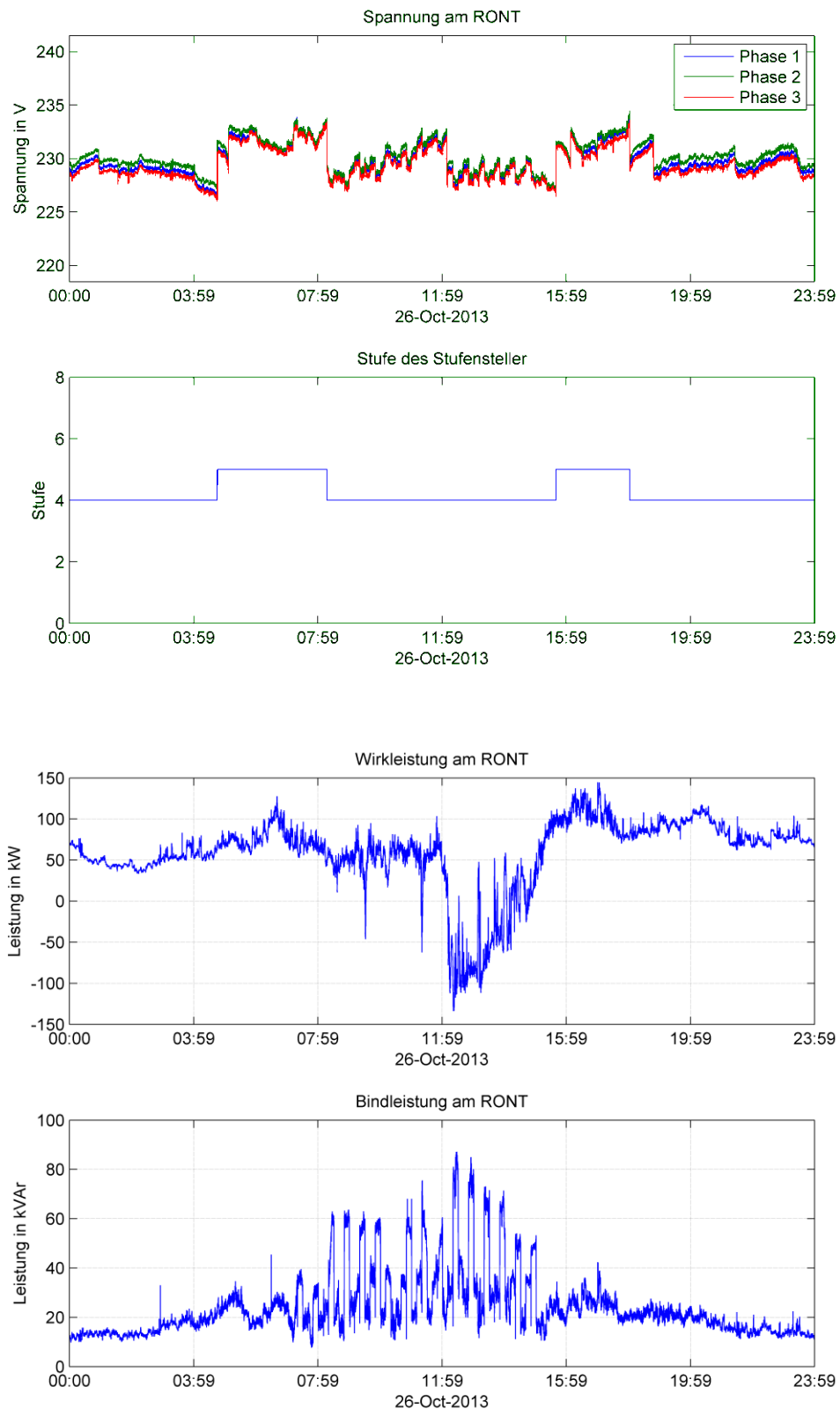


Abbildung 6.21: Einfluss auf die Spannung und den Blindleistungsfluss am RONT durch manuelle Vorgabe der Blindleistung am 26.10.2013.

Der Einfluss der Blindleistungsfernsteuerung auf den Austausch der Blindleistung zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetz ist in Abbildung 6.22 dargestellt. Hierzu wird in der linken Abbildung der Blindleistungsaustausch über dem Wirkleistungsfluss in einem Zeitraum dargestellt, bei dem keine Fernsteuerung der PV-WR mit einem Blindleistungssollwert aktiv war. Die Erhöhung der Blindleistung bei einer Wirkleistungsrückspeisung ins Mittelspannungsnetz kann durch die neu installierten PV-WR erklärt werden, die standardmäßig eine $\cos(\varphi)(P)$ -Kennlinie aktiviert haben. Die rechte Abbildung zeigt, wie die charakteristische Form aus der linken Abbildung durch die manuelle Vorgabe der Blindleistung nun nach oben bzw. unten verschoben wird. Dadurch kann gezeigt werden, dass der Blindleistungsaustausch zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetz steuer- und regelbar wird.

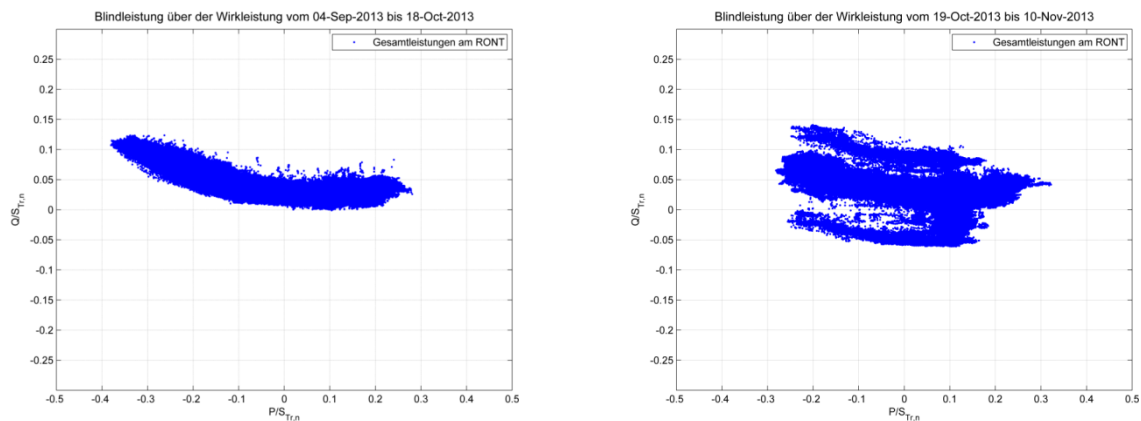


Abbildung 6.22: Vergleich des Blindleistungsaustauschs zwischen Nieder- und Mittelspannung ohne (links) und mit (rechts) Fernsteuerung der PV-WR.

6.4 Zusammenfassung der wesentlichen gewonnenen Erkenntnisse aus dem Pilotvorhaben

Verschiedene Systemkonzepte konnten ausgiebig im Feldtest im realen Niederspannungsnetz in Felsberg-Niedervorschütz erprobt werden. Dafür wurden die entwickelten Komponenten dort neu installiert oder ausgetauscht. So konnten unterschiedliche Betriebsverfahren und Parametrierungen erprobt werden.

Die entwickelten Komponenten (RONT und SPS mit den Regelungs- und Betriebsverfahren und kommunikative Anbindung an Leitwarte) funktionierten fehlerfrei während des gesamten Zeitraums. Die Messergebnisse zeigen, dass mit den Betriebsverfahren der Aktiven Netzstation die Zielstellungen des Projekts erreicht wurden. Die Spannung im Niederspannungsnetz kann nun unabhängig von der Spannung im Mittelspannungsnetz eingestellt werden. Dadurch kann die Netzaufnahmekapazität im Niederspannungsnetz wesentlich erhöht werden. Damit steht dem Netzbetreiber für die Zukunft ein neues Werkzeug zur Vermeidung des konventionellen Netzausbaus zur Verfügung, dessen Effektivität und Zuverlässigkeit im Feldtest erfolgreich demonstriert werden konnte.

Die Anzahl der Schaltungen im praktischen Betrieb lag in einem Bereich, der zuvor abgeschätzt wurde. Dabei wurden neben den Sommermonaten auch die Jahreszeiten Frühling und Herbst berücksichtigt. Dies ist insbesondere wichtig, da in diesen Jahreszeiten

aufgrund der Charakteristik der Photovoltaik mit den höchsten Einspeiseleistungen zu rechnen ist, was den größten Einfluss auf die Spannungserhöhung hat.

Die Kommunikation mit der Leitwarte des Netzbetreibers funktionierte ohne erkennbare Fehler. Dadurch waren die aktuellen Informationen des RONT auch für die Betriebsführung des MS-Netzes verfügbar.

Eine Fernsteuerung der PV-WR zur Blindleistungsbereitstellung über IEC 61850 und UMTS konnte erfolgreich im Feldtest demonstriert werden. Jedoch muss erwähnt werden, dass die Erfahrungen zeigten, dass für eine dauerhafte, sichere Kommunikation noch weitere Entwicklungen vor allem hinsichtlich Zuverlässigkeit der Kommunikationsverbindung notwendig sind.

Die Betriebsverfahren für die aktive, intelligente Netzstation konnten nur in der Laborumgebung getestet werden. Ein Nachweis im Feldtest konnte im Laufe dieses Projekts nicht umgesetzt werden. Jedoch konnte dieser auch so gezeigt werden, dass die Verfahren ihre Funktionalität erfüllen.

7 Zusammenfassung

Im Rahmen des Projektes Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz wurde untersucht, welchen Beitrag unterschiedliche Betriebsmittel, Betriebsweisen und Komponenten des Niederspannungsnetzes zur Spannungshaltung und zur Erhöhung der Aufnahmekapazität des Netzes leisten können. Es wurden technische Lösungen entwickelt, mit denen die Spannungshaltung im Ortsnetz unter unterschiedlichen technischen Szenarien mit unterschiedlicher kommunikationstechnischer Komplexität gewährleistet werden kann.

Die wesentlichen Technologien und Komponenten, die dabei bis zur Funktionsmusterreife entwickelt wurden, sind:

- Ein regelbarer (unter Last schaltbarer) Ortsnetztransformator, der aufgrund der kompakten Abmessungen und robusten Bauweise die Anforderungen an eine aufwandsarme und wirtschaftliche Nachrüstung bestehender Ortsnetzstationen erfüllt
- Eine Regelungs- und Betriebsführungseinheit mit neu entwickelten Betriebsverfahren, die die neuen Möglichkeiten der Komponenten des aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzes, insbesondere den regelbaren Ortsnetztransformator und die im Netz installierten PV-Wechselrichter nutzt
- Eine neue flexible Kommunikationsinfrastruktur mit geringem Installationsbedarf vor Ort für die Ansteuerung und Überwachung von im Verteilnetz installierten PV-Anlagen sowie zur Systemintegration in das Netzmanagement
- PV-Wechselrichter mit erweitertem Blindleistungs-Stellbereich und PV-Anlagensteuerungen für einen energieoptimierten Betrieb unter der Einhaltung maximaler Einspeiseleistungen am Anschlusspunkt eines Hauses mit Photovoltaik-Anlage
- Ein dezentral einsetzbarer Längsspannungsregler für die Spannungshaltung in einzelnen Ortsnetz-Strängen

Die neuen Komponenten wurden in einer System-Laborumgebung getestet und zum großen Teil im Rahmen eines Feldtests unter realen Bedingungen zum Einsatz gebracht. Wesentliche Ansätze für einen automatisierten Betrieb des Verteilnetzes wurden im Praxisbetrieb umgesetzt. Mit Hilfe der zentralen Regelungs- und Betriebsführungseinheit in der regelbaren Ortsnetzstation können die PV-Anlagen in ihrer Wirk- und Blindleistungsabgabe geregelt werden und so den stabilen Netzbetrieb und die Einhaltung der Spannungsgrenzen mit unterstützen.

7.1 Wesentliche Erkenntnisse aus dem Projekt und Ausblick

In dem Projekt Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz wurden im Rahmen der Entwicklung der Komponenten und des Gesamtsystems folgende wesentliche Erkenntnisse gewonnen, aus denen die entsprechenden Empfehlungen abgeleitet werden können:

7.1.1 Netzbetriebsführung / Maximale Ausnutzung der Aufnahmekapazität des Netzes für dezentrale Einspeiseanlagen

1. Blindleistungsfähige Wechselrichter / PV-Anlagen sowie dezentrale Längsspannungsregler erlauben es gegenüber einem Betrieb der PV-Anlagen mit reiner Wirkleistungseinspeisung, weiter gehende Netzausbau-Maßnahmen (Verlegen

von parallelen oder Kabeln mit größerem Querschnitt) bei steigender PV-Durchdringung zu verhindern oder zumindest zu verzögern.

2. Regelbare Ortsnetzstationen sind in den allermeisten Fällen in der Lage, die Spannungsregelproblematik in Niederspannungsnetzen gänzlich zu eliminieren. Je nach den konkreten Netzeigenschaften lässt sich die Aufnahmekapazität des Netzes etwa um den Faktor 3 gegenüber der Aufnahmekapazität ohne besondere Maßnahmen steigern. Weitere Engpässe bzgl. der Durchdringung entstehen danach nur aufgrund der Überlastung von Leitungen und anderen Netzbetriebsmitteln (Transformator / Schutzeinrichtungen).
3. Die Erhöhung der Aufnahmekapazität in NS-Netzen, in denen mehrheitlich PV-Anlagen mit der Fähigkeit der Blindleistungsbereitstellung installiert sind, erfolgt für die betrachteten Netze einfach und effektiv mit einer wirkleistungsabhängigen Blindleistungsbezugs-Kennlinie der PV-Anlagen (z. B. $\cos \phi(P)$). Diese ermöglicht (gegenüber einer pauschalen Abregelung oder der $Q(U)$ -Funktion) eine signifikante Erhöhung der Aufnahmekapazität bei gleichzeitig moderaten Abregelverlusten, ohne dass eine Online-Kommunikation zu den PV-Anlagen benötigt wird.⁶
4. Für die hier untersuchten Fälle, lässt sich, bei gegebenen Maximalwerten für die Bereitstellung von Blindleistung aus PV-Anlagen die Aufnahmekapazität des Verteilnetzes durch Einbringen einer Online-Kommunikation gegenüber autonom auf Anlagenebene geregelten Kennlinien nicht steigern.
5. Eine lokale, spannungs- und ggf. lastabhängige Regelung des Ortsnetztransformators ist eine Betriebsweise mit einem sehr günstigen Verhältnis von Aufwand und Nutzen.
6. Der Einsatz blindleistungsfähiger PV-Anlagen bringt bei Existenz eines regelbaren Ortsnetztransformators in den hier untersuchten Fällen keinen Zusatznutzen bzgl. der Spannungshaltung. Tendenziell ergibt sich sogar eine etwas geringere Aufnahmekapazität aufgrund der zusätzlichen Blindstrombelastung durch die PV-Anlagen.
7. Eine Netzzustandserfassung hinsichtlich von Spannungsextremwerten kann aufgrund weniger im Netz eingebrachter Messstellen erfolgen. Eine Online-Erfassung der Netzspannung durch zusätzlich eingebrachte Messstellen hat ein schlechtes Aufwand/Nutzen-Verhältnis

Daraus lässt sich folgende Empfehlung bezüglich der Spannungshaltung im Niederspannungsnetz und einer Maximierung der Aufnahmekapazität ableiten:

- Aus Sicht der Spannungshaltung im Niederspannungsnetz sollten in der Regel PV-Anlagen mit autonom regelnden Blindleistungskennlinien betrieben werden (Systemkonzept aktiver Wechselrichter). In den hier untersuchten Fällen erhält man die maximale Steigerung der Aufnahmefähigkeit bei Einsatz der $\cos \phi(P)$ -

⁶ Eine wesentlich breiter angelegte Untersuchung [27] zeigte, dass in 40 betrachteten Netzen die $\cos \phi(P)$ Regelung die besten Ergebnisse brachte, in 19 Netzen gab es keinen Unterschied zwischen $Q(U)$ und $\cos \phi(P)$ Regelung. Nur in 4 Netzen konnte mit der $Q(U)$ gegenüber der $\cos \phi(P)$ Regelung eine höhere Aufnahmekapazität erreicht werden.

Kennlinie. Dies zögert die Notwendigkeit weiteren Netzausbaus hinaus und gibt dem Netzbetreiber Zeit, langfristig sinnvolle Maßnahmen zu ergreifen.

- Bei sehr starken Durchdringungsgraden ist der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren nützlich und sinnvoll (Systemkonzept aktive Netzstation) und eröffnet das Potenzial für eine Vereinfachung des Blindleistungsmanagements, da die Spannungshaltung von der Blindleistungsbereitstellung der PV-Anlagen entkoppelt wird. Die Aufnahmekapazität des Netzes lässt sich in der Regel gegenüber den autonomen Kennlinien nochmals steigern.
- Um das Potential regelbarer Ortsnetztransformatoren zu nutzen, müssen die Netzanschlussrichtlinien so angepasst werden, dass die durch die Erzeugungsanlagen verursachten Spannungsanhebungen größer als 3% sein dürfen.
- Bei Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators können aus Sicht der Spannungshaltung im Niederspannungsnetz die Blindleistungsfunktionen der PV-Anlagen deaktiviert bzw. für andere Regelungsaufgaben (z.B. Blindleistungsbereitstellung für die MS-Ebene) genutzt werden. Sinnvoll wäre dies jedoch nur bei Existenz einer einfachen und kostengünstigen Kommunikationsinfrastruktur ohne großen Hardware- und Administrationsaufwand.

7.1.1.1 Bewertung aus Sicht des Verteilnetzbetreibers

Verteilnetzbetreiber benötigen Betriebsmittel, die kostengünstig und einfach zu errichten und betreiben sind, und die dabei in standardisierter Form im großflächigen Rahmen über sehr lange Zeiträume eingesetzt werden können.

Nach derzeitiger Einschätzung erfüllt insbesondere der regelbare Ortsnetztransformator diese Anforderungen recht gut und wird sich daher im Markt durchsetzen.

Der in diesem Projekt entwickelte Stufenschalter ermöglicht eine kompakte Bauweise der Transformatoren, so dass diese auch als Austausch-Transformatoren in bestehenden Stationen einsetzbar sind. Die ermittelten möglichen Schaltspiele sind so hoch, dass ein Betrieb über die üblichen 40-50 Jahre realistisch ist und die Robustheit heutiger, unregelter Transformatoren erzielt werden kann.

Die eingesetzte Elektronik wird diese Lebensdauer zwar nicht erreichen, kann jedoch vergleichsweise einfach ersetzt werden. Die entsprechenden Mehrkosten sind – wie auch der ca. 2-fach höhere Preis des Transformators selbst – vertretbar und in Anbetracht der Vorteile wirtschaftlich.

Bei den Vorteilen ist die sehr starke Erhöhung des zulässigen Spannungshubs im Niederspannungsnetz entscheidend, die mit einer Erweiterung der anschließbaren Erzeugungsanlagen um das 2-3-fache einhergeht. So können mit einer vergleichsweise einfachen und kurzfristigen Maßnahme komplette Stationsbereiche nachhaltig von Spannungsproblemen befreit werden, wobei der Planungs- und Bearbeitungsaufwand bei den beteiligten Projektarbeitern und Monteuren erheblich geringer ist als bei alternativen konventionellen Ausbauvarianten (neue Stationen und/oder Kabelbau). Die Erhöhung des Aufwands im täglichen Betrieb (insbesondere bei Störungen) und bei der Kommunikationstechnik ist verkraftbar und kann vom vorhandenen Personal beherrscht werden.

Angesichts der erheblichen positiven Auswirkung auf den möglichen Spannungshub im Netz kann aus Sicht des Netzbetreibers auf weitere Maßnahmen z. B. durch Blindleistungsmanagement der PV-Anlagen verzichtet werden. Sie sind in der Regel nicht zusätzlich erforderlich und können teilweise nicht eingesetzt werden, da bei hohen Spannungshüben weitere kritische Faktoren wie Leitungs- und Transformatorauslastungen relevant werden, denen nur durch konventionelle Maßnahmen wie Stations- und Leitungsbau begegnet werden kann. (Ungeachtet dessen können jedoch diese Blindleistungsmaßnahmen aufgrund anderer Anforderungen wie z. B. eines globalen Blindleistungsmanagements trotzdem sinnvoll sein.)

7.2 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

7.2.1 SMA Solar Technology AG

Bezogen auf die in diesem Vorhaben erarbeiteten allgemeinen Erkenntnisse zur Integration großer Anteile PV-Strom ins Niederspannungsnetz werden sich diese neuen Erkenntnisse aus Sicht der PV-Branche und der politischen Ziele zur Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien vor allem indirekt auswirken, indem sie den Photovoltaik-Markt gegen etwaige Beeinträchtigungen durch eine Beschränkung der PV-Aufnahmekapazität der Stromnetze absichern. Des Weiteren sind von den neuen Erkenntnissen vor allem die Verteilnetzbetreiber sowie die Hersteller von Netzbetriebsmitteln insbesondere von regelbaren Ortsnetztransformatoren betroffen. Sie profitieren vom verbesserten Know-How zur Auswahl der geeigneten Maßnahmen für die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz sowie den entsprechenden Netzplanungs- und Betriebsführungsstrategien. Darüber hinaus bilden diese Erkenntnisse aber auch die Basis für weiterführende vertiefende Forschungsarbeiten. Zu nennen sind hier beispielsweise die geplanten neuen Verbundforschungsvorhaben zur Verteilnetzautomatisierung und zum Blindleistungsmanagement (beides bezogen auf die Netzintegration großer Anteile erneuerbarer Energien).

Neben den allgemeinen Erkenntnissen zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz wurden im Vorhaben aber auch für die PV-Wechselrichtertechnik sowie ihre kommunikationstechnische Anbindung verschiedene neue technische Lösungsansätze bis zur Technologie-Demonstrator- bzw. Funktionsmuster-Reife erarbeitet. Im Einzelnen sollen die hierbei im Vorhaben gewonnenen Erkenntnisse, Ergebnisse und Erfahrungen wie folgt verwertet werden.

Die bei den Arbeiten zur Realisierung einer Funktionsmusterlösung zur ertragsoptimierten Einspeisebegrenzung erzielten Projektergebnisse können in neuen Geräten und damit verbundenen Systemlösungen zur PV-Anlagensteuerung genutzt werden und die Funktionsmusterlösung für die Anbindung regelbarer PV-Wechselrichter mit integrierter IEC 61850 Schnittstelle an zentrale und dezentrale Leitsysteme kann in entsprechende Wechselrichter-Weiter- bzw. -Neuentwicklungen einfließen.

Der im Vorhaben als Technologie-Demonstrator realisierte leistungselektronische Längsregler und die bei der Realisierung und Erprobung gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen bilden zunächst die Grundlage für weitere vertiefte FuE-Arbeiten hierzu. Erst danach kann beurteilt werden, inwieweit dieser Ansatz zu einem kommerziellen Produkt weiterentwickelt werden kann und ob eine entsprechende Nachfrage seitens der

Netzbetreiber absehbar ist. Diese weitergehenden Untersuchungen werden von der Universität Kassel durchgeführt und von SMA beratend begleitet.

Ebenso werden auch der als Technologie-Demonstrator realisierte PV-Wechselrichter mit erweitertem Blindleistungs-Stellbereich und die bei der Realisierung und Erprobung gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen zunächst in verschiedene vertiefende FuE-Vorhaben - insbesondere zur Untersuchung neuer Ansätze und Lösungen für netzdienliche PV-Systeme sowie zum Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen – einfließen. Sofern sich diese erweiterten und verbesserten Wechselrichterfunktionalitäten als für den Netzbetrieb vorteilhaft und wirtschaftlich zweckmäßig erweisen, können sie bei zukünftigen Wechselrichterentwicklungen genutzt werden.

Bezüglich der als Experimentiersystem realisierten Online-Portallösung „VPP-Gateway“ wurde dieses bereits im Rahmen des parallelen und kürzlich abgeschlossenen Verbundforschungsvorhaben „RKW2050“ für die Einbindung von PV-Wechselrichtern in Systeme zur Regelleistungserbringung mit gepoolten PV-Anlagen genutzt und im Rahmen dieses Vorhabens um weitere Funktionalitäten und Schnittstellen ergänzt. Darüber hinaus soll das „VPP-Gateway“ nun im Rahmen mehrerer weiterer geplanter Forschungsprojekte um zusätzliche Funktionalitäten und Schnittstellen erweitert werden und in diesen Projekten bei den Forschungsansätzen genutzt werden. Thematische Schwerpunkte sind hierbei unter anderem das automatisierte Verteilnetzmanagement, Blindleistungsmanagement, weitere alternative Methoden zur Spannungshaltung sowie vertiefte und erweiterte Untersuchungen zur Regelleistungserbringung. Sofern sich aus diesen Folgeprojekten später dann neue Betriebsweisen des Stromnetzes ergeben und diese Eingang in die Praxis von Netz- und Energiewirtschaft finden, sollen aufbauend auf diesen Erkenntnissen und Teillösungen entsprechende Online-Dienstleistungen entwickelt und angeboten werden. Dies könnte nicht nur in Deutschland seinen Markt finden, sondern wird dann auch in allen internationalen PV-Märkten und Netzen Bedeutung haben.

Die im Projekt erarbeiteten, allgemeinen Erkenntnisse zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz bei hohem PV-Anlagenanteil und den entsprechenden Systemkonzepten sollen, neben der Nutzung in den bereits erwähnten Nachfolge-Forschungsprojekten, auch zukünftig im Rahmen entsprechender Konferenzbeiträge, Workshops und Fachgremien weiter verbreitet werden. Darüber hinaus fließen sie in gemeinsame Veröffentlichungen mit den Projektpartnern und dem Unterauftragnehmer Universität Kassel ein. Auf diese Weise sollen die Erkenntnisse einen Beitrag zu den Fachdiskussionen für die zukünftige Gestaltung der Stromnetze leisten und zu einer sinnvollen Nutzung und Ausschöpfung des Potentials der Photovoltaik beitragen.

7.2.2 Fraunhofer IWES

Im Vorhaben wurde schwerpunktmäßig die technische Realisierung eines aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzes, aber auch die Bewertung des netzwirtschaftlichen Potentials solcher Lösungen durchgeführt. Basierend auf theoretischen Untersuchungen verschiedener erarbeiteter Systemkonzepte für das aktive, intelligente Niederspannungsnetz wurden seitens des Fraunhofer IWES für eine Umsetzung notwendige Regelungs- und Betriebsführungsverfahren entwickelt und implementiert. Diese wurden ausgiebig im Labor- und Feldtest im Zusammenspiel mit den entwickelten Komponenten und Betriebsmitteln der Projektpartner erprobt.

Zusammenfassend wurden folgende Ergebnisse des Projekts unter Mitarbeit des Fraunhofer IWES erzielt:

- Systemkonzepte für aktive, intelligente Niederspannungsnetze wurden entworfen. Sie beschreiben die einzusetzenden Betriebsmittel und deren notwendigen Steuerungs- und Regelungsfunktionalitäten.
- Bewertung der Systemkonzepte hinsichtlich der Steigerung der Netzaufnahmefähigkeit von dezentralen Erzeugern in Niederspannungsnetzen mit unterschiedlichen Netztopologien. Mit den entworfenen Systemkonzepten kann die Netzaufnahmefähigkeit signifikant erhöht werden. Im Wesentlichen ergeben sich folgende grundsätzliche Aussagen aus den Untersuchungen des Fraunhofer IWES:
- In Niederspannungsnetzen mit einer bereits hohen Durchdringung von PV-Wechselrichtern ohne Blindleistungsbereitstellung ist aus technischer Sichtweise das Systemkonzept der Aktiven Netzstation (Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators) am besten geeignet. Die Netzaufnahmefähigkeit kann in diesem Fall durch eine Einzelmaßnahme (Ersetzen des existierenden Ortsnetztrafos in der Station durch RONT gleicher Baugröße) bis um den Faktor 3 erhöht werden.
- In Niederspannungsnetzen mit einer aktuell noch geringeren Anzahl an PV-Wechselrichtern kann durch den Zubau neuerer PV-Wechselrichter mit der Funktionalität einer Blindleistungsbereitstellung die Netzaufnahmefähigkeit in den untersuchten Netzen um bis zu einem Faktor 2 erhöht werden.
- Das Systemkonzept der aktiven, intelligenten Netzstation kann die Netzaufnahmekapazität gegenüber dem Systemkonzept Aktive Netzstation im Allgemeinen nicht erhöhen. Jedoch ermöglicht dieses Systemkonzept neben der Spannungshaltung gleichzeitig weitere Regelungsaufgaben zu verfolgen, was bei den anderen Systemkonzepten nicht realisierbar ist.
- Untersuchungen zum netzwirtschaftlichen Potential bestätigen, dass die im Projekt entwickelten Lösungen die Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) gegenüber dem konventionellen Netzausbau deutlich reduzieren. Es wird erwartet, dass die Gesamtkosten auf mindestens unter 35% der Gesamtkosten für den konventionellen Netzausbau sinken.
- Für die jeweiligen Systemkonzepte wurden verschiedene Betriebsverfahren entworfen und in Regelungsverfahren umgesetzt.
- Es wurde eine Regelungs- und Betriebsführungseinheit entwickelt und implementiert, die die zentrale Schaltstelle des aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzes darstellt und alle aktiven Komponenten und Betriebsmittel steuert. Diese Regelungs- und Betriebsführungseinheit hat im Einzelnen folgende Funktionalitäten:
 - Ausführung der entworfenen Regelungsverfahren
 - Kommunikative Einbindung von PV-Wechselrichtern über das Protokoll IEC 61850
 - Kommunikative Anbindung an die Leitstelle des Netzbetreibers über das Protokoll IEC 60870-5-104

- Ansteuerung des regelbaren Ortsnetztransformators
- Einbindung externer Messstellen über das Protokoll IEC 61850
- Die Regelungs- und Betriebsführungseinheit wurde durch die Anwendung einer modellbasierten Entwicklung und Hardware-in-the-Loop Testverfahren durch das Fraunhofer IWES auf einen technischen Stand gebracht , so dass die hohen Anforderungen für einen Betrieb dieser Einheit in einem realen Niederspannungsnetz erfüllt werden konnten.
- Die eingesetzte Regelungs- und Betriebsführungseinheit wurde in einem Zeitraum von über einem Jahr im Feld getestet. Es traten keine Fehler auf, die zu einer Beeinträchtigung der Funktionalität führten. Daher steht nach Abschluss des Projekts eine felderprobte Regelungs- und Betriebsführungseinheit zur Verfügung, die für weitere Projekte genutzt werden kann

Die Verwertung der Ergebnisse wird folgendermaßen angestrebt:

- Für den netzwirtschaftlichen Bereich konnten Methoden weiterentwickelt werden, um auch Niederspannungsnetze mit komplexeren Netzstrukturen, wie z. B. Dreibeine, in die Untersuchungen für die automatisierte Netzausbauplanung als Grundlage für die Ermittlung der Kosten verschiedener Technologien bzw. Betriebsweisen von Niederspannungsnetzen mit einzubeziehen. Die entwickelten Methoden können in weiteren Forschungsprojekten oder für Studien im Auftrag von Verteilungsnetzbetreiber eingesetzt werden.
- Für den netztechnischen Bereich konnten Regelungsverfahren für den Betrieb von aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen entwickelt und implementiert werden. Insbesondere durch den Einsatz der entwickelten Regelungs- und Betriebsführungseinheit in einem realen Netz konnte die praktische Einsetzbarkeit nachgewiesen werden. Dies belegen auch die Ergebnisse der Feld- und Labortests. Durch den modularen Aufbau ist es gewährleistet, dass die entwickelte Plattform für weitere Forschungsprojekte zur Verfügung steht und dort um weitere Funktionalitäten erweitert werden kann.

7.2.3 J. Schneider Elektrotechnik GmbH

J. Schneider überführte, zusammen mit der Maschinenfabrik Reinhausen, den RONT in ein serienreifes Produkt und ist seit Anfang 2014 in der Lage, RONTs zu wirtschaftlichen Preisen anzubieten. Darüber hinaus läuft die Erweiterung der Regelungsverfahren für den RONT. Zusätzlich sollen bis Ende des Jahres 2014 Regelungsvarianten zur Verfügung stehen, die die Spannung in Abhängigkeit der Leistung sowie in Abhängigkeit des Stromes regeln können.

7.2.4 EnergieNetz Mitte GmbH (ehem. E.ON Mitte AG)

Regelbare Ortsnetztrafos mit dem im Projekt entwickelten Stufenschalter wurden bereits in das Standard-Produktportfolio aufgenommen. Die Technik hat sich im Praxistest bewährt und wird zunehmend in problematischen Netzen eingesetzt. Aufgrund des überschaubaren Planungs- und Bauaufwands ist die Akzeptanz bei den verantwortlichen Mitarbeitern der Planungs- und Bauabteilungen hoch.

Das Verfahren der Spannungsregelung der NS-Sammelschiene arbeitet zuverlässig und reicht für alle typischen Anwendungsfälle aus. Der Umfang zusätzlicher Kommunikationstechnik ist vertretbar und führt auch bei flächendeckendem Einsatz nicht zu wesentlich höherer Komplexität des Gesamtsystems oder höheren Anforderungen an das Betriebspersonal. Aus Sicht des Netzbetreibers reicht die Realisierung der aktiven Netzstation – also des regelbaren Ortsnetztransformators – in der Regel aus und stellt einen günstigen Kompromiss dar zwischen einer signifikanter Verbesserung der Netzanschlusskapazitäten für Erzeugungsanlagen einerseits und vertretbaren Mehrkosten andererseits.

7.3 Bezug zu veröffentlichtem Fortschritt auf dem Gebiet in anderen Vorhaben

7.3.1 Themenschwerpunkt Längsspannungsregler

In parallel zum Projekt „Aktive, intelligente Niederspannungsnetze“ laufenden Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wurde teilweise ebenfalls der Einsatz von leistungselektronischen Längsspannungsreglern betrachtet.

In mehreren Projekten wurde ein leistungselektronischer Längsspannungsregler mit IGBT-Technologie der Firma ABB eingesetzt. Dieser Spannungsregler basiert auf einer für Industrieanwendungen entwickelten Plattform, welche zum Schutz empfindlicher Prozesse (bspw. Halbleiterfertigung) vor Spannungsschwankungen und Spannungseinbrüchen verwendet wird. Im Rahmen der genannten Projekte wurden Prototypen von ABB zur stufenlosen Spannungsregelung ($\pm 10\%$ der Nennspannung) in Verteilnetzen auf der Mittel- und Niederspannungsebene eingesetzt. Nähere Informationen finden sich in folgenden Veröffentlichungen:

RWE Deutschland AG: Projektbroschüre „Smart Country“, <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2035376/data/683560/5/smart-country/publikationen-projektech/Broschuere.pdf> (abgerufen am 17.06.2014)

C. Willim, K. Boldt, U. Prause, M. Maximini: „Zukünftige Spannungsregelung im Netz der E.ON Mitte AG“, Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, 2011

J. Backes, C. Koerner, V. Gruenewald, W. Kremer, S. Kaempfer: „The Riesling Project – Pilot Project for Innovative Hardware and Software Solutions for Smart Grid Requirements“, 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 2013

Weiterhin wurden Konzepte mit auf Thyristoren basierenden Längsspannungsreglern verfolgt. Bekannt sind hier Produkte der Firmen A. Eberle und AEG Power Solutions. Der Spannungsregler von A. Eberle kann gestuft die Spannung im Bereich von bis zu $\pm 20\%$ der Nennspannung regeln; mit dem Produkt von AEG ist eine kontinuierliche Spannungsregelung im Bereich 0...-8% der Nennspannung möglich. Nähere Informationen finden sich in folgenden Veröffentlichungen:

A. Eberle GmbH & Co. KG: Prospekt „LVRSys“, http://www.a-eberle.de/pdf/Prospekt_LVRSys_d.pdf (abgerufen am 17.06.2014)

AEG Power Solutions: Prospekt „Thyrobox VR“, http://www.aegps.com/fileadmin/user_upload/MEDIA_PDFs_JPEGs/RES/Power_Controllers/Thyrobox_VR/Thyrobox_VR_FLY_DE.pdf (abgerufen am 17.06.2014)

D. Fuhlbohm, K. Kauke: „Spannungsregler spart Ortsnetzausbau – Unzulässige Spannungsanhebung sicher verhindern“, ew – Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 111 (2012), Heft 23

EnergieNetz Mitte hat in mehreren Projekten erfolgreiche Längsspannungsregler der Firma Magtech (www.magtech.no) eingesetzt. Dabei handelt es sich um Regler bis 130 kVA, die über einen magnetischen Regelkreis die Ausgangsspannung stufenlos regeln und reduzieren können. Sie regeln die Spannung nicht in einem gesamten Netzstationsbereich, sondern kommen punktuell an langen Ausläuferleitungen zum Einsatz, an denen große Erzeugungsanlagen angeschlossen sind.

7.3.2 Themenschwerpunkt: Kommunikationsanbindung PV-Anlagen an Leitstelle

Im Projekt NetzQ wurde eine koordinierte Regelung der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz konzeptioniert und aufgebaut, das auf Powerline-Kommunikation basiert. Hierzu wurde jede PV-Anlage mit Hilfe von Powerline-Modems an einen Zentralrechner an der Ortsnetzstation verbunden. Eine Koordination mit einem regelbaren Transformator oder alternative, ggf. bereits vorhandene Kommunikationswege werden nicht beschrieben.

R. Witzmann, P. Esslinger, N. Grass, S. Girstl, H. Hampel, M. Sebsck, R. Keck, A. Adelman: Verbesserung der Spannungsqualität bei dezentraler Einspeisung durch gesteuerte Wechselrichter. ETG-Kongress, Düsseldorf, 2009

7.3.3 Themenschwerpunkt Betriebsführung Niederspannungsnetz

In dem Vorhaben „iNES - intelligentes Verteilnetzmanagement-System“ wurde ein vergleichbares System für die aktive, intelligente Regelung eines Niederspannungsnetzes entwickelt. Dort wurde ein größerer Schwerpunkt auf ein detailliertes Monitoring und eine Netzzustandsbestimmung des Niederspannungsnetzes gelegt, wohingegen in diesem Projekt der Schwerpunkt mehr auf der Einbindung der PV-WR lag.

Weitere vergleichbare komplexe Betriebsführungen für das Niederspannungsnetz sind aktuell nicht bekannt. Die Lösungen in kommerziellen Produkten beschränken sich eher auf die Steuerung des RONT mit/ohne Einbindung von externen Messpunkten.

Im o.g. Projekt NetzQ wurden Betriebsführungskonzepte für die Regelung von PV-Anlagen im Niederspannungsnetz untersucht und implementiert. Neben der Spannungshaltung lag der Fokus auf einer Verbesserung der Netzqualität bzgl. spannungssymmetrierender Stromeinspeisung und koordinierter Oberschwingungskompensation. (Quelle: R. Witzmann, P. Esslinger, N. Grass, R. Keck, A. Adelman: Verbesserung der Spannungsqualität und Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen bei dezentraler Einspeisung durch intelligente Wechselrichter)

Im Rahmen des EU-Projektes MetaPV wurden u. a. Betriebsführungskonzepte für Niederspannungsnetze untersucht. Unter anderem wurde ein Vergleich einer koordinierten Q(U)-Regelung mit lokalen Kennlinien durchgeführt sowie Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen bzgl. fernsteuerbarer DEA durchgeführt. Der Schwerpunkt in diesem Projekt liegt auf der

Demonstration der Netzdienlichkeit moderner DEA. Darüber hinaus wird die Anwendung netzdienlicher Regelkonzepte für Batteriespeicheranlagen demonstriert.

Im Projekt PV-Integrated wurden u.a. umfangreiche Analysen zu lokalen Kennlinien zur Spannungsregelung durchgeführt und als neuen Ansatz auch eine PQ(U)-Kennlinie für PV-Anlagen vorgeschlagen. Diese Alternativen wurden technisch und wirtschaftlich auch mit regelbaren Ortsnetztransformatoren verglichen. Es wurden Analysen zu Wechselwirkungen der Regler diverser Betriebsmittel (PV-Anlagen, RONTs,

UW-Regler) in Nieder- und Mittelspannungsnetz durchgeführt und Ansätze für eine netzdienliche Betriebsführung von PV-Batteriesystemen entwickelt.

7.3.4 Themenschwerpunkt Regelbare Ortsnetztransformatoren

EnergieNetz Mitte verfolgt die Entwicklung regelbarer Ortsnetztransformatoren mit sehr großem Interesse und hat weitere Projekte hierzu durchgeführt mit verschiedenen Herstellern. Mit Stand 2014 sind mehrere Produkte mehrerer Hersteller als Serien-Produkte zu wirtschaftlichen Preisen verfügbar. EnergieNetz Mitte hat einen Transformator mit dem in diesem Projekt entwickelten Stufenschalter in ihren Standard-Warenkorb aufgenommen und setzt dieses Betriebsmittel bereits in zahlreichen Ortsnetzen ein.

7.4 Ausblick

Über die Spannungshaltung im Verteilnetz hinaus ergeben sich zukünftig im Netzbetrieb umfangreiche neue Herausforderungen und Möglichkeiten. Während die Spannungshaltung noch weitgehend mit lokalen Regelungsmechanismen erfolgen kann, erweist sich die dargebotsabhängige Bereitstellung von Blindleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen ($\cos \phi(P)$) teilweise als ungünstig für den Betrieb vorgelagerter Netze. Für optimale Netzkapazitäten im Transportnetz erscheint es in einigen Situationen daher sinnvoll, wenn die Blindleistungsfähigkeit der PV-Anlagen möglichst durch eine vorgelagerte Betriebsführung regelbar ist. In diesen Fällen kann auch im Verteilnetz eine Online-Kommunikation zu PV-Anlagen sinnvoll sein. Diese Thematik wurde im Rahmen des Projektverlaufes in Fachkreisen vermehrt als Herausforderung formuliert. Die im Rahmen dieses Projektes geschaffenen Möglichkeiten zur Ansteuerung der PV-Anlagen bietet grundsätzlich die Möglichkeit, eine derartige Steuerung zu unterstützen

8 Veröffentlichungen

T. Hug, F. Sutter: „Alles geregelt für die Energiewende – regelbare Ortsnetztransformatoren“, Energiewende 180°, Innovationsprojekte zur Energiewende Made in Germany, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2013

W. Kruschel, J. P. da Costa, B. Sahan, T. Bülo, P. Zacharias: „Dezentrale Spannungsregelung in intelligenten Niederspannungsnetzen – Leistungselektronische Komponenten zur Erhöhung der Aufnahmekapazität für erneuerbare Erzeugungseinheiten“ ETG Fachtagung, Würzburg, November 2011

J. P. da Costa, B. Sahan, W. Kruschel, D. Mende, T. Bülo, B. Engel, P. Zacharias, Gafaro, F.: Power Electronics for Voltage Control in Distribution Networks. 16th Kassel Symposium Energy Systems Technology 2011

J. P. da Costa, W. Kruschel, D. Mende, T. Bülo, P. Zacharias: „Use of Power Electronic Voltage Regulators in Low Voltage Distribution Networks“, ECPE-Workshop “Power Electronics in the Electrical Network”, Kassel, März 2013 (Vortrag)

W. Kruschel, J. P. da Costa, B. Dombert, D. Mende, T. Bülo, P. Zacharias: “Power Electronic Voltage Regulator for Increasing the Distributed Generation Capacity in Low Voltage Networks”, EPE, Lille, September 2013

Degner T., Arnold G., Breede M, Engel B., Reimann T., Strauß P.: „Mehr Photovoltaik ans Netz! Möglichkeiten der aktiven Spannungsregelung im Niederspannungsnetz zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik-Anlagen“, 26. Symposium Photovoltaische Energie 2011, Bad Staffelstein

Degner T., Arnold G., Breede M, Engel B., Reimann T., Strauß P.: “Increasing the photovoltaic system hosting capacity of low voltage distribution networks”, CIRED 2011, Frankfurt

D Geibel, T Degner, T Reimann, B Engel, T Bülo, J P da Costa, W Kruschel, B Sahan, P Zacharias, “Active Intelligent Distribution Networks – Coordinated Voltage Regulation Methods for Networks with high share of Decentralised Generation”, CIRED Workshop 2012, Lissabon

T. Bülo, D. Mende, G. Bettenwort, D. Geibel, T. Degner, A. Seibel, J.P. da Costa, W. Kruschel, K. Boldt, F. Sutter, T. Hug, B. Engel, P. Zacharias: Voltage Control in Active, Intelligent Distribution Networks. 27th European PV Solar Energy Conference, Frankfurt, Germany, 2012

T. Bülo, D. Mende, D. Geibel, T. Degner, J.P. da Costa, W. Kruschel, K. Boldt, F. Sutter, T. Hug, B. Engel, P. Zacharias: Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen“, VDE Kongress Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart 2012

Ron Brandl, Hermes Hernandez, Dominik Geibel, „HIL-Methods Supporting the Development Process from Simulations to Real Environment Testing“, International Journal of Distributed Energy Resources, Volume 8, Number 4 (2012), Pages 343 - 356

J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, D. Geibel, „Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid“, Power and Energy Magazine, IEEE (Volume:11 , Issue: 2) March 2013

D. Geibel, R. Brandl, T. Degner, A. Seibel, T. Bülo, C. Tschendel, M. Pfalzgraf, K. Boldt, P. Müller, F. Sutter, T. Hug, Active, Intelligent Low Voltage Networks – Concept, Realisation and field test results“, CIRED 2013, Stockholm

T. Stetz, M. Kraiczy, K. Diwold, E. Kämpf, J.-C. Töbermann, D. Geibel, M. Braun, “Netzparallelbetrieb von Photovoltaikanlagen und regelbaren Transformatoren“, ETG Kongress, Berlin, 2013

9 Literatur

- [1] D. Mende, D. Premm: Erhöhung der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen – Grenzen und Potentiale, 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013.
- [2] Hermann J. Abts, Verteil-Transformatoren, Hüthig 2006
- [3] VDE-Studie Smart Distribution 2020, Juli 2008
- [4] „A Smart LV/MV-Station that improves power quality, reliability and substation load profile“, J. Kester et. al., 20th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Prag, 8-11. Juni 2009
- [5] G. Kerber, Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz, TU-München, Mai 2009
- [6] VDE Verband der Elektrotechnik Informationstechnik e.V.: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105), 2011.
- [7] G. Bettenwort et al.: Benchmarking the different PV System Concepts Focussing on their Total Cost of Ownership, EU PV SEC 2010.
- [8] B. Bletterie et al., "Enhancement of the network hosting capacity – Clearing space for/with PV", 25th European Photovoltaics Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 06.-10. September 2010, Valencia.
- [9] T. Bülo et al.: Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen, VDE-Kongress, Stuttgart, 2012.
- [10] T. Bülo et al.: Voltage control in active, intelligent distribution networks, EU-PVSEC, Frankfurt, 2012.
- [11] R. Janus, H. Nagel: Transformatoren, VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, 2005.
- [12] D. Mende et al.: Increasing the Hosting Capacity of Distribution Networks for Distributed Generation Using Reactive Power Control - Potentials and Limits, 2nd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, Lissabon, 2012.
- [13] METEONORM Version 6.018; Meteotest, Dezember 2007.
- [14] H. Nagel: Systematische Netzplanung, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1994.
- [15] D. Dohnal: „On-Load Tap-Changers for Power Transformers – A Technical Digest“, Maschinenfabrik Reinhausen Publication
- [16] Adolf J. Schwab: „Elektroenergiesysteme“, Springerverlag, ISBN-10 3-540-29664-6
- [17] J. Ainetter, G. Brauner, H. Hauer, T. Strof, A. Kalinintchenko: „Hybrider Transformatorstufenschalter TADS – ein zukunftsweisendes Konzept zur Verlängerung der Wartungsintervalle“, CIRED 1999
- [18] P. Zacharias: „Magnetische Bauelemente“, Vorlesungsskript, Universität Kassel, Wintersemester 2011/12

- [19] AN2012-01 „Technische Informationen Bipolare Halbleiter“, Infineon Technologies Bipolar GmbH & Co. KG
- [20] Datenblatt Infineon T281N
- [21] Datenblatt Infineon T201N70TOH
- [22] Datenblatt Infineon T600N95TOH
- [23] Umland et al. – Einspeisemanagement und Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung, PV-Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 2012
- [24] J. von Appen, M. Braun, B. Zinßer, D. Stellbogen: „Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte“, 27. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“, Bad Staffelstein, 29.2.-3.2.2012.
- [25] Prof. Dr.-Ing. G. Langhammer: „Elektrische Energieversorgung“, Vorlesungsskript, Hochschule Karlsruhe, 081001
- [26] Stetz, Marten und Braun, „Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany,“ in *Sustainable Energy, IEEE Transactions on* , vol.4, no.2, pp.534,542, April 2013
- [27] Stetz, *Autonomous voltage control strategies in distribution grids with photovoltaic systems - technical and economical assessment*, unv. Diss., Universität Kassel 2013.
- [28] Degner, Arnold, Reimann, Strauss, Enge und Breede, „Mehr Photovoltaik ans Netz! - Möglichkeiten der aktiven Spannungsregelung im Niederspannungsnetz zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik-Anlagen,“ in *26. Symposium Photovoltaische Energie, Bad Staffelstein*, März 2011.
- [29] Pardatscher, Witzmann, Wirth, Becker, Garhamer und Brantl, „Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz,“ in *VDE ETG Kongress 2011*, Würzburg.
- [30] „Solarenergieförderverein Bayern e.V.,“ Solar roof - munich riem, June 2012. [Online]. Available: www.sev-bayern.de/index.php?entryid=14. [Zugriff am 06 2012].
- [31] Von Appen, Haack und Braun, „Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen,“ in *in Proc. 2014 IEEE Power and Energy Student Summit*, Stuttgart, Januar 2014.
- [32] Stetz, Kraicz, Braun und Schmidt, „Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids,“ in *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, 21: 1292–1307. doi: 10.1002/pip.2331, 2013.
- [33] Zimmerman, Murillo-Sánchez und Thomas, „MATPOWER Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,“ in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, 02. 2011.
- [34] DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Versorgungsnetzen, DIN April 2008
- [35] Wolter M.; State identification of underdetermined grids; InTech Verlag, Februar 2010

- [36] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodríguez: „Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems“, John Wiley and Sons, Ltd., 2011

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Schematische Darstellung der vorgesehenen Spannungsbandaufteilung im Verteilnetz. Bei zu hoher installierter Leistung dezentraler Einspeiser wird die vorgegebene Grenze von 3% zur Spannungsanhebung in der Niederspannung überschritten. Für die Spannungsabsenkung im Niederspannungsnetz ist in der Regel ein Toleranzband von 5% vorgesehen. Abbildung aus [1].	8
Abbildung 3.1: Übersicht der möglichen Betriebsverfahren für Niederspannungsnetze	13
Abbildung 3.2: Spannungshaltung durch in Wirk- und Blindleistung regelbare PV-Anlagen..	14
Abbildung 3.3: Intelligente Netzstation.....	16
Abbildung 3.4: Berechnetes Spannungsprofil im NS-Netz von Felsberg-Niedervorschütz im Sommer bei Schwachlast und voller PV-Leistung. Die dargestellten Punkte kennzeichnen die Hausanschlusspunkte.	17
Abbildung 3.5: Berechnetes Spannungsprofil im NS-Netz von Felsberg-Niedervorschütz im Winter bei Starklast und keiner PV-Leistung.....	17
Abbildung 3.6: Spannungshaltung durch regelbaren Ortsnetztransformator	18
Abbildung 3.7: Spannungsregelung durch dezentralen Längsregler	20
Abbildung 3.8: Definition der Aufnahmekapazität als Durchdringung begrenzt durch einen Qualitätsindex (in Anlehnung an [8]).....	21
Abbildung 3.9: Betrachtete Fälle und Struktur der generischen Strahlennetze	22
Abbildung 3.10: Auswirkung verschiedener Methoden zur Spannungshaltung auf die Netzaufnahmekapazität. Berechnungspunkte für eine Stranglänge von jeweils 100m, 300m, 600m und 900m. Annahmen: Anstatt der Limitierung auf 3%-Kriterium für den maximalen relativen Spannungshub durch dezentrale Erzeugung wird das komplett zur Verfügung stehende Spannungsband ausgenutzt. Am Verknüpfungspunkt im Mittelspannungsnetz liegen 106% der Nennspannung an.....	22
Abbildung 3.11: Maximale Einspeisewirkleistung bei verschiedenen Methoden der Spannungsbeeinflussung, Einspeisung nur in 2 von 3 Strängen des Dreibeins.....	24
Abbildung 3.12: Skizze des untersuchten Netzgebietes in Felsberg-Niedervorschütz mit den existierenden Standorten und neu festgelegten Standorten (für Simulationszwecke) der PV-Systeme. Rot umrandeter Bereich zeigt das Dreibein.....	25
Abbildung 3.13: Netzaufnahmekapazität des realen Niederspannungsnetzes in Felsberg-Niedervorschütz für verschiedene Methoden zur Spannungshaltung (Fraunhofer IWES).....	25
Abbildung 3.14: Beispiel der Verteilung der Aufnahmekapazität für ein Referenznetz (Durchdringung in PV-Leistung pro Hausanschluss)	27
Abbildung 3.15: Einfluss der Ermittlung der Aufnahmekapazität für verschiedene Verfahren im Netz Niedervorschütz ausgedrückt, in der durchschnittlich möglichen PV-Leistung pro Hausanschluss, limitiert durch Spannungsgrenze	27

Abbildung 3.16: Erhöhung der Aufnahmekapazität im Netz Niedervorschütz durch verschiedene Maßnahmen zur statischen Spannungshaltung unter Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung der derzeit im Netz installierten PV-Anlagen	29
Abbildung 3.17: Verhältnis zwischen Jahres-Blindarbeit und eingespeister Energie beim Einsatz von Blindleistung in verschiedenen Systemkonzepten	29
Abbildung 3.18: Zu erwartende Verluste durch Abregelung der Wirkleistung in Bezug auf die Einspeisung mit reiner Wirkleistung	30
Abbildung 3.19: Wirkleistungsabhängige Bereitstellung von Blindleistung nach [6]. Ab der Hälfte der Nennleistung wird der $\cos \phi$ der Anlage linear abgesenkt (Grafik aus [12]).	32
Abbildung 3.20 : Spannungsabhängige Bereitstellung von Blindleistung – exemplarische Kennlinie (Grafik nach [12])	32
Abbildung 3.21: Mögliche Spannungsänderung Δu_{Trf} über den Ortsnetztransformator durch Blindleistungsbereitstellung der PV-Wechselrichter	33
Abbildung 3.22: Mögliche Änderung des Netzbetriebs durch verändertes Übersetzungsverhältnis bei der Möglichkeit der Spannungsstützung durch PV-Wechselrichter mit erweitertem Blindleistungsbereich und ganztägiger Bereitstellungsdauer (Bild entnommen und angepasst aus [12])	34
Abbildung 3.23: Durchführung der Untersuchung für jede Spannungshaltungsstrategie.....	38
Abbildung 3.24: Netztopologie des untersuchten NS-Netzes.....	39
Abbildung 3.25: Verwendete Kennlinien von $Q(U)$ und $P(U)$	42
Abbildung 3.26: Gesamtbarwerte der Investitionskosten für 10 Jahresszenarien	44
Abbildung 3.27: Gesamtbarwerte der Investitionskosten für 10 Jahresszenarien	45
Abbildung 3.28: Gesamtbarwerte der Gesamtkosten für 10 Jahresszenarien.....	45
Abbildung 4.1: Dimensionierung hinsichtlich Stufung des Transformators	48
Abbildung 4.2: „bridging“ Position	50
Abbildung 4.3: „non-bridging“ Position	50
Abbildung 4.4: Widerstandsprinzip, Darstellung im Umschaltzeitpunkt, keine zulässige Betriebsstellung.....	51
Abbildung 4.5: Stufenschalter mit Widerstandsprinzip [16]	51
Abbildung 4.6: Reaktorprinzip, die Darstellung zeigt eine zulässige Betriebsstellung	52
Abbildung 4.7: Hybrid-Stufenschalter	53
Abbildung 4.8: Einphasige Darstellung des elektronischen Stufenschalters für die im Projekt verwendete Stufenschalter-Topologie	54
Abbildung 4.9: Simulationsmodell Stufenschalter (Implementierung in PLECS)	55
Abbildung 4.10: Grundstruktur Stufenschalter-Steuerung (Implementierung in Matlab/Simulink).....	56

Abbildung 4.11: Transformator-Spannungen beim Schalten der Stufenstellungen $3 > 2 > 1$ ($U_{MS}=2kV$, ohmsch-induktive Last)	56
Abbildung 4.12: Thyristor-Spannungen beim Schaltvorgang Stufenstellungen $2 > 1$ ($U_{MS}=2kV$, ohmsch-induktive Last)	57
Abbildung 4.13: Drossel-Spannungen beim Schaltvorgang Stufenstellungen $2 > 1$ ($U_{MS}=2kV$, ohmsch-induktive Last).....	57
Abbildung 4.14: Transformator-Spannungen beim Schaltvorgang Stufenstellungen $2 > 1$ ($U_{MS}=2kV$, ohmsch-induktive Last)	57
Abbildung 4.15: Steuerung der Spannungsübersetzung über einen variablen induktiven Spannungsteiler	60
Abbildung 4.16: Vorgeschnitteter regelbarer Transformator zur Regelung der Ausgangsspannung einer Ortsnetzstation (einsträngige Darstellung).....	61
Abbildung 4.17: Prinzipieller Aufbau einer Vakuumröhre [25]	63
Abbildung 4.18: Prinzipieller Verlauf eines Ausschaltvorganges bei einem Vakuumschalter (s = Kontaktentfernung) [25]	64
Abbildung 4.19: Einphasige Darstellung der RONT-Topologie mit Tabelle für Schalterstellungen.....	65
Abbildung 4.20: Bestimmungsorte für Systemkomponenten.....	65
Abbildung 4.21: Finale Version des Stufenschalter-Prototyps mit Getriebe und Schrittmotor und Vakuumröhren auf der Rückseite	66
Abbildung 4.22: Einphasige Darstellung des Stufenschalters, der Drossel und der OS-seitigen Transformatorwicklung, Position in der Mitte der OS-Wicklung, ohne Ausgleichswicklung	67
Abbildung 4.23: Schaltbild ÜT	68
Abbildung 4.24: Einphasige Variante ohne Ausgleichswicklung	69
Abbildung 4.25: Einphasige Variante mit Ausgleichswicklung.....	69
Abbildung 4.26: Im Forschungsprojekt entwickelter regelbarer Ortsnetztransformator.....	70
Abbildung 4.27: Blockschaltbild einphasiger leistungselektronischer Laststufenschalter	74
Abbildung 4.28: Rapid-Prototyping-Entwicklungsumgebung mit Mikrocontroller und Matlab/Simulink	75
Abbildung 4.29: Steuer- und Leistungsplatine des Laststufenschalters	75
Abbildung 4.30: Laboraufbau Laststufenschalter mit Transformator und Ausgleichsdrossel.....	75
Abbildung 4.31: Verlauf Ausgangsspannung bei Umschalten $0\% > -2,5\% > -5\%$ ($U_{Eingang}=200V$, $U_{Ausgang,0\%}=23V$).....	76
Abbildung 4.32: Verlauf von Ausgangsspannung (blau) und Ausgangsstrom (lila) bei Umschalten einer 2,5%-Stufe ($U_{Eingang}=200V$, $U_{Ausgang,0\%}=23V$).....	76
Abbildung 4.33: Umsetzung des Ansatzes der modellbasierten Softwareentwicklung sowie der Einsatz von HiL-Verfahren für die Entwicklung der Regelungs- und Betriebsverfahren ..	77

Abbildung 4.34: Aufbau der SPS für die Regelungs- und Betriebsführung der aktiven, intelligenten Netzstation	79
Abbildung 4.35: Modularer Aufbau der Regelungs- und Betriebsführungseinheit der aktiven, intelligenten Netzstation	80
Abbildung 4.36: Bedienung der Regelungs- und Betriebsführungseinheit – Betriebsarten.....	81
Abbildung 4.37: Bedienung der Regelungs- und Betriebsführungseinheit – Messwerte.....	82
Abbildung 4.38: Systemkomponenten und deren logische Beziehungen. Die Pfeile symbolisieren den Informationsfluss zwischen den Komponenten auf Ebene der Anwendungsschicht und dessen Richtung.	85
Abbildung 4.39 Vereinfachtes Schichtenmodell und Bezug zum OSI-Referenzmodell gem. ISO/IEC 7498-1 (links dargestellt)	87
Abbildung 4.40 Schnittstellenkonzept der Aktiven Netzstation. Für Schnittstellen sind jeweils die auf einzelnen Schichten verwendeten Technologien angegeben (von unten nach oben: Übertragungstechnologie, Netzwerk-, Transportschicht-Protokoll, anwendungsnahe Protokoll)	89
Abbildung 4.41: Darstellung der aktuellen Mess- und Informationsdaten der aktiven, intelligenten Netzstation im Netzführungssystem von EnergieNetz Mitte.	92
Abbildung 4.42: Architektur der Prozess-IT. Das rechts dargestellte, über das Mobilfunknetz zu realisierende VPN befindet sich derzeit in Planung.	93
Abbildung 4.43: SPS Bibliothek für die kommunikative Anbindung der PV-WR im Niederspannungsnetz an die AINS.....	95
Abbildung 4.44: Ausschnitt IEC 61850 Kommunikation mit IEDScout.....	96
Abbildung 4.45: Ablaufdiagramm SPS Programm zur Kommunikation mit den PV-WR.....	97
Abbildung 4.46: WAGO-Messmodul	99
Abbildung 4.47: Screenshot User-Interface RONT-SPS	100
Abbildung 4.48: RONT-SPS und WAGO-Messmodul	100
Abbildung 5.1: Prinzipbild der Anlagenkonfiguration mit Sunny Home Manager (SHM). Der SHM begrenzt auf Basis der mit dem Einspeisezähler gemessenen Leistung die PV-Erzeugungsleistung, so dass die Summe aus Lasten und Erzeugung eine gegebene Maximaleinspeisung (hier 70% der PV-Nennleistung) nicht überschreitet	102
Abbildung 5.2: Wirkungskette zur Simulation des Ertrags einer PV-Anlage aus Einstrahlungsdaten.....	103
Abbildung 5.3: Exemplarische Darstellung der Einspeiseverluste an Tagen unterschiedlicher Einstrahlung. An einzelnen Tagen	103
Abbildung 5.4: Abarbeitung eines 2-Stunden-Glockenkurvenprofils im Testlabor mit geregelter 70%-Begrenzung. Kein Eigenverbrauch.	106
Abbildung 5.5: Abarbeitung Glockenkurvenprofil im Testlabor mit geregelter 70%-Kappung und simuliertem Eigenverbrauch (zyklisches An- und Abschalten einer 800-W-Last)	106

Abbildung 5.6: Anpassung des ursprünglichen Arbeitsbereichs des Wechselrichters (I) auf eine volle Blindleistungsfähigkeit bei Einspeisung (II) und auch bei Nicht-Einspeisung (III), also z. B. beim Betrieb nachts	107
Abbildung 5.7: Erweiterter Arbeitsbereich und Arbeitspunkte zur Verifizierung der ständigen Blindleistungsbereitstellung im gesamten Arbeitsbereich	108
Abbildung 5.8: IEC61850 Kommunikation	108
Abbildung 5.9: Kommunikationsstruktur über SMA VPP-Gateway	109
Abbildung 5.10: Labortest zur IEC61850 Kommunikation	110
Abbildung 5.11: Zuvor im Vorhaben verwendeter Protokollkonverter, (oben, ohne den noch zusätzlich benötigten Datenlogger) und die neue Baugruppe, welche im Wechselrichter integriert wird und dabei die bestehende Baugruppe im Wechselrichter ersetzt. Der Materialaufwand ist (v.a. durch den überflüssigen externen Datenlogger) erheblich verringert worden.	112
Abbildung 5.12: Kommunikationsstruktur über das VPP-Gateway von SMA. Das Gateway stellt eine einzelne Verbindung zur Ortsnetzstation bereit, in Richtung PV-Anlagen können beliebige, mit SMA Webconnect im Sunny Portal angemeldete Wechselrichter angesteuert und ausgelesen werden	113
Abbildung 5.13: Einphasiges Blockschaltbild leistungselektronischer Längsregler	115
Abbildung 5.14: Abschätzung Längsregler-Scheinleistung in Abhängigkeit von Leistungsfluss im Ortsnetz und Spannungshub (hier beispielhaft 5% bzw. 10%)	116
Abbildung 5.15: Realisierungsmöglichkeiten Längsregler: (a) Längstransformator in Dreieckschaltung und (b) Längstransformator in Sternschaltung	118
Abbildung 5.16: Blockschaltbild des untersuchten Längsreglers	119
Abbildung 5.17: Szenario Simulink/PLECS-Simulationen Längsregler	122
Abbildung 5.18: Simulationsergebnisse Längsspannungsregler - Kontinuierliche Veränderung des Sollwerts der Längsspannung bei 140kW Einspeisung (Spannungsabsenkung)	123
Abbildung 5.19: Simulationsergebnis Längsregler - Sprungartige Erhöhung Längsspannungs-Sollwert bei 140kW Einspeisung (Spannungsabsenkung)	124
Abbildung 5.20: Simulationsergebnis Längsregler - Spannungsabsenkung mit konstanter Längsspannung (18V RMS) bei veränderlicher Last bzw. Einspeisung	125
Abbildung 5.21: Vereinfachtes Längsregler-Szenario	126
Abbildung 5.22: Simulationsergebnisse verschiedener Regler-Modi; rot: Längsregler deaktiviert, blau: Leistungsfluss-gesteuert, schwarz: konstante Ausgangsspannung ($S_{ref}=60kVA$, $V_{ref}=400V$)	126
Abbildung 5.23: Simulationsergebnisse Ausregelung Unsymmetrie ($S_{ref}=80kVA$, $V_{ref}=325V$)	126
Abbildung 5.24: Blockschaltbild Laboraufbau Längsregler	128
Abbildung 5.25: Spannungsanhebung im Lastfall (Spannungshub 4%)	129

Abbildung 5.26: Längsspannung mit Phasenverschiebung -90°	129
Abbildung 5.27: Längsspannung mit Phasenverschiebung $+90^\circ$	129
Abbildung 5.28: Erweiterter vorläufiger Laboraufbau Prototyp Längsregler	130
Abbildung 5.29: Blockschaltbild Laboraufbau für Untersuchungen mit Einspeisung	130
Abbildung 5.30: Messergebnisse Längsregler-Prototyp – prinzipielle Funktionsweise: Absenken der Spannung bei Leistungsflussumkehr	131
Abbildung 5.31: Messergebnisse Längsregler-Prototyp – Implementierung Regler-Modi ...	131
Abbildung 5.32: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Implementierung Spannungssymmetrierung.....	132
Abbildung 5.33: Schaltschrank Längsregler.....	132
Abbildung 5.34: Einphasiges ESB Test-Setup	133
Abbildung 5.35: Test-Setup im Fraunhofer SysTec	133
Abbildung 5.36: Längsregler im Fraunhofer SysTec	133
Abbildung 5.37: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Last bis 90kW mit RONT-Schaltungen (Regler-Modus: Konstante Längsregler-Ausgangsspannung).....	135
Abbildung 5.38: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Last bis 150kW (Regler-Modus: Konstante Längsregler-Ausgangsspannung).....	136
Abbildung 5.39: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Einspeisung bis 90kW mit RONT- Schaltungen (Regler-Modus: Strom-gesteuert mit Berücksichtigung der Eingangsspannung)	136
Abbildung 5.40: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Einspeisung bis 90kVA mit RONT- Schaltungen (Regler-Modus: Strom-gesteuert mit Berücksichtigung der Eingangsspannung, PV-WR mit konstantem $\cos(\phi)=0,9i$).....	137
Abbildung 5.41: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Arbeitspunkt bei 90kW Einspeisung (Regler-Modus: stromgeführt mit Berücksichtigung der Eingangsspannung).....	137
Abbildung 5.42: Messergebnis Längsregler-Prototyp – RONT-Schaltvorgänge und Reaktion Längsregler bei 60kVA Einspeisung (Regler-Modus: Strom-gesteuert mit Berücksichtigung der Eingangsspannung, PV-WR mit konstantem $\cos(\phi)=0,9i$).....	138
Abbildung 5.43: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Sollwertsprung Längsspannung bei 100kW Last (Regler-Modus: konstante Längsregler-Ausgangsspannung).....	138
Abbildung 5.44: Messergebnis Längsregler-Prototyp – Crowbar-Aktivierung bei 15kVA Einspeisung.....	139
Abbildung 6.1: Testaufbau mit RONT und SPS im Labor System, Fraunhofer IWES.....	141
Abbildung 6.2: Aufbau der Simulationsumgebung	142
Abbildung 6.3: Aufbau des Netzmodells in der Simulationsumgebung	142
Abbildung 6.4: Schaltschrank mit Bedienoberfläche (links) und SPS mit der Regelungs- und Betriebsführung im Schaltschrank (rechts).	143

Abbildung 6.5: Echtzeitnetzsimulator , Leistungsverstärker (links) und RONT (rechts) in der SysTec des Fraunhofer IWES.	143
Abbildung 6.6: Standort Felsberg-Niedervorschütz.....	145
Abbildung 6.7: Grundriss des Baukörpers „Typ 2“	145
Abbildung 6.8: Neue Station (links) und alte Station Borgwiese (rechts).....	146
Abbildung 6.9: Mittel- und Niederspannungsseitige Anbindung der neuen Station	146
Abbildung 6.10: Kommunikationstechnische Anbindung der neuen Station.....	147
Abbildung 6.11: Schaltschrank mit der entwickelten Regelungs- und Betriebsführungseinheit des Fraunhofer IWES (links) und Innenansicht mit integriertem Schaltschrank in der Ortsnetzstation in Felsberg-Niedervorschütz (rechts).	147
Abbildung 6.12: Verbindung Fraunhofer IWES – Ortsnetzstation in Felsberg-Niedervorschütz	148
Abbildung 6.13: Einphasiges Ersatzschaltbild des Ortsnetzbereiches mit Messpunkten.....	149
Abbildung 6.14: PV-Anlage an Messpunkt 5.....	149
Abbildung 6.15: Einbausituation der Messgeräte an den Messpunkten 1-4	150
Abbildung 6.16: Modifizierte PV-Anlagen im Feldtestgebiet.....	151
Abbildung 6.17: Eingestellte $\cos \phi$ (P) Kennlinie in den Wechselrichtern einer 30kW-Feldtestanlage.....	152
Abbildung 6.18: Gemessener Verlauf des Leistungsfaktors der PV-Anlage über der Ausgangs-Wirkleistung über einen Tag (Auswertung: IWES)	153
Abbildung 6.19: Werte für Wirkleistung (P_{ac}) der Wechselrichter, ihre rechnerische Summe (P_{ac_tot}) (durchgezogene Linien) und Leistungsfaktoren (gepunktet) gemessen in den Wechselrichtern und berechnete Summe, sowie gemessener Leistungsfaktor am Anschlusspunkt	153
Abbildung 6.20: Abgeregelter Betrieb einer PV-Anlage im Feldtestgebiet mit Sunny Home Manager	155
Abbildung 6.21: Einfluss auf die Spannung und den Blindleistungsfluss am RONT durch manuelle Vorgabe der Blindleistung am 26.10.2013.....	156
Abbildung 6.22: Vergleich des Blindleistungsaustauschs zwischen Nieder- und Mittelspannung ohne (links) und mit (rechts) Fernsteuerung der PV-WR.....	157