

Abschlussbericht zum Verbundvorhaben

Verteilnetz 2020

Verbundprojekt

„Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen“

Zuwendungsempfänger

A-Eberle GmbH & Co KG, BMZ GmbH, empuron GmbH,
Grass Power Electronics GmbH, ids GmbH, infra Fürth GmbH,
KACO new energy GmbH, Power Plus Communications AG, Technische Hochschule Nürnberg,
Technische Universität München

Förderkennzeichen

0325691A-J

Autoren

<u>TH Nürnberg</u> Henning Mauer- mann Armin Dietz	<u>TU München</u> Bastian Maucher Philipp Gamper Rolf Witzmann	<u>A-Eberle</u> Thomas Schwarz Stefan Hoppert	<u>BMZ</u> Christian Debes	<u>empuron</u> Hubert Medl
<u>Grass PE</u> Norbert Grass	<u>IDS</u> Hendrik Besold	<u>Infra Fürth</u> Uwe Sternkopf	<u>KACO</u> Thomas Schaupp	<u>PPC</u> Markus Rindchen

Gesamtprojektleitung

Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann (TU München)

Berichtszeitraum

01.08.2014 bis 28.02.2019

Berichtsdatum

31.05.2019

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	7
I. Kurze Darstellung.....	12
I.1 Aufgabenstellung.....	13
I.2 Lösungsansatz zur Verbesserung der Netzqualität (Spannungshaltung) in Verteilnetzen	14
I.3 Voraussetzungen des Vorhabens	16
I.3.1 Rahmenbedingungen.....	16
I.3.1.1 Technische Rahmenbedingungen	16
I.3.1.2 Normative Rahmenbedingungen	18
I.3.2 Kurzdarstellung Kompetenzen der Projektpartner.....	20
I.4 Zusammenarbeit der Partner.....	23
I.5 Planung und Ablauf des Vorhabens	24
I.6 Wissenschaftlich-technischer Stand.....	25
I.6.1 Spannungsgrenzwerte und Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlagen.....	25
I.6.2 Lokale Spannungshaltung in Verteilnetzen	28
I.6.3 Neuartige Ansätze bei Strom- und Wechselrichtertechnik	30
I.6.4 Kommunikations- und Leittechnik.....	30
II. Eingehende Darstellung	33
II.1 Systemkonzept: Übergeordnete Spannungsregelung im Niederspannungsnetz.....	33
II.1.1 Vorüberlegung.....	33
II.1.2 Entwurf eines hierarchischen Regelkonzeptes zur Spannungshaltung.....	36
II.2 Feldtestgebiet	39
II.2.1 Auswahl des Testgebietes	39
II.2.1.1 Anforderungen an ein geeignetes Feldtestgebiet	39
II.2.1.2 Netzstruktur sowie angeschlossene Einspeiser.....	39
II.2.2 Das Testgebiet Unterfarnbach in der Simulation.....	41
II.2.2.1 Netzmodell	41
II.2.2.2 Modellierung des hierarchischen Regelkonzeptes in Sincal / Netomac	41
II.3 Simulation des übergeordneten Regelkonzeptes.....	43
II.3.1 Eingangsparameter.....	43
II.3.1.1 Lastprofile.....	43
II.3.1.2 Einspeiseprofile	43
II.3.1.3 Kennlinien.....	44
II.3.2 Verifikation der Simulation am vereinfachten Netzmodell	45
II.3.2.1 Wirkleistungsrampe.....	45
II.3.3 Simulationsergebnisse für das Testgebiet Unterfarnbach.....	48
II.3.3.1 Spannungsverläufe: Worst-Case-Betrachtung	48
II.3.3.2 Integrationspotential des Testnetzes für verschiedene Regelansätze	49

II.4	Entwicklung der Hard- und Software für die Feldversuche	51
II.4.1	Stromrichtertechnik	51
II.4.1.1	Neue Schaltungstopologien	51
II.4.1.2	Entwicklung einer neuen Stromrichter-Plattform.....	52
II.4.1.3	Implementierung der Schutz- und Sicherheitstechnik.....	54
II.4.2	Kommunikationstechnik	56
II.4.2.1	Systemkonzept Kommunikationsinfrastruktur.....	56
II.4.2.2	Anbindung der Betriebsmittel an BPL	59
II.4.2.3	Kanaleigenschaften unter dem Einfluss von Leistungselektronik.....	59
II.4.2.4	Störfestigkeit gegen Einflüsse der Leistungselektronik.....	65
II.4.2.5	Weiterentwicklungen BPL Technologie.....	66
II.4.3	Datenmanagement	67
II.4.3.1	Konzeption Datenmanagement.....	67
II.4.3.2	Implementierung einer Prognosemethodik für Einspeiseanlagen	67
II.4.3.3	Implementierung einer Prognosemethodik für Lasten	69
II.4.3.4	Implementierung von Geschäftsprozessen.....	73
II.4.3.5	Umsetzung der Schnittstellen zwischen Leittechnik und Datenhaltung.....	75
II.4.3.6	Umsetzung eines Datenmanagements für die Labor und Feldversuche.....	76
II.4.4	Entwicklung regelbare Erzeugungsanlagen	78
II.4.4.1	Entwicklung der Reglerarchitektur	78
II.4.4.2	Entwicklung der Hardware-Architektur.....	84
II.4.4.3	Entwicklung der Software Architektur Kommunikation	85
II.4.4.4	Firmeninterner Labortest des PV-Wechselrichtersystems.....	87
II.4.5	Entwicklung regelbare Stromspeicher	90
II.4.5.1	Konzeption der Speichergröße nach Simulation.....	90
II.4.5.2	Analyse und Simulation von Belastungs- und Umweltwirkungen	90
II.4.5.3	Entwicklung und Implementierung eines mehrstufigen, redundanten Sicherheitskonzepts..	91
II.4.5.4	Integration der Sicherheitstechnik.....	91
II.4.5.5	Entwicklung des Batterie-Management-Systems und Aufbau der Batterie	92
II.4.5.6	Kommunikationstechnische Anbindung der Stromspeicher.....	92
II.4.5.7	Integration der Stromrichter für die Batteriespeicher	92
II.4.5.8	Firmeninterner Labortest.....	93
II.4.5.9	Entwicklung der optimalen Speicherkonfiguration	93
II.4.6	Entwicklung des multifunktionalen Längsreglers.....	94
II.4.6.1	Regelungskonzept für kontinuierlich regelnden Längsregler.....	94
II.4.6.2	Konzeption der Stromrichter für die Längsregler	96
II.4.6.3	Implementierung der Regelung.....	96
II.4.6.4	Kommunikationsanbindung.....	97
II.4.6.5	Firmeninterner Labortest.....	97
II.4.6.6	Implementierung der Schutz- und Sicherheitstechnik.....	98
II.5	Test der entwickelten Hard- und Software im Labor	101
II.5.1	Konzeption des Netzintegrationslabors	101
II.5.2	Integration der Leistungsseite und Kommunikation.....	103
II.5.3	Labortest des hierarchischen Regelkonzepts.....	104
II.5.4	Ergebnisbewertung und Bewertung.....	104
II.6	Implementierung der übergeordneten Regelstrategie im Feld.....	107
II.6.1	Aufbau des Feldversuches	107

II.6.1.1 Konzeption der Feldversuche	107
II.6.1.2 Integration der Leistungsseite sowie Kommunikations- und Messtechnik.....	108
II.6.2 Analyse der erhobenen Feldtestdaten.....	113
II.6.2.1 Spannungsverläufe im Niederspannungsnetz	113
II.6.2.2 Leistungsverläufe der PV-Anlagen.....	114
II.6.2.3 Spannungsverläufe am Längsregler	115
II.6.3 Erkenntnisse aus dem Feldtestbetrieb	116
II.6.3.1 Kommunikations- und Leittechnik	116
II.6.3.2 Stromrichtertechnik	120
II.7 Fazit und abschließende Bewertung	121
III. Voraussichtlicher Nutzen	123
IV. Veröffentlichung der Ergebnisse.....	125
IV.1 Wissenschaftliche Veröffentlichungen und Vorträge.....	125
Literaturverzeichnis	126

Abbildungsverzeichnis

Abbildung I-1: Übergeordnete Spannungsregelung zur Verbesserung der Netzqualität in Verteilnetzen.....	15
Abbildung I-2: Organigramm der operativen Projektleiter im Verbundvorhaben Verteilnetz 2020	23
Abbildung I-3: Darstellung der verschiedenen Arbeitspakete	24
Abbildung I-4: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungseinheit bei Nennleistung ...	26
Abbildung I-5: Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungseinheit bei $P_{\text{mom}} \neq P_n$	27
Abbildung I-6: Lastabhängige Regelkennlinie eines Längsreglers	28
Abbildung I-7: Standardkennlinie $Q(U)$	29
Abbildung I-8: Bewertung der verschiedenen Kommunikationstechnologien für die Fernkommunikation [14].	31
Abbildung II-1: Modifiziertes P/Q-Diagramm für Erzeugungsanlagen (angelehnt an AR 4105 [6])	34
Abbildung II-2: Wirksamkeit von lokaler und zentraler Spannungsregelung mittels Blindleistung.....	35
Abbildung II-3: Hierarchische Spannungsregelung - Schema	37
Abbildung II-4: Spannungsverlauf im Netzgebiet der infra Fürth	39
Abbildung II-5: Ausgewähltes Netzgebiet Unterfarnbach (Darstellung aus PSS Sincal).....	40
Abbildung II-6: Umsetzung der übergeordneten Spannungsregelung in PSS Sincal - Schema	42
Abbildung II-7: Simulierte PV-Einspeiseprofile (oben links: Profil synthetisch; unten: PV-Profile gemessen, unten rechts: Worst-Case-Szenario)	44
Abbildung II-8: $Q(U)$ -Kennlinie für die Simulation (blau) sowie Standard-Kennlinie (orange)	44
Abbildung II-9:: Testnetz zur Verifikation der Simulation	45
Abbildung II-10: Spannungsverlauf bei Wirkleistungsrampe im unregulierten Fall.....	45
Abbildung II-11: Zustand des Reglers, resultierende Spannungsverläufe und eingespeiste Blindleistung.....	46
Abbildung II-12: Simulationsergebnisse bei wechselhafter PV-Einspeisung und Regelalgorithmus.....	48
Abbildung II-13: Integrationspotential für verschiedene Regelansätze in der Niederspannung ($f_p = 2$)	49
Abbildung II-14: Integrationspotential für verschiedene Regelansätze in der Niederspannung ($f_p = 4$)	50
Abbildung II-15: Software Framework für Level 1 Controller (DSP)	52
Abbildung II-16: Kondensatoraufbau und Stromrichtermodul 2 * 50 kVA	53
Abbildung II-17: Reglerstruktur, Blockschaltbild.....	54
Abbildung II-18: Wirkung der Oberschwingungsregler, unsymmetrische Vorgaben für die 3 Leiterströme	54
Abbildung II-19: Projektpartner und Rollen	56
Abbildung II-20: Trennung der LAN-Segmente	57
Abbildung II-21: Gesamtkonzept Breitband-Powerline-Kommunikation	58
Abbildung II-22: Leitungsgebundene (1) und abgestrahlter (2) Störungen in Abhängigkeit von Störfrequenz und Abmessungen [20].....	59
Abbildung II-23: Kopplungspfad leitungsgeführter Störungen in BPL Modems	60
Abbildung II-24: Erzeugung von leitungsgebundenen Störungen in Umrichtern [21]	61
Abbildung II-25: Spektrum der Oberschwingungen von B2C- und B6C-Umrichtern [21]	61
Abbildung II-26: Kommutierungseinbrüche in der Netzspannung [25].....	62
Abbildung II-27: Transienten in Energieversorgungsnetzen [26]	62
Abbildung II-28: Koppelpfade von Funkstörquellen	63
Abbildung II-29: Intermodulation an einem nichtlinearen Bauteil	64
Abbildung II-30: Modulationsparameter mit und ohne Intermodulation	64
Abbildung II-31: Funktionsblöcke eines BPL Modems.....	65
Abbildung II-32: Blockschaltbild des externen AFE	66
Abbildung II-33: Vergleich der Prognosedaten von Kachelmann mit gemessenen Strahlungsdaten	68
Abbildung II-34: Vergleich der Prognosedaten von Solargis mit gemessenen Strahlungsdaten.....	68
Abbildung II-35: Adaption der Prognose bei Verbesserung der Vorhersagegenauigkeit	69

Abbildung II-36: Prognosegüte des New York ISO Modells im EMPURON System	69
Abbildung II-37: Einfaches Batteriemodell	71
Abbildung II-38: Matlab-Beispiel.....	72
Abbildung II-39: Darstellung von Werten.....	73
Abbildung II-40: Portaldarstellung Anlagendaten.....	73
Abbildung II-41: Portaldarstellung Anlagenparameter	74
Abbildung II-42: Kalenderwerkzeug, bspw. Eintrag Regelungen	75
Abbildung II-43: Selektion von IDS-Leitsysteminformationen	75
Abbildung II-44: Im geöffneten Navigator selektieren	76
Abbildung II-45: Leistungsszenarien der Testanlage an drei ausgewählten Tagen	76
Abbildung II-46: Übersicht über die einzelnen Komponenten der Anlagenregelung	78
Abbildung II-47: Blindleistungsverfahren Qfix	78
Abbildung II-48: Blindleistungsverfahren Q(U)	78
Abbildung II-49: Ausregelzeiten des Parkreglers	79
Abbildung II-50: Integral der Regeldifferenz bei einer Qfix-Vorgabe an den Parkregler.....	81
Abbildung II-51: Integral der Regeldifferenz bei einer Q(U)-Vorgabe an den Parkregler	81
Abbildung II-52: Regelschema Q-Regelung.....	82
Abbildung II-53: Regelschema Q(U)-Regelung.....	83
Abbildung II-54: oben: Zeitlicher Verlauf der Blindleistung. Sollwert: blau / Istwert: grün - unten: Quadratisches Integral der Regeldifferenz	83
Abbildung II-55: Konzept für die Softwarearchitektur der Regelungs- und Kommunikationssoftware.....	84
Abbildung II-56: Entwurf der Architektur der Hardwareplattform.....	85
Abbildung II-57: Softwarestruktur des Anlagenreglers.....	86
Abbildung II-58: Simulation der Regelstrecke mit CodeSys.....	86
Abbildung II-59: Sollwertsprung von 0 nach 50% in CodeSys - Anlagenregler mit Streckensimulation.....	87
Abbildung II-60: Testaufbau Labortests des Regelsystems.....	88
Abbildung II-61: Wirkleistungsänderung von 1% nach 100%	89
Abbildung II-62: Mechanischer Aufbau des Batterie-Stacks	90
Abbildung II-63: Systemkonzept Batteriespeicher	91
Abbildung II-64: Sicherheitskonzept Batteriespeicher (BMZ).....	91
Abbildung II-65: Elektronik und BMS Batteriespeicher	92
Abbildung II-66: Schaltungstopologie von Umrichter (GPE) und DC-Teil (BMZ).....	92
Abbildung II-67: Kennlinie zur leistungsabhängigen Spannungsregelung (implementiert).....	95
Abbildung II-68: Blindleistungsregelung MFLR	95
Abbildung II-69: Kommunikations-Struktur MFLR.....	97
Abbildung II-70: Überblick MFLR	98
Abbildung II-71: Übersicht Schutz- und Sicherheitskonzept MFLR	99
Abbildung II-72: Schematische Darstellung des Laboraufbaus	101
Abbildung II-73: Netzintegrationslabor der TU München	103
Abbildung II-74: SCADA-System und hierarchischer Regelalgorithmus im Labor.....	104
Abbildung II-75: Versuchsaufbau zum Test des Regelkonzeptes.....	104
Abbildung II-76: Messergebnisse des hierarchischen Regelkonzeptes im Labor.....	105
Abbildung II-77: Konzept der Anbindung der Hardware an den Zentralregler im Feldtestgebiet	107
Abbildung II-78: Feldtestgebiet Unterfarnbach nach Einbau der neu entwickelten Hardware	108
Abbildung II-79: Einbau aktiv regelbare PV-Wechselrichter (oben: Altgeräte; unten: Neuinstallation)	109
Abbildung II-80: Einbau des Batteriespeichers	109
Abbildung II-81: Längsregler-Einbau im Feldtestgebiet	110

Abbildung II-82: Kommunikative Anbindung des NS-Netzes an das Backbone	111
Abbildung II-83: BPL-Modems im Netzgebiet Unterfarnbach (blau: im KVS; rot: in der ONS).....	112
Abbildung II-84: Spannungsverlauf eines Clear-Sky-Tages im Netzgebiet	113
Abbildung II-85: Spannungsverlauf eines wechselhaften Tages im Netzgebiet	113
Abbildung II-87: Hochauflösender PV-Verlauf eines Clear-Sky-Tages.....	114
Abbildung II-88: Hochauflösender PV-Verlauf eines Wechselhaften Tages	114
Abbildung II-86: Residuallast, PV-Einspeisung und Haushaltslast einer Messstelle	115
Abbildung II-89: Messergebnisse Längsregler aus Feldtestgebiet	115
Abbildung II-89: Infrastruktur-Traces Station 60.....	116
Abbildung II-90: Infrastruktur Trace Station 195.....	117
Abbildung II-91: Verfügbarkeit Infrastruktur Station 60 und Station 195.....	118
Abbildung II-92: Monitoring Gesamtnetz.....	119

Tabellenverzeichnis

Tabelle I-1: Oberschwingungsspannungs-Grenzwerte in der Niederspannung	18
Tabelle I-2: Auflistung der Teilprojekte	23
Tabelle II-1: Oberschwingungsspannungs-Grenzwerte in der Niederspannung	40
Tabelle II-2: IPsec Spezifikation	57
Tabelle II-3: Zellcharakteristiken und abgeleitete Constraints im Versuchsszenario	70
Tabelle II-4: Simulationsindex für die Simulation der Q(U)-Regelung	79
Tabelle II-5: Ergebnis der simulierten Regelparameter	82
Tabelle II-6: Eingabewerte für die Q(U)-Kennlinientests	88
Tabelle II-7: Einregelzeiten der Blindleistung bei Wirkleistungsänderungen	89
Tabelle II-8: Parameter zur leistungsabhängigen Spannungsregelung U(P)	94
Tabelle II-9: Häufigste Leitungstypen im NS-Netz von infra Fürth	102
Tabelle II-10: Nachgebildete Leitungen im Labor der TUM	102
Tabelle II-11: BPL-Modems im Feldtestgebiet Unterfarnbach	111

Abkürzungsverzeichnis

AC:	Wechselspannung
AFE:	Analog Front-End
ALG:	Zentraler Regelalgorithmus
AR 4105:	VDE Anwendungsrichtlinie 4105
BMS:	Batterie-Management-System
BPL:	Breitband-Powerline
CAN:	Control Area Network
CMC:	Common Mode Choice
CSV:	Comma Separated Value (beispielsweise Messwert-Datei)
$\cos\varphi$:	Verschiebungsfaktor berechnet aus dem Verhältnis zwischen Wirk- und Scheinleistung
$\cos\varphi_{\text{fix}}$:	fest eingestellter Verschiebungsfaktor
$\cos\varphi(P)$:	Kennlinienverfahren zur Blindleistungsregelung (siehe AR 4105)
C_p :	parasitäre Kapazität
ΔU :	Längsspannungsfall
δU :	Querspannungsfall
DC:	Gleichspannung
DDR2:	Speichermedium für Computer
DHCP:	Dynamic Host Configuration Protocol
DIN EN 50160:	Europäische Norm zu Merkmalen der öffentlichen Spannungsversorgung im Verteilnetz
dll:	dynamic link libraries
DSP:	Digitaler Signalprozessor
EEG:	Erneuerbare Energien Gesetz
ELSYS:	Institut für leistungselektronische Systeme (TH Nürnberg)
EMV:	Elektromagnetische Verträglichkeit
FACTS:	Flexible AC Transmission-Systeme
GaN:	Gallium-Nitrit
GPE:	Grass Power Electronics GmbH
GW:	Gigawatt
IEC 61850:	Protokoll zur Datenübertragung in der Energietechnik
IGBT:	Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode
IP:	Internetprotokoll
I_b :	Blindstrom

I_w :	Wirkstrom
I_s :	hochfrequenter Strom
J_m :	zu minimierende Gesamtkosten (Ladeprognose)
J_{cost} :	Energiekosten (Ladeprognose)
J_{aging} :	Alterungskosten (Ladeprognose)
$j\omega L$:	Blindwiderstand (induktiv)
kHz:	Kilo-Hertz
K_i :	Reglerparameter PI-Regler (Integrationsglied)
KNN:	Künstliche Neuronale Netze
K_p :	Reglerparameter PI-Regler (Proportionalglied)
kVA:	Kilo-Volt-Ampere (Scheinleistung)
KVS:	Kabelverteilerschrank
Längsregler:	an der Niederspannungssammelschiene einer Ortsnetzstation angeschlossener Längsregler
Strangregler:	im Zuge eines Leitungsstranges verbauter Längsregler
LAN:	Local Area Network
LTE:	Long Term Evolution – Mobilfunk-Standard, auch bekannt unter 4G
Mbit:	Megabit
MFLR:	Multifunktionaler Längsregler
MHz:	Mega-Hertz
MS:	Mittelspannung
ms:	Millisekunde
MVA:	Mega-Volt-Ampere (Scheinleistung)
MW:	Megawatt
NS:	Niederspannung
NTP:	Network Time Protocol
ONS:	Ortsnetzstation
PLC:	Power-Line-Communication
pu:	per unit (normierte Darstellung, beispielsweise auf Nennspannung oder Nennleistung)
P:	Wirkleistung
$P_{DC,aktuell}$:	Wirkleistung des DC-Teils einer PV-Anlage
$P_{DC,peak}$:	Spitzen (Peak-)Leistung eines PV-Moduls
PLC:	Schmalband Powerline-Kommunikation
$P_{mom.}$:	Momentan-Wirkleistung

P_n :	Nenn-Wirkleistung
PPC:	Power Plus Communications AG
$P_{PV,peak}$:	Peakleistung einer PV-Anlage (AC-seitig)
$P_{AC,cos\varphi=1;0,95;0,9}$:	Wechselrichter-Ausgangswirkleistung bei einem Verschiebungsfaktor von 1 bis 0,9
Q:	Blindleistung
Q_{fix} :	Blindleistungsverfahren, direkte Vorgabe an den Wechselrichter
Q(U) :	Blindleistungsverfahren, Vorgabe mittels Kennlinie
$Q_{max,4105}$:	maximale Blindleistung nach AR 4105
P_{fix} :	Wirkleistungsvorgabe, direkte Vorgabe an den Wechselrichter
PSS Sincal/Netomac	Netzberechnungstool
PV:	Photovoltaik
PWM:	Pulsweitenmodulation (Verfahren aus der Leistungselektronik)
rONT:	regelbarer Ortsnetztransformator
RS 485:	serieller Kommunikationsstandard
R/X:	Verhältnis aus Wirk- und Blindwiderstand
s:	Sekunde
SCADA:	Supervisory Control and Data Acquisition
$S_{E,max}$:	Scheinleistung einer Erzeugungsanlage (maximal)
S_n :	Nenn-Scheinleistung
Slack:	Einspeiseknoten in der Lastflussberechnung mit definierter Spannung (Amplitude und Winkel)
$S_{nenn,cos\varphi}$:	Nenn-Scheinleistung bei gegebenem Verschiebungsfaktor
SiC:	Silizium-Carbid
SOC:	State-of-Charge (Ladezustand einer Batterie)
SoC:	System-on-a-Chip
SPI:	Serial Peripheral Interface
TCP/IP:	Ip-basiertes Kommunikationsprotokoll
UART:	Universelle serielle Schnittstelle
U_{eff} :	Effektivwert der Spannung
UMTS:	Mobilfunk-Standard
U_n :	Nennspannung
U_{peak} :	Scheitelwert der Spannung
U_{soll} :	Sollwert der (Netz-)Spannung
UW:	Umspannwerk

V:	Spannung
VN2020:	Verteilnetz 2020
VPN:	Virtual Private Network (
WAN:	Wide Area Network
wMbus:	Wireless-Mbus (Kommunikationsschnittstelle)
xmac:	Parameterdatei in der Simulationsumgebung PSS Netomac

I. Kurze Darstellung

Das Thema Netzausbau im Kontext der Energiewende findet in der öffentlichen Diskussion immer mehr Beachtung. Speziell aufgrund der Diskussion um die Folgen der Energiewende, insbesondere die aus einem weiterhin steigenden Zubau erneuerbarer Einspeiseanlagen mit wechselnder Verfügbarkeit der Leistung resultierenden gesellschaftlichen Kosten ist das Thema in der Öffentlichkeit präsenter denn je.

Vor allem der Ausbau der Photovoltaik hat in der Vergangenheit den Druck zum Umbau der deutschen Verteilnetze erhöht. Durch den sich umkehrenden Leistungsfluss von den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze kommt es zu Spannungserhöhungen bzw. die eingesetzten Betriebsmittel werden zunehmend an ihren thermischen Grenzen betrieben. Der dadurch resultierende konventionelle Netzausbau ist heutzutage bei Netzen mit hoher PV-Durchdringung üblich, möglicherweise allerdings nicht die technisch beste Lösung, da die Netze auf die installierte Spitzenleistung dimensioniert werden müssen, die lediglich an wenigen Stunden eines sonnigen Tages auftritt.

Vor dem Hintergrund eines angestrebten Anteils der Erneuerbaren Energien von 65 % bis 2030 [1] ist von einem neuerlichen PV-Zubau-Boom von bis zu 5 GW jährlich auszugehen [2]. Selbst bei einer Fokussierung auf größere PV-Parks wird insbesondere die Verteilnetzebene einen weiteren starken Leistungszubau erfahren und noch stärker als bisher an ihre Leistungsgrenzen gelangen.

Das im Folgenden vorgestellte Projekt „Verteilnetz 2020“ beschäftigt sich maßgeblich mit der Frage, wie mithilfe eines intelligenten übergeordneten Regelkonzeptes und dem Einsatz neuartiger, aktiv regelbarer Betriebsmittel (PV-Wechselrichter, Batteriespeicher, Längsregler) die Netzqualität (Einhaltung der Spannungsbänder, Reduktion von Oberschwingungen u. ä.) auch in Netzen mit sehr hoher PV-Durchdringung eingehalten und somit konventioneller Netzausbau auf ein Minimum reduziert werden kann.

I.1 Aufgabenstellung

Das vorrangige Ziel aller im Folgenden vorgestellten Lösungsansätze ist die Einhaltung der Spannungsbänder, vorgegeben von der DIN EN 50160. Untergeordnet sollen außerdem die Symmetrierung der Außenleiterspannungen angestrebt sowie die Oberschwingungsbelastung im Netz reduziert werden.

Die aktuell betriebenen Verteilnetze verfügen, aufgrund des PV-Zubaus sowie der Tendenz hin zu einer Eigenverbrauchssteigerung der dezentral produzierten Energie, bereits über zahlreiche angeschlossene Wechselrichtersysteme sowie Batteriespeicher. Die Photovoltaik-Wechselrichter sind in ihrer Wirkleistungseinspeisung aktuell von extern bestenfalls mithilfe eines Rundsteuersignals in vier Stufen steuerbar (100 % 60 % 30 % 0 %). Das Laden der Batteriespeicher ist derzeit für den Privathaushalt optimiert, was nicht zwingend einen positiven Effekt auf das Stromnetz hat, da die Speicher an Schönwettertagen bereits vollständig geladen sind, wenn die Mittagsspitze der solaren Energieerzeugung die Netze am stärksten belastet.

Da sowohl Batteriespeicher als auch PV-Anlagen über Leistungselektronik an das Stromnetz angeschlossen werden, sind externe Vorgaben (Wirk- und Blindleistungsvorgaben, netzoptimierte Ladestrategien) grundsätzlich denkbar. Die potentiell regelbaren Betriebsmittel müssen lediglich kommunikativ an eine übergeordnete Regelinstanz angebunden werden.

Aufgrund des verstärkten Zubaus weiterer leistungselektronischer Systeme und Batteriespeicher in naher Zukunft sollte daher untersucht werden, ob durch die Nutzung dieser erweiterten Funktionalitäten ein technischer und wirtschaftlicher Vorteil gegenüber dem konventionellen Netzausbau erreicht werden kann.

Ferner ist durch den vermehrten Einsatz von Schaltnetzteilen auch die Oberschwingungsbelastung der Netze stark angestiegen. Die Leistungselektronik der erneuerbaren Einspeiseanlagen ist grundsätzlich ebenfalls in der Lage, diese Oberschwingungsbelastung durch eine Einspeisung der jeweiligen Harmonischen in Gegenphase zu reduzieren.

Als erster Schritt musste das entworfene neuartige Systemkonzept in einer dynamischen Simulationsumgebung getestet werden.

Die neu entwickelten Betriebsmittel wurden bei den jeweiligen Verbundpartnern einzeln getestet. Im Anschluss sollte sowohl das entwickelte Regelkonzept als auch die neu entwickelte Hardware in einem gemeinsamen Labortest im Zusammenspiel betrieben und getestet werden.

Im Rahmen des Projekts „Verteilnetz2020“ war eine Erprobung des theoretisch entwickelten übergeordneten Regelkonzepts in einem Feldversuch vorgesehen. Hierbei wurden obige Betriebsmittel so angepasst und optimiert, dass sie von extern kommunikativ ansprechbar und regelbar sind.

In diesem Kontext ergeben sich folgende zentralen Aufgabenstellungen:

- Entwicklung eines Konzepts zur übergeordneten Spannungsregelung mithilfe eines zentralen Controllers
- Erstellung eines dynamischen Simulationsmodells zur Umsetzung des Regelkonzeptes
- Erhöhung der Übertragungsleistung der Netze bei gleichbleibender Einhaltung von Belastungsgrenzen (vor allem der geltenden Spannungsbänder)
- Stabile Spannungs- und Leistungsbereitstellung trotz schwankender und volatiler Einspeisung
- Reduzierung der Blindenergieverluste durch Optimierung des Blindleistungsflusses
- Kompensation von Störaussendungen durch Leistungselektronik
- Phasensymmetrierung der Außenleiterspannungen
- Weiterentwicklung der Kommunikationstechnik auf Basis der Breitband-Powerline
- Weiterentwicklung der Netzleittechnik
- Entwicklung von Last- und Einspeiseprognosen zur Erstellung einer netzdienlichen Batterieladestrategie

I.2 Lösungsansatz zur Verbesserung der Netzqualität (Spannungshaltung) in Verteilnetzen

Für die Verbesserung bzw. Beibehaltung des hohen Standards der Netzqualität steht im Zusammenhang mit dem Zubau von erneuerbaren Energien im Verteilnetz die Spannungshaltung im Vordergrund. Hierfür stehen im Verteilnetz im Wesentlichen drei Möglichkeiten zur Verfügung.

Blindleistungsregelung:

Mithilfe von Blindleistung, welche z.B. von Wechselrichtern in das Netz eingespeist wird, kann, aufgrund des resultierenden Spannungsfalles über die Leitungs- und Transformatorinduktivität im Netz, die Spannungsamplitude verändert werden. Der Einsatz von Blindleistung ist in den höheren Spannungsebenen bereits seit langem eine etablierte Möglichkeit der Spannungsregelung. Grund hierfür ist das günstige R/X-Verhältnis von < 1 [3]. In Niederspannungsnetzen ist der Hebel, über den die Blindleistung auf die Amplitude der Spannung Einfluss nehmen kann, mit einem R/X-Verhältnis von ca. 2,5 zwar deutlich geringer [4] - nichtsdestotrotz ist Blindleistung auch in der Niederspannung eine vergleichsweise unkomplizierte Option zur Spannungsregelung. So sind Photovoltaik-Wechselrichter grundsätzlich in der Lage, durch Variation der PWM-Modulation die von den Solarmodulen erzeugte Gleichspannung in Wirk- und Blindleistung umzuwandeln, ohne dass dafür bauliche Änderungen an der Hardware vorgenommen werden müssen. Lokale Blindleistungsregelverfahren (Einhaltung eines festen $\cos\phi$ oder spannungsabhängige, kennlinienbasierte Blindleistungsbereitstellung) werden bereits von den einschlägigen Normen und Anwendungsrichtlinien gefordert und von den PV-Wechselrichtern umgesetzt [5] [6].

Für eine optimale Ausnutzung des von den Wechselrichtern angebotenen Blindleistungspotentials ist die kommunikative Vernetzung der Anlagen bzw. deren Anbindung an eine zentrale Instanz erforderlich. Die notwendigen Schnittstellen (seriell oder IP-basiert) sind bereits in den meisten heutigen Geräten Stand der Technik.

Wirkleistungsregelung:

Batteriespeicher bieten die Möglichkeit, die eingespeiste erneuerbare Energie direkt am Netzverknüpfungspunkt der Erzeugungsanlage (Heimspeicher) oder lokal im Verteilnetz (Quartierspeicher) zu speichern. Somit können die Wirkleistungsflüsse im Netz beeinflusst werden, was aufgrund des bereits erwähnten R/X-Verhältnisses in der Verteilnetzebene eine sinnvolle Option hinsichtlich der Beeinflussung der Netzspannung darstellt. Hierfür muss der Einsatz der Batteriespeicher (Installationsort und verwendete Ladestrategie) allerdings auch netzdienlich erfolgen. Je nach Einsatz des Batteriespeichers als Heimspeicher (Betreiber: Privatpersonen oder Gewerbe) oder Quartierspeicher (Betreiber: Netzbetreiber oder Energiedienstleister) haben die jeweiligen Betreiber jedoch unterschiedliche Interessen. Während das Augenmerk bei Dimensionierung und Betrieb von Heimspeichern darin liegt, die Eigenverbrauchsquote der selbst produzierten Energie zu erhöhen, sind Quartierspeicher typischerweise auf die Bereitstellung von Netzdienstleistungen (Wirk- und Blindleistungsregelung) ausgelegt. Im Hinblick auf eine Vermeidung von konventionellem Netzausbau ist es also ratsam, auch Heimspeicher netzdienlich zu betreiben, also nach Möglichkeit das Laden so zu steuern, dass beide Ziele (Erhöhung der Eigenverbrauchsquote, Kappung der PV-Einspeisespitzen) gemeinsam erreicht werden können [7].

Über dieses, auf einer intelligenten Ladestrategie basierende, „peak-shaving“ hinausgehend, kann ein kommunikativ an eine zentrale Instanz angebundener Speicher auch Wirkleistungsvorgaben umsetzen, welche beispielsweise die ins Netz eingespeiste Wirkleistung zusätzlich begrenzen (bei hoher Einspeisung) oder erhöhen (z.B. nachts). Dieses Vorgehen wird im Folgenden als Wirkleistungsregelung bezeichnet.

Regelung der Netzspeisespannung:

Eine weitere Möglichkeit, die Spannungsqualität im Verteilnetz zu beeinflussen besteht darin, die Speisespannung der jeweiligen Netze am Transformator abhängig von den aktuell auftretenden Leistungsflüssen (und der somit resultierenden Spannungsfälle an den angeschlossenen Leitungen) zu regeln. Diese Regelung kann lokal (mittels Kennlinien) oder auf abgesetzte Knoten erfolgen (Kommunikation notwendig).

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), welche die Sekundärspannung in Stufen steuern können, sind heute bereits Stand der Technik.

Eine Alternative zu den rONT stellen Längsregler dar. Im Projekt „Verteilnetz2020“ wurden stufenlos regelnde Längsregler entwickelt, die neben der Möglichkeit der Anpassung ihrer Ausgangsspannung weitere Funktionalitäten wie die Blindleistungsbereitstellung sowie Oberschwingungskompensation bieten.

Kombination der unterschiedlichen Spannungsregelverfahren – übergeordnetes Regelkonzept:

Die Kernidee des Projektes „Verteilnetz2020“ ist es, alle drei oben beschriebenen Möglichkeiten der Spannungshaltung (Blind- und Wirkleistungsregelung, Anpassung der Speisespannung) miteinander zu kombinieren, um alle Vorteile und Potentiale der einzelnen Regelverfahren optimal ausnutzen zu können.

Das Konzept zur übergeordneten Spannungshaltung im Verteilnetz sieht eine Überwachung kritischen Netzknoten sowie Betriebsmitteln mithilfe eines zentralen Controllers vor. An diesen Knoten werden aufgrund der Netztopologie die maximal auftretenden Spannungen zu beobachten sein.

Sind alle überwachten Netzknoten innerhalb der vorgeschriebenen Spannungsbänder, so liegt kein kritischer Netzzustand vor – alle aktiv regelbaren Anlagen erhalten keine Regelvorgaben vom zentralen Controller und arbeiten nach ihren voreingestellten lokalen Regelmechanismen (autonomer Modus).

Wird nun eine Verletzung des Spannungsbandes an einem oder mehreren dieser Knoten festgestellt, so aktiviert der Controller je nach Verfügbarkeit und Auslastung Leistungsreserven der regelbaren Netzbetriebsmittel nach einem hierarchischen Prinzip, dargestellt in Abbildung I-1.

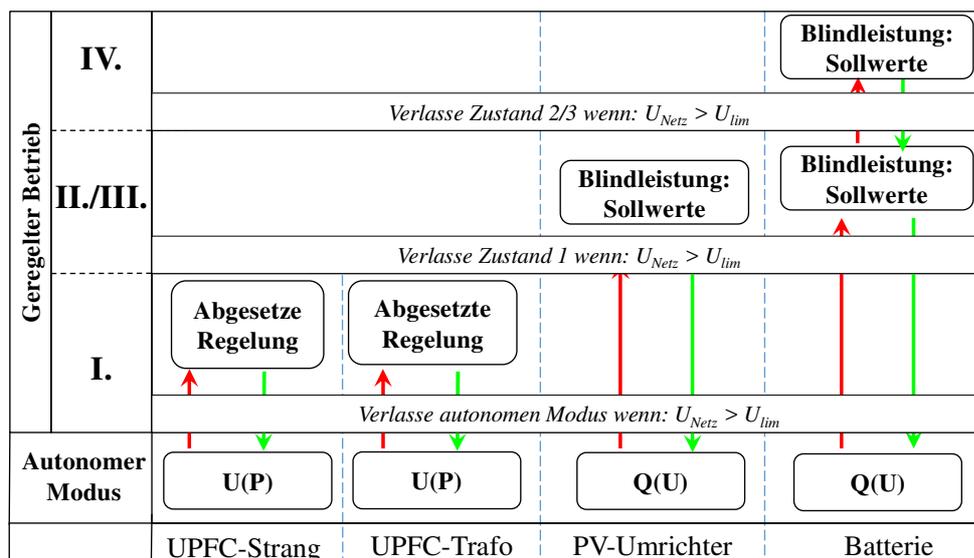


Abbildung I-1: Übergeordnete Spannungsregelung zur Verbesserung der Netzqualität in Verteilnetzen

I.3 Voraussetzungen des Vorhabens

Die Voraussetzungen, unter denen das Forschungsprojekt entstanden ist, gliedern sich im Wesentlichen in die allgemeinen Rahmenbedingungen sowie die Kompetenzen der einzelnen Forschungspartner.

I.3.1 Rahmenbedingungen

I.3.1.1 Technische Rahmenbedingungen

Eine Besonderheit des Projektes „Verteilnetz 2020“ ist der dreigliedrige Aufbau in Simulationen, Labortests und Feldtests.

Der erste Teil sind die theoretischen Konzepte und Voruntersuchungen zur übergeordneten Spannungsregelung anhand von Simulationsmodellen. Die Voruntersuchungen sind notwendig, um die Wirksamkeit der übergeordneten Regelung abschätzen zu können. Die Funktionsweise neuartiger Betriebsmittel (z.B. Längsregler) muss im Simulationsmodell modelliert werden, um Rückwirkungen auf das Netz analysieren zu können. Darüber hinaus sind, für die Auswahl eines geeigneten Feldtest-Gebietes sowie die Platzierung neuer Betriebsmittel (Längsregler, Batteriespeicher) bzw. den Austausch bestehender PV-Wechselrichteranlagen im Netz, umfangreiche Simulationsrechnungen notwendig.

Die neu entwickelten Betriebsmittel wurden jeweils in den firmeneigenen Labors auf ihre Funktionsfähigkeit hin überprüft. Um das Zusammenwirken aller Betriebsmittel innerhalb eines Verteilnetzes und einer intelligenten Regelarchitektur zu testen, wurde an der TU München die Nachbildung eines Niederspannungsnetzes im Labormaßstab aufgebaut und alle entwickelte Hardware (PV-Umrichter, SCADA-Hardware) im Verbund getestet.

Der dritte Teil des Forschungsvorhabens ist der Feldtest der neu entwickelten Betriebsmittel sowie Regelalgorithmen in einem realen Niederspannungsnetz der Infra Fürth GmbH. Auf Basis der vorab durchgeführten Simulationen und aufgrund eines hohen PV-Durchdringungsgrades wurde das Netzgebiet Unterfarnbach ausgewählt, da es gute Voraussetzungen zur Erprobung einer zentralen Spannungsregelung für Niederspannungsnetze bietet. Das Feldtestgebiet wird hierfür mit einer Breitband-Powerline-Kommunikationsinfrastruktur ausgestattet um aktiv regelbare Betriebsmittel (PV-Wechselrichter, Längsregler, Batteriespeicher) an den zentralen Controller für das Niederspannungsnetz anbinden zu können. Für Analysezwecke und zum Test der Kommunikations- und Leittechnikinfrastruktur wurde ein System zur hochaufgelösten Erfassung der Messwerte aus den Niederspannungsnetz aufgebaut. Mithilfe der gesammelten Daten kann außerdem das dynamische Simulationsmodell weiterentwickelt werden.

Photovoltaik-Wechselrichter

Mit Beginn des Forschungsprojektes im Jahr 2014 waren bereits zahlreiche dezentrale Spannungsregelmechanismen durch Blindleistungsbereitstellung von PV-Wechselrichtern erforscht (wie z.B. $Q\{U\}$) oder bereits z.B. in der Anwendungsrichtlinie 4105 (Stand: 2014) vorgeschrieben ($\cos\phi(P)$, $\cos\phi_{fix}$). Hinter der Entwicklung neuartiger PV-Wechselrichter steht die Überlegung, den PV-Wechselrichter nicht wie bisher üblich auf seinen Anschlussknoten, sondern auf den Netzverknüpfungspunkt des Niederspannungsanschlusses regeln zu lassen. Ziel von KACO war es, die Funktionalität der $Q(U)$ -Regelung auf ihre Wechselrichter-Hardware zu übernehmen und in „Verteilnetz 2020“ zu testen. Somit kann der PV-Wechselrichter zum einen, je nach Dimensionierung des Umrichters, folgende Aufgaben übernehmen:

- den Blindleistungsbedarf des Niederspannungskunden kompensieren
- dezentrale Spannungsregelungs- ($Q\{U\}$) oder Spannungssteuerungsmechanismen ($\cos\phi_{fix}$) bzw.
- zentrale Spannungsregelungsansätze (z.B. Vorgabe diskreter Blindleistungswerte von einem Zentralcontroller)

Um diesen Ansatz umsetzen zu können, wurde eine Steuerbox (analog zu Parkreglern aus der Mittelspannung) entwickelt, mit deren Hilfe der PV-Wechselrichter mittels geeigneter Messeinrichtung an den Netzverknüpfungspunkt angebunden werden konnte. Zur Sicherstellung der Verwendung eines einheitlichen Kommunikationsprotokolls aller Feldtest-Teilnehmer wurde das Modbus-Protokoll (basierend auf dem Sun-Spec-Protokoll) implementiert. Darüber hinaus wurde die Regelgeschwindigkeit für die Ausregelung von Blindleistungssollwerten auf ~500 ms deutlich verbessert, um externe Blindleistungsvorgaben vergleichsweise schnell einstellen zu können.

Längsregler

Die im Forschungsvorhaben „Verteilnetz 2020“ entwickelten Längsregler erfüllen drei Aufgaben:

- phasenselektive Anpassung der Amplitude der Längsregler-Sekundärspannung (Ausgangsseite) an einen Sollwert (vorgegeben durch eine Kennlinie oder durch externe Vorgabe)
- Symmetrierung der Phasenspannungen
- Bereitstellung von Blindleistung (im Rahmen zum aktuellen Zeitpunkt verfügbaren Leistungsreserven)
- Dämpfung von Spannungsharmonischen

Die entwickelten Geräte sollen, im Gegensatz zu den derzeit am Markt erhältlichen Geräten, kontinuierlich regeln. Dies erfordert die Verwendung von Leistungselektronik. Um die oben definierten Regelziele mit einer hohen Dynamik erreichen zu können (Ziel: Ausregelung innerhalb von 5 Netzperioden) wurde ein interleaved takender vierphasiger (L1, L2, L3, N) Konverter entwickelt.

Batteriespeicher

Die Entwicklung neuartiger Batteriespeicher umfasst die Entwicklung des DC-Stacks des Batteriespeichers, den AC-Teil (Batterie-Umrichter), sowie das Batterie-Management-System (BMS), welche neben der Überwachung von sicherheitsrelevanten Parametern des DC-Stacks auch die kommunikative Kopplung zwischen dem Batteriemangement und Umrichter übernimmt. Der Umrichter des Batteriespeichers soll neben der Bereitstellung von Wirkleistung auch Blindleistung (induktiv oder kapazitiv) bereitstellen und Oberschwingungen kompensieren können. Damit erhält der Batteriespeicher zwei Freiheitsgrade bei der Verwendung zur Spannungsregelung (Anpassung der Wirkleistung; Bereitstellung von Blindleistung).

Kommunikations- und Leittechnik

Als Backbone der übergeordneten Regelung in der Niederspannung wurde für die Feldtests eine Breitband-Powerline-Kommunikation implementiert. Sie nutzt das Frequenzband von 1 bis 20 MHz und wurde insbesondere auf den störungsfreien Betrieb in unmittelbarer räumlicher Nähe von Leistungselektronik (wie z.B. den Umrichtern der Photovoltaikanlagen oder Batteriespeicher) optimiert. Das aufgebaute System ermöglicht Datenraten von bis zu 1Mbit/s. Mittels VPN können die im lokalen Datennetzwerk in Unterfarnbach erhobenen Messdaten auch von den Verbundpartnern abgeholt und dann weiterverwendet werden.

Die Leittechnik (SCADA) wurde so weiterentwickelt, dass die Messwerte aus dem Feldtest (erhoben von Netzanalysatoren an Kabelverteilern und den aktiv regelbaren Betriebsmitteln) und Sollwertvorgaben an die regelbaren Betriebsmittel über einen zentralen Datenknoten erfolgt. Das hierfür notwendige Kommunikationsprotokoll (Modbus TCP als Client / Server) wurde neu entwickelt und implementiert.

I.3.1.2 Normative Rahmenbedingungen

Für alle theoretischen Überlegungen und praktischen Umsetzungen zur Verbesserung der Netzqualität in der Niederspannung sind im Zuge des Forschungsvorhabens „Verteilnetz 2020“ die Vorgaben folgender Normen und Anwendungsrichtlinien berücksichtigt worden.

DIN EN 50160

Die Europäische Norm spezifiziert wesentliche Merkmale der Versorgungsspannung in öffentlichen Nieder- und Mittelspannungs-Elektrizitätsversorgungsnetze. In der Norm werden Grenzwerte für den normalen Netzbetrieb beschrieben. Störungen oder Netzfehler werden von der Norm nicht berücksichtigt. Im Folgenden werden die beiden für das Forschungsvorhaben relevanten Parameter *Netzspannung* sowie *Oberschwingungsspannung* näher spezifiziert. Es ist lediglich der Niederspannungsbereich relevant [8].

Vorgaben an die Netzspannung in der Niederspannung (langsame Spannungsänderungen):

Die genormte Netzennspannung U_n in der Niederspannung beträgt 230/400 V zwischen Außenleiter und Neutralleiter für Drehstromnetze mit vier Leitern. Es handelt sich hierbei um den Effektivwert der Netzspannung.

$$U_{eff} = \frac{U_{peak}}{\sqrt{2}} \quad (1)$$

Die Netzennspannung darf in der Niederspannung um $\pm 10\%$ variieren. Ober- und Untergrenzen für die Spannungswerte auf der Niederspannungsebene ergeben sich somit zu 253 V respektive 207 V. Abweichungen von der Netzennspannung entstehen zum einen durch den Spannungsfall innerhalb des Niederspannungsnetzes, verursacht durch die auftretenden Leistungsflüsse (Spannungshub: Rückspeisung; Spannungsfall: Energiebezug). Zum anderen wird die Höhe der Netzspannung auf Niederspannungsseite durch das Spannungsniveau der galvanisch mit der Niederspannung gekoppelten Mittel- und Hochspannungsebene beeinflusst

Das Prüfverfahren zur Überprüfung der Einhaltung des gültigen Spannungsbereichs legt fest, dass 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Knotenspannungen jedes Wochenintervalls eines untersuchten Niederspannungsnetzes innerhalb des Bereichs $207\text{ V} < U_n < 253\text{ V}$ liegen müssen. Außerdem wird für den Lastfall ein größeres Eintauchen der Netzspannung in den Unterspannungsbereich kleiner -10% bis -15% geduldet – alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Knotenspannungen eines untersuchten Niederspannungsnetzes müssen innerhalb des Bereichs $196\text{ V} < U_n < 253\text{ V}$ liegen.

Oberschwingungsspannungen in der Niederspannung

Hinsichtlich der Oberschwingungsspannungen müssen innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Spannungseffektivwertes jeder einzelnen Oberschwingung kleiner oder gleich den in Tabelle I-1 angegebenen Werten sein.

Tabelle I-1: Oberschwingungsspannungs-Grenzwerte in der Niederspannung

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnung h	Relative Spannung U_h %	Ordnung h	Relative Spannung U_h %	Ordnung h	Relative Spannung U_h %
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5			6 bis 24	0,5

13	3,0	15	0,5		
17	2,0	21	0,5		
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

Die Grenzwerte wurden bei der Analyse der Messwerte aus dem Feldtestgebiet Unterfarrnbach verwendet.

Anwendungsrichtlinie 4105 (VDE-AR-N 4105)

Die Anwendungsrichtlinie 4105 (Stand: Oktober 2018) beschreibt die technischen Mindestanforderungen für den Betrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.

Für das Forschungsvorhaben „Verteilnetz 2020“ und dessen Schwerpunkt: Erhöhung der Netzqualität – insbesondere der Spannungsqualität wurden folgende Empfehlungen an die Planung und den Betrieb von Niederspannungsnetzen berücksichtigt:

- Zulässige Spannungsänderungen, verursacht durch den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (Abschnitt 5.3 AR 4105)
- Statische Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung im Nennbetrieb der Anlage (Abschnitt 5.7.2.2 AR 4105)
- Blindleistungsbereitstellung außerhalb des Nennbetriebs der Anlage (Abschnitt 5.7.2.3 AR 4105)
- Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung (Abschnitt 5.7.2.4 AR 4105)

1.3.2 Kurzdarstellung Kompetenzen der Projektpartner

Durch die sorgfältige Zusammenstellung der Projektpartner konnten die für das Gelingen des Projekts erforderlichen Kompetenzfelder gut abgedeckt werden. Hierzu zählen unter anderem Entwicklung, Aufbau, Regelung und Betrieb von Photovoltaik-Wechselrichtern, Batteriespeichern sowie Stromrichtern, Netzbetrieb, dynamische Simulation und Leittechnik sowie Kommunikationstechnik.

A-Eberle GmbH & Co KG

Entwicklung und Vertrieb von Produkte. und Dienstleistungen welche dem Ziel dienen, die Versorgungssicherheit bzw. die Verfügbarkeit der Energieversorgung zu sichern und kontinuierlich zu verbessern. Dafür ist A. Eberle in folgenden Geschäftsfeldern aktiv:

- Spannungsregelung von Transformatoren
- Niederspannungsregelung
- Power Quality mit Störschreiberfunktion
- Petersenspulenregelung & Erdschlussortung

Homepage: www.a-eberle.de/de/

BMZ GmbH

Als Systemanbieter und Spezialist für intelligente Akku-Lösungen hat sich die BMZ GmbH innerhalb nur weniger Jahre zu einem führenden europäischen Batterie-Experten in Design und Konstruktion von Batteriesystemen entwickelt und so eine Spitzenposition auf dem schnell wachsenden Lithium-Ionen-Akku-Markt gesichert. BMZ wurde 1994 gegründet und war eines der ersten Unternehmen in Europa, die auf die Li-Ion Akkutechnologie gesetzt haben. Das Wachstum danach war rasant, mit über 500 Mitarbeitern in Deutschland. BMZ fertigt alle denkbaren Batterie-Konfektionierungen nach Kundenwunsch. Neben Standardanwendungen wie Elektrofahrräder, Gartengeräte, Bohrmaschinen, Akkuschauber und medizinische Geräte werden BMZ-Lösungen vermehrt in Elektrofahrzeugen und größeren stationären Energiespeichern eingesetzt.

Homepage: www.bmz-group.com

empuron GmbH

Die Empuron AG ist eine deutsche Softwarefirma, die innovative, technische Lösungen in höchster Qualität für die Erneuerbaren Energiesysteme, für Smart Grids und zur Steigerung Ihrer Energieeffizienz entwickelt. EMPURON Lösungen werden bereits von vielen Kunden im In- und Ausland geschätzt. EMPURON Mitarbeiter waren und sind für den Service in mehreren nationalen Load Dispatch Centern verantwortlich. Ebenso wurde in verschiedenen Großprojekten der Netzautomatisierung mitgewirkt: Verteilnetz- und Transportnetzautomatisierung für EDF, DB-Energie, Austrian Power Grid AG, REN, FREC, Amprion und viele andere. In puncto Servicekompetenz und mit all seiner Erfahrung ist EMPURON ein verlässlicher Partner für systemkritische IT-Infrastrukturen für Energietechnik.

Homepage: www.empuron.com

Grass Power Electronics GmbH

GPE ist Hersteller mit eigener Entwicklungskompetenz für Stromrichter mit speziellen technischen Anforderungen mit Firmensitz in Nürnberg. Neben dem leistungselektronischen Aufbau- und Schaltungstechnik stellt die Firma auch eigene Steuerungshardware- und -software für diese Stromrichter her. Anwendungsgebiete dieser Anlagen liegen einerseits in der Prüftechnik von Stromrichtersystemen (Last- oder Netznachbildungen) und neuerdings auch in der Anbindung von Speichern, Erzeugern oder auch Lasten an AC und auch DC Netze. Innovative Produkte und Verfahren sind für die Wettbewerbsfähigkeit von GPE von höchster Wichtigkeit.

Homepage: www.grass-pe.com

ids GmbH

Mit 620 Mitarbeitern und einem Umsatz von 90 Millionen Euro entwickelt und liefert die IDS Gruppe mit ihren Tochtergesellschaften IDS GmbH Görlitz, Berg und Caigos u.a. Netzleit- und Managementsysteme, Fernwirk- und Automatisierungstechnik, Stationsleit- und Netzschutztechnik, Smart Metering-Systeme, Energie-daten- und Energiekostenmanagementsysteme, Messtechnik sowie geografische Informationssysteme.

Homepage: www.ids.de

infra Fürth GmbH

Die infra Fürth GmbH ist ein regionaler Netzbetreiber mit 350 Mitarbeitern und einem Umsatz von 165 Mio. EUR. Der Leistungsumfang umfasst die Stromversorgung für ca. 68.000 Haushalte im Stadtgebiet Fürth mit einer Maximalleistung von 91 MW. Der Anteil der installierten Leistung der regenerativen Energieerzeugung beträgt 20 MW. Das für das Projekt vorgesehene Netzgebiet Unterfarnnbach mit seinem vermaschten Niederspannungsnetz und 2 Transformatorenstationen ist massiv vom Ausbau mit Photovoltaikanlagen betroffen und eignet sich daher hervorragend für die Forschungsarbeit.

Homepage: www.infra-fuerth.de

KACO new energy GmbH

KACO new energy ist weltweit einer der größten Hersteller von Wechselrichtern zur Netzeinspeisung von Solarstrom. Die Produktpalette umfasst ein lückenloses Leistungsspektrum für Anlagen vom Einfamilienhaus bis hin zu Megawatt-Solarparks. Seit 1999 hat das Neckarsulmer Unternehmen Wechselrichter mit einer kumulierten Leistung von acht Gigawatt ausgeliefert.

Homepage: www.kaco-newenergy.de

Power Plus Communications AG

Die Power Plus Communications AG (**PPC**) ist mit ca. 70 Mitarbeitern ein führender Anbieter von Smart Meter Gateways und Breitband-Powerline-Kommunikationssystemen (**BPL**) zur Datenübertragung auf dem Energienetz. PPC hat langjährige Erfahrung bei Planung und Aufbau hybrider IP-Netzwerke in Stromnetzen. Applikationsfelder liegen in den Bereichen Smart Metering, Smart Home und Smart Grid.

Homepage: www.ppc-ag.de

Technische Hochschule Nürnberg

Das Institut für Leistungselektronische Systeme (ELSYS) an der Technischen Hochschule Nürnberg hat ca. 20 Mitarbeiter. Das Institut bearbeitet im Auftrag der Industrie Projekte mit Schwerpunkten auf den Gebieten Leistungselektronik, Antriebstechnik und Embedded Systems. ELSYS hat in den letzten Jahren erfolgreich an öffentlich geförderten Projekten mitgearbeitet; u.a. neue Steuerverfahren für leistungselektronische Systeme zur Verbesserung der Spannungsqualität, elektronische Lastnachbildung, Rapid Prototyping Plattformen für Leistungsteile, Steuerungen und Software.

Homepage: www.elsys-online.de

Technische Universität München (TUM)

Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze

Die Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann ist eine anerkannte wissenschaftliche Einrichtung mit zahlreichen Veröffentlichungen auf dem Gebiet der Analyse und Planung elektrischer Netze.

Die Professur befasst sich seit Jahren mit der Modellierung komplexer Netz- und Systemstrukturen sowie dem Einsatz von neuen Technologien zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit. Ein Forschungsschwerpunkt bildet die Integration von dezentralen regenerativen Energieerzeugungsanlagen in die Verteilnetze mit den dazugehörigen Fragen der Netzbelastung, der intelligenten Nutzung der verteilten Wechselrichter und der Integration von dezentralen Speichern.

Homepage: www.een.ei.tum.de

ECPE – Cluster Leistungselektronik (assoziierter Partner ohne finanzielle Förderung)

ECPE – European Center for Power Electronics mit dem deutschsprachigen Cluster Leistungselektronik in Nürnberg sind Netzwerke von Unternehmen und Forschungseinrichtungen auf dem Gebiet der Leistungselektronik. Schwerpunkte der Aktivitäten sind sowohl die Initiierung, Konzeption und Begleitung von Forschungs-, Entwicklungs- und Anwendungsprojekten mit öffentlicher Förderung als auch die Planung und Durchführung von Fachveranstaltungen zum Technologietransfer.

Homepage: www.clusterLE.de

I.5 Planung und Ablauf des Vorhabens

Im Projekt „Verteilnetz 2020“ werden Theorie (Kombination zahlreicher bereits erforschter Spannungshaltungskonzepte für die Verteilnetzebene zu einer neuen Regelhierarchie) sowie die Praxis (Untersuchung der dafür notwendigen neuartigen Betriebsmittel in Labor und Feldtest) miteinander verbunden. Bei der Projektdurchführung wurde besonderes Augenmerk auf die größtmögliche Rückkopplung der drei Säulen des Projekts (Simulationen, Labortests, Feldtests) gelegt.

Die Simulationen sowie theoretischen Überlegungen stehen am Anfang des Forschungsvorhabens. Es wurde ein hierarchisches Regelkonzept erarbeitet und simulativ untersucht, welches sowohl dezentrale als auch zentrale Regelansätze vereint.

Zur Überprüfung der für die Simulation getroffenen Annahmen (Latenzen in der Kommunikation, Schnelligkeit der Ausregelung von Sollwertvorgaben, Robustheit der Kommunikation bei Ausfällen) wurde ein eigenes Niederspannungslabor, bestehend aus einer Netznachbildung (mithilfe konzentrierten Elementen) sowie Photovoltaik-Wechselrichtern und einer regelbaren AC-Quelle (zur Nachbildung des Längsreglers) aufgebaut. Erkenntnisse aus dem Labor können jederzeit in der Simulation berücksichtigt werden.

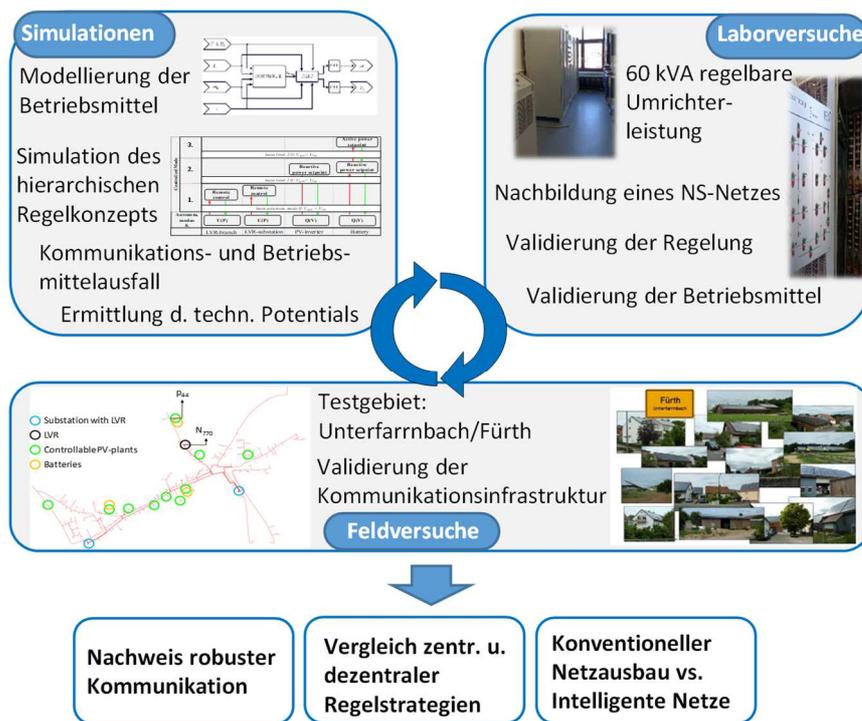


Abbildung I-3: Darstellung der verschiedenen Arbeitspakete

Gleiches gilt für die Feldtests. Hier liegt die Besonderheit darin, Messdaten und Regelparameter von insgesamt mehr als 20 kommunikativ angeschlossenen Netzbetriebsmitteln (PV-Wechselrichter, Netzanalysatoren, Längsregler, Batteriespeicher) in hoher Auflösung (aktuell im Sekundentakt) zu erfassen und im Controller zu verarbeiten. Die hier gewonnenen Erkenntnisse werden ebenfalls sowohl im Labor als auch in den Simulationen berücksichtigt.

I.6 Wissenschaftlich-technischer Stand

I.6.1 Spannungsgrenzwerte und Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlagen

Die in Kapitel I.3.1.2 genannte Norm DIN EN 50160 sowie die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 bestimmen die für das Forschungsprojekt gültigen Grenzwerte der Netzspannung, Oberschwingungen sowie Möglichkeiten der Einflussnahme auf die Netzqualität, insbesondere der Spannungsqualität. Im Folgenden werden die aus den Normen abgeleiteten und im Forschungsvorhaben angewendeten Spannungsgrenzwerte sowie Vorgaben an die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlagen beschrieben.

Einzuhaltende Spannungsgrenzen

Grundsätzlich gilt es, die in der DIN EN 50160 angegebene Nennspannung von $\pm 10\%$ von 230 V für 95 % aller 10-Minuten-Mittelwerte jedes untersuchten Zeitintervalls einzuhalten. Die in der Norm offen gelassene Abweichung auf -15% der Nennspannung wurde im Forschungsvorhaben nicht verwendet.

Abweichungen von der Nennspannung entstehen sowohl durch Leistungsflüsse innerhalb der Niederspannungsebene als auch durch schwankende Spannungsniveaus in den höheren Spannungsebenen. Der für den Niederspannungs-Netzknoten angegebene Korridor der Netzspannung von $\pm 10\%$ von 230 V kann also nicht bedeuten, dass z.B. durch Rückspeisung in der Niederspannung die vollen zehn Prozent Spannungshub bereits ausgeschöpft werden können. Denn ist das Spannungsniveau auf der Mittelspannungsebene bereits ebenfalls durch erhöhte Rückspeisung angehoben, führt die Summe beider Spannungshübe aus Nieder- und Mittelspannung zu einer Verletzung des tolerierten Spannungsbandes am NS-Netzverknüpfungspunkt.

Basierend auf diesen Überlegungen sollte eine Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes vorgenommen werden. Diese ist nicht per Norm festgeschrieben. Jeder Netzbetreiber kann eine für seine Netzbetriebsphilosophie geeignete Aufteilung vornehmen. Die Annahmen zur Aufteilung des Spannungsbandes in „Verteilnetz 2020“ orientieren sich an folgenden Überlegungen:

- wird die starre Kopplung zwischen Niederspannungs- und Mittelspannungsebene durch einen regelbaren Ortsnetztransformator (oder Längsregler, welcher, direkt an der ONS verbaut, als rONT wirkt) aufgehoben, kann grundsätzlich das gesamte Spannungsband von $\pm 10\%$ für die Niederspannungsebene genutzt werden, sofern das regelnde Betriebsmittel (rONT oder Längsregler) ihre Ausgangsseite stets mindestens auf 1,0 pu halten kann
- sind Nieder- und Mittelspannung starr über einen konventionellen Transformator gekoppelt, orientiert sich die Spannungsbandaufteilung an den Vorschlägen nach Pardatscher, der eine Spannungsbandanhebung in der Niederspannung von 4 % vorsieht (Annahme: Slack-Knoten der Mittelspannung ist konstant auf 1,0 pu eingestellt) [9].

Ausgehend von diesen Annahmen wurde für die Untersuchungen (Simulation sowie Laborversuche) ein Grenzwert für die Netzknotenspannung an den untersuchten Niederspannungsnetzen von 1,04 pu festgelegt.

Blindleistungsbereitstellung

Das Forschungsvorhaben „Verteilnetz 2020“ konzentriert sich auf die Begrenzung langsamer Spannungsänderungen innerhalb eines Korridors von 0,95 bis 1,04 pu.

Hierfür sind in der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 unter anderem Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlagen vorgesehen.

Für den Einsatz von Blindleistung wird im Forschungsvorhaben grundsätzlich der in der AR 4105 vorgeschlagene $\cos\varphi = 0,9$ für Anlagen mit einer Generator-Gesamtscheinleistung $\sum S_{Emax} > 4,6$ kVA verwendet.

Im Nennbetrieb wird von der AR 4105 ein Arbeitsbereich hinsichtlich der induktiven und kapazitiven Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit von der Generatorklemmenspannung vorgegeben.

Gemäß Abbildung I-4 ist im Quadranten II. (Spannungsüberhöhung im Netz, z.B. aufgrund Rückspeisung) über den gesamten Spannungsbereich von 1,00 bis 1,10 pu ein $\cos\varphi$ von 0,9 einzuhalten.

Die Blindleistungseinspeisung hat induktiv (die Anlage verhält sich wie eine Induktivität am Netz) und somit spannungssenkend zu erfolgen.

Quadrant I. hingegen beschreibt die kapazitive Blindleistungsbereitstellung bei erhöhter Netzspannung – der Generator verhält sich wie eine Kapazität am Netz. Da sich bei Einspeisung von kapazitiver Blindleistung die Spannung zusätzlich erhöhen würde, muss der Leistungsfaktor lediglich bis zu einer Klemmspannung von 1,05 pu den Wert 0,9 einhalten; danach sinkt dieser Wert auf 1 ab.

Quadrant III. und IV. beschreiben den geforderten Leistungsfaktor bei Unterspannung. In diesem Spannungsbereich (0,90 bis 1,00 pu) verhält es sich umgekehrt – zur Spannungsstützung muss über den gesamten Unterspannungsbereich kapazitive Blindleistung mit einem $\cos\varphi$ von 0,9 bereitgestellt werden können (Quadrant IV.) während der Leistungsfaktor für die Bereitstellung induktiver Blindleistung ab einer Unterspannung von 0,95 pu absinkt.

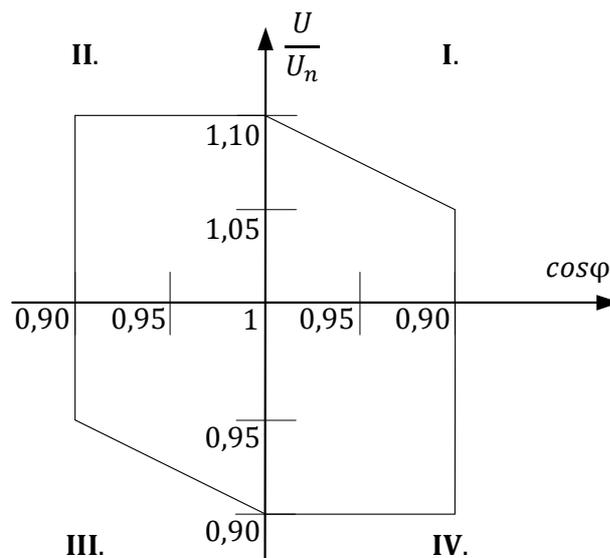


Abbildung I-4: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungseinheit bei Nennleistung

Diese Vorgabe findet sich auch in der Standard-Kennlinie des Q(U)-Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung wieder (vgl. I.3.1.2).

Falls jederzeit die volle Wirkleistung eingespeist werden soll, bedeutet dies für die Auslegung von Photovoltaik-Wechselrichtern, bei einer gegebenen Nenn-Wirkleistung P_n , eine Überdimensionierung des Generators ($S_n = \frac{P_n}{0,9}$).

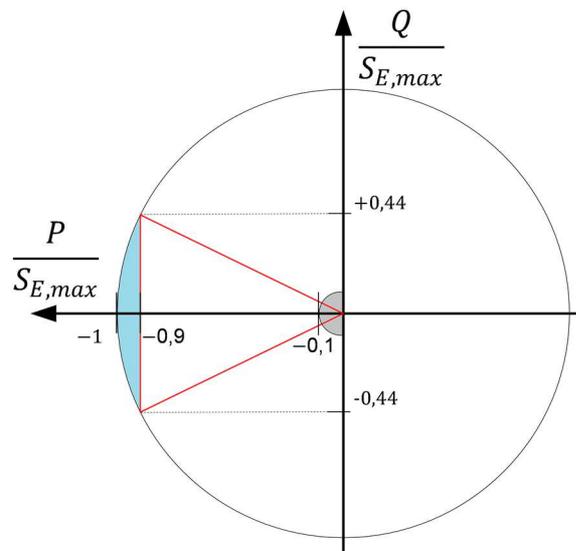


Abbildung I-5: Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungseinheit bei $P_{\text{mom}} \neq P_n$

Nach Abbildung I-5 ergibt sich die geforderte Blindleistung in absoluten Werten auch bei von der Nennleistung abweichenden Momentanleistung der Erzeugungsanlage.

Das auf der Abszisse aufgetragene Verhältnis:

$$\frac{P_{\text{mom}}}{S_{E,\text{max}}} = -0,9 \quad (2)$$

ist bei Nenn-Wirkleistung erneut der $\cos\varphi = 0,9$ (negativ da Rückspeisung im Erzeugerzählpeilsystem negativ gezählt wird).

Sinkt die eingespeiste Wirkleistung der Anlage ab, so ist die Leistungselektronik des PV-Wechselrichters grundsätzlich in der Lage, jeden Punkt auf dem Kreis aus Abbildung I-5 anzufahren. Dies hätte, im Falle gesunkener Wirkleistung, einen Verschiebungsfaktor $< 0,9$ zur Folge, was nicht gefordert ist. Daher wird, bei einer Momentanleistung $P_{\text{mom}} < P_n$, auch der absolute Wert der eingespeisten Blindleistung reduziert – es ergibt sich der rot markierte Arbeitsbereich für den PV-Umrichter.

Der rot markierte Bereich findet insbesondere Anwendung für das Blindleistungsregelverfahren $\cos\varphi_{\text{fix}}$. Bei diesem Regelverfahren sind Leistungsfaktoren größer 0,9 in keinem der möglichen Arbeitspunkte gestattet.

Ist im Umrichter das Blindleistungsregelverfahren $Q(U)$ aktiviert, so muss nicht dauerhaft ein $\cos\varphi = 0,9$ eingehalten werden.

Im Folgenden sei folgender Umrichter angenommen: $P_{\text{PV,peak}} = S_{E,\text{max}}$:

In diesem Regelverfahren wird Blindleistung ausschließlich in Abhängigkeit von der Generatorklemmenspannung eingespeist. Ist diese beispielsweise im Bereich nahe 1,0 pu, so kann der Umrichter die volle Nenn-Wirkleistung einspeisen, was bei $P_{\text{PV,Peak}} = S_{E,\text{max}}$ einen Leistungsfaktor von 1 zur Folge hätte.

Ist die Generatorklemmenspannung erhöht, z.B. 1,04 pu, muss gemäß der $Q(U)$ -Standardkennlinie Blindleistung bereitgestellt werden (vgl. Abbildung I-7). Da der Umrichter nicht überdimensioniert ist, wird in diesem Falle die Blindleistungseinspeisung erhöht und die eingespeiste Wirkleistung der Anlage so lange reduziert, bis der geforderte Blindleistungswert erreicht ist. Dargestellt ist dies im blau markierten Bereich in Abbildung I-5 („freier Arbeitsbereich“). Bei sinkender Wirkleistung gilt auch für dieses Regelverfahren eine geforderte Mindestbereitstellung von Blindleistung gemäß dem rot markierten Arbeitsbereich.

Ist die aktuelle Wirkleistung im Verhältnis zur Generator-Scheinleistung $< 0,2$, so fordert die AR 4105 keine exakte Einhaltung der Blindleistungswerte.

I.6.2 Lokale Spannungshaltung in Verteilnetzen

Die von der VDE-AR-N 4105 vorgeschlagenen und bereits im heutigen realen Netzbetrieb angewandten Spannungsregelverfahren lassen sich in zwei Verfahren einteilen:

- Spannungshaltung mithilfe von Betriebsmitteln, welche das Spannungsniveau eines Niederspannungsnetzes als Ganzes beeinflussen können (regelbare Ortsnetztransformatoren und / oder Längsregler)
- Spannungshaltung sowie mithilfe des Einsatzes von Blindleistung

Regelbare Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) sind die ersten Betriebsmittel eines zukünftigen Smart-Grids auf Verteilnetzebene, die zur Serienreife gelangt sind und als etablierte Technik am Markt verfügbar sind. So werden sie bereits in zahlreichen Pilotprojekten [10] und im realen Netzbetrieb [11], [12] eingesetzt.

Ein rONT dient zur Anpassung der Speisespannung von Niederspannungsnetzen – je nach aktueller Netzsituation (Last- oder Rückspeisefall). Er besteht aus einer Steuereinheit, einem Stellglied sowie einem Transformatoraktivteil. Durch eine Änderung des Übersetzungsverhältnisses (unterschiedliche Wicklungsanzapfungen) lässt sich bei statischer Primärseite (Mittelspannung) die Sekundärseite (Niederspannung) auch unter Last und damit im laufenden Betrieb kontinuierlich anpassen. Die Steuereinheit des Gerätes übernimmt hierbei die Funktion der Spannungsmessung sowie die Auslösung von Schalthandlungen. Man unterscheidet ferner zwischen einer lokalen (Spannungsmessung an der Niederspannungs-Sammelschiene der Ortsnetzstation) und einer abgesetzten Spannungsmessung (externer, ggfs. kritischer Netzknoten).

Die Spannungsregelung erfolgt entweder auf einen festen Spannungswert der Niederspannungssammelschiene oder eine kennlinienbasierte Regelung auf einen lastflussabhängigen Sollwert (strom-/ leistungs-basierte Regelung). Die Konsequenz eines Einsatzes des rONT sind:

- Entkoppelung der Mittel- und Niederspannungsebene
- Spannungsanhebungen aus der Mittelspannung werden nicht mehr an die Niederspannung durchgeleitet
- das volle Spannungsband von $\pm 10\%$ von U_n kann nun ausgenutzt werden

Im Folgenden sei eine beispielhafte lastabhängige Regelkennlinie für eine rONT erläutert.

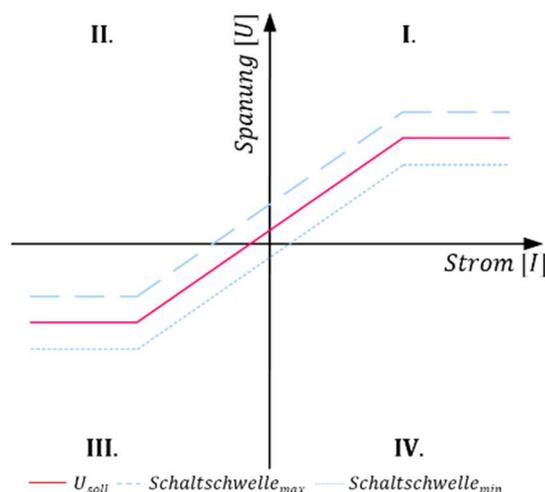


Abbildung I-6: Lastabhängige Regelkennlinie eines Längsreglers

Typischerweise hat ein rONT acht Stufen mit einer Stufenbreite von je $2,5\%$ von U_n . Diese können entweder symmetrisch ($\pm 2,5\%$) oder auch unsymmetrisch ($+2 \times 2,5\%$; $-4 \times 2,5\%$) um die Grundposition des Transformators angeordnet werden. Abbildung I-6 beschreibt den Verlauf der Sollspannung U_{soll} in Rot. Quadrant I.

und IV. bedeutet Energiebezug (positiver Strombetrag im Verbraucherzählpeilsystem); Quadrant II. und III. bedeutet Rückspeisung.

Bei steigender Rückspeisung wandert die am Regler einzustellende Sollspannung auf der Kennlinie unterhalb 1,0 pu (Quadrant III.). Da die Spannung an den Netzknoten durch die Rückspeisung erhöht ist, wirkt die abgesenkte Speisespannung diesem Spannungsanstieg entgegen.

Um ein Schwingen um den Sollwert sowie unnötige Schaltspiele zu vermeiden, ist um die Sollwert-Kennlinie ein Regelband gelegt, welches von der oberen und unteren Schaltschwelle begrenzt wird. Als typischer Wert für die Regelbandbreite kann der Wert der 1.6-fache Stufenspannung verwendet werden. [13]

Im Forschungsvorhaben „Verteilnetz 2020“ werden multifunktionale Längsregler entwickelt, deren Ausgangsspannung (Amplitude und Phasenlage) mittels Leistungselektronik geregelt werden kann. Die grundsätzlich stufenlos einstellbare Sekundärspannung wird analog zu den Empfehlungen an die Einstellung eines rONT vorgenommen (fixer Sollwert, lastabhängige Kennlinie)

Blindleistungs-Spannungskennlinienverfahren (Q(U):

Der Einsatz einer Blindleistungs-Spannungskennlinie ist mittlerweile sowohl in der Forschung als auch in den Anwendungsregeln (siehe: AR 4105) eine anerkannte Möglichkeit der Spannungshaltung in der Niederspannung. Im Forschungsvorhaben „Verteilnetz 2020“ wurde daher, insofern lokale Spannungsregelmechanismen untersucht wurden, ebenfalls auf diese Methode zurückgegriffen.

Im Vergleich zur Verwendung eines festen Verschiebungsfaktors $\cos\phi = 0,95/0,9$, bei dem in jedem Betriebspunkt der Anlage Blindleistung entsprechend des eingestellten $\cos\phi$ eingestellt wird, bietet das Kennlinienverfahren den Vorteil eines bedarfsgerechten Einsatzes der Blindleistung. Unnötige Leistungsflüsse können dadurch vermieden werden - einhergehend mit einer Reduzierung der Netzverluste bzw. etwaig notwendig werdender Kompensationsanlagen an den Übergabestellen zur Hochspannungsebene.

Abbildung I-7 zeigt die in der VDE-AR-N 4105 vorgeschlagene Standardkennlinie. Die aktuelle Netzspannung, gemessen an den Generatoranschlussklemmen, ist in pu (im Verhältnis zur Nennspannung) angegeben. Die Blindleistung ist in Prozent angegeben. +100 % entspricht der Bereitstellung von induktiver Blindleistung (Generator verhält sich wie eine Induktivität am Netz und somit spannungssenkend) und umgekehrt.

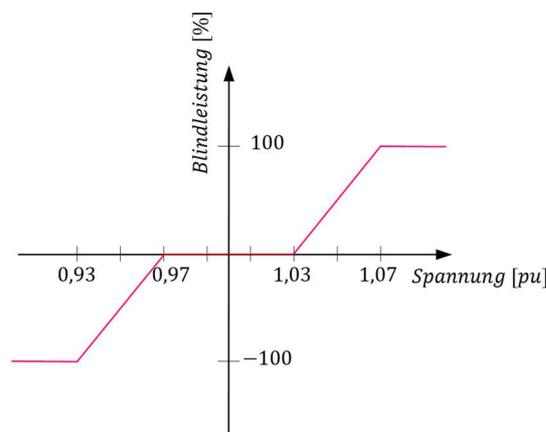


Abbildung I-7: Standardkennlinie Q(U)

Die Prozentangabe der Blindleistung bezieht sich ferner auf die nach AR 4105 maximal vom Wechselrichter bereitzustellende Blindleistung. Bei Anlagen mit einer Summenscheinleistung $S_{E,max} > 4,6$ kVA beschreibt die Prozentangabe:

$$Q_{max,AR\ 4105} = \sqrt{S_{nenn,\cos\phi=0,90}^2 - P_{DC,peak}^2} \hat{=} 100\ \% \quad (3)$$

I.6.3 Neuartige Ansätze bei Strom- und Wechselrichtertechnik

In der Leistungselektronik werden neue Bauelemente aus SiC und GaN in ersten Mustern oder kleinen Serien von den Herstellern angeboten. Diese Bauelemente haben das Potenzial, die Baugrößen und die Effizienz leistungselektronischer Anlagen erheblich zu verbessern. Insbesondere durch die deutlich schnelleren Schaltvorgänge dieser Halbleiter können höhere Schaltfrequenzen und damit auch qualitativ höhere Ausgangssignale erzeugt werden. Dies kann in den Anwendungen genutzt werden, um höhere Dynamik im zeitlichen Verlauf zu erreichen, um beispielsweise Störsignale in den Netzen schnell und exakt zu kompensieren. Aufgrund der noch extrem hohen Preise und der noch nicht geklärten Zuverlässigkeit ist ein industrieller Einsatz jedoch nur in speziellen Anwendungsfällen sinnvoll und möglich. Leistungshalbleiter aus Silizium sind deshalb nach wie vor marktbestimmend und werden in hohen Stückzahlen produziert und eingesetzt.

Insbesondere in der Forschung werden derzeit die neuen Halbleiterbauelemente intensiv untersucht.

Neue Schaltungstopologien erlauben eine hohe Flexibilität in den Anwendungen und bewirken, je nach Auslegung Vorteile bei der Dynamik, Qualität, Zuverlässigkeit und den Kosten. Beispielsweise können Stromrichter mit Multilevel- oder Interleaved Schaltmustern diese Vorteile erreichen.

Zur Steuerung und Regelung solcher Anlagen werden jedoch umfangreichere Algorithmen benötigt, die aufgrund der höheren Taktfrequenz der Stromrichter in kürzerer Zeit berechnet werden müssen.

Der technologische Fortschritt bei den Signal- und Mikroprozessoren kann genutzt werden, um mit den steigenden Anforderungen Schritt zu halten.

Damit kann ein immer höherer Funktionsumfang der Stromrichter in der Software realisiert und angeboten werden. Durch integrierte Datenkommunikation werden die Module vernetzbar und können somit zu größeren Systemen aggregiert werden.

I.6.4 Kommunikations- und Leittechnik

Zum Zeitpunkt der Antragstellung waren auf dem Markt eine Vielzahl unterschiedlicher Kommunikationstechnologien verfügbar. Ernst & Young hatte in der aktuellen Kostennutzenanalyse diese unterschiedlichen Technologien auf ihre Verwendung in den Bereichen Smart Metering und Netzdienlichkeit in zukünftigen Stromnetzen untersucht. Dabei konnte anhand des Kommunikationsmediums eine Differenzierung in drei Bereich dargestellt werden:

Drahtgebundene Übertragung: DSL, Glasfaser und Kabelnetze

Hier wird ersichtlich, dass diese Technologien die Anforderungen an die Datenübertragung zukünftiger Stromnetze erfüllen, jedoch die Verfügbarkeit der Kommunikationsinfrastruktur an relevanten Stellen im Stromnetz (Ortsnetzstation) nicht gewährleistet ist.

Drahtlose Übertragungswege:

In diesem Bereich sind eine Reihe unterschiedlicher Kommunikationstechnologien angesiedelt. Hier bieten beispielsweise UMTS oder LTE ausreichend Echtzeitfähigkeit, allerdings ist auf die schwierige Empfangssituation (Verfügbarkeit) an den Installationsorten einiger im Projektvorhaben eingeplanter Betriebsmittel (z.B. Kellerräumen) hinzuweisen.

Datenübertragung auf dem Stromkabel:

Powerline Systeme übertragen Daten direkt auf dem Stromnetz, sodass Kommunikationsanbindung an allen Punkten im Stromnetz grundsätzlich möglich ist. Hierbei wird in Schmalband Powerline (PLC) und Breitband-Powerline (BPL) unterschieden. Dabei hat sich im Vorgängerprojekt NetzQ gezeigt, dass die schmalbandigen

Powerline Lösungen die Kommunikationsanforderungen zukünftiger Smart Meter bzw. Smart Grid Anwendungen (z.B. TCP/IP-Fähigkeit bzw. Echtzeitfähigkeit) nicht bzw. nur sehr eingeschränkt erfüllen (siehe auch Abbildung Ernest & Young).

Für die Breitband-Powerline-Kommunikationstechnologie konnte aufgrund der deutlich besseren Verfügbarkeit und Echtzeitfähigkeit die grundsätzliche Eignung für Netzdienlichkeit gezeigt werden. Aufgrund der Verfügbarkeit im Stromnetz und der Echtzeitfähigkeit soll im Projektvorhaben die BPL-Technologie zum Einsatz kommen.

		Allgemeine technische Realisierbarkeit				Spezielle Anforderungen gemäß BSI Schutzprofil			
Technologie		Erstverfügbarkeit am Zählerschrank	Betriebliche bzw. laufende Verfügbarkeit	Hausanschlussfähigkeit	Zukunftsfähigkeit [10-15 Jahre]	TLS und TCP/IP-Fähigkeit	Bidirektionale Kommunikation	Echtzeitfähigkeit	Fernwartung inkl. Remote Updatefähigkeit für Firmware
Drehstrombündelne Übertragung	DSL	●	●	●	●	✓	✓	✓	✓
	Glasfaser	○	●	●	●	□✓	✓	✓	✓
	Kabelmodem	●	●	●	●	□✓	[✓]	✓	✓
	Schmalband Powerline (PLC)	●	●	●	●	□[✓]	✓	[✓]	✓
Datenübertragung über Stromkabel	Breitband Powerline (BPL)	●	●	●	●	□✓	✓	✓	✓
	GPFS	●	●	●	●	□✓	✓	✓	[✓]
Drahtlose Übertragung	UMTS/ HSDPA	●	●	●	●	□✓	✓	✓	✓
	LTE	●	●	●	●	□✓	✓	✓	✓
	CDMA	●	●	●	●	✓	✓	✓	✓
	Satellit	○	●	●	●	✓	[✓]	[✓]	✓
	RF-Mesh	○	●	●	●	✓	✓	✓	✓

Quelle: Ernst & Young

● Sehr Gut ● Gut ● Mittel ● Schlecht ○ Sehr Schlecht

✓ erfüllt M unter bestimmten Bedingungen erfüllt

Abbildung I-8: Bewertung der verschiedenen Kommunikationstechnologien für die Fernkommunikation [14]

Im Projektvorhaben sollten unterschiedliche Ansätze zur Erfüllung der voranstehend genannten Herausforderungen in einem Gesamtsystem integriert werden. Dabei spielt die kommunikative Vernetzung der unterschiedlichen Anwendungen eine zentrale Rolle.

Zum Aufbau eines Gesamtsystems, welches den vorangehend beschriebenen Herausforderungen zukünftiger Stromnetze begegnet, kommt die Breitband-Powerline-Kommunikationstechnologie zum Einsatz. Breitband-Powerline ermöglicht die Datenübertragung direkt auf dem Stromnetz und ist damit die prädestinierte Lösung zur Vernetzung dezentraler Erzeuger, Spannungsregler sowie Speicher in den intelligenten Netzen.

Die Eignung der Breitband-Powerline-Kommunikationstechnologie (BPL) als Kommunikationsinfrastruktur wurde in vorherigen Projekten und Anwendungen bewiesen, allerdings um für den Netzbetrieb auch zukünftig sicherzustellen und noch weiter zu verbessern. Konkret lassen sich mehrere Unterziele ableiten:

Erhöhung der Störfestigkeit der BPL-Technologie gegen Netzstörungen durch Leistungselektronik:

In zunehmendem Umfang werden Erzeugungsanlagen und Stromverbraucher (Informationstechnik, Hausgeräte, elektrische Maschinen, Beleuchtungsanlagen (LED, CFL), Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge) durch leistungselektronische Betriebsmittel („Schaltnetzteile“) an das Netz angeschlossen. Nach Schätzungen werden bis 2050 80 % der elektrischen Maschinen und 80 % der Einspeiser über Leistungselektronik an das Netz angebunden.

Bei leistungselektronischen Systemen wird der Strom- oder Leistungsfluss grundsätzlich durch hochfrequente Schaltvorgänge realisiert, wobei die Tendenz klar in Richtung immer höherer Schaltfrequenzen geht. Hierdurch

kann die Funktion der Breitband-Powerline-Kommunikationstechnologie in erheblichem Umfang beeinträchtigt werden, sodass die Notwendigkeit zur Erhöhung der Störfestigkeit in diesem leistungselektronisch geprägten Umfeld besteht.

Erhöhung der Reichweite bzw. Robustheit der BPL-Signalübertragung:

Gleichzeitig gewinnt die Weiterentwicklung der BPL-Technologie zu mehr Reichweite und Robustheit, mit dem Trend der kommunikativen Anbindung abgelegener Betriebsmittel in ländlich geprägten Netzen, stark an Bedeutung.

Optimierung der dynamischen Anbindung aller Arten von Betriebsmitteln zur Bewältigung von Veränderungen in der IP-Infrastruktur:

Eine weitere Herausforderung für die Kommunikationsinfrastruktur ist die (automatische) Bewältigung von Veränderungen im Netz, sodass der beliebige Umbau von Betriebsmitteln, unabhängig von ihrem IP-Kommunikationsverhalten (z.B. Verbindungsaufbau vom Betriebsmittel aus, Verbindungsaufbau von der Leitstelle, regelmäßige Meldung im Netz, etc.), an allen Punkten der Kommunikationsinfrastruktur möglich wird.

Kommunikative Anbindung neuer Echtzeitapplikationen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze:

Die im Projektvorhaben entwickelten Betriebsmittel zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze werden kommunikativ über die BPL-Technologie mit der Leitstelle vernetzt. Dabei sollen die neuen Anforderungen der entwickelten Echtzeitregelkonzepte erfüllt werden. Die BPL-Technologie soll die Daten über das Nieder- und Mittelspannungsnetz übertragen.

II. Eingehende Darstellung

II.1 Systemkonzept: Übergeordnete Spannungsregelung im Niederspannungsnetz

II.1.1 Vorüberlegung

Im Kontext der in Kapitel I beschriebenen normativen und technischen Vorgaben zum Betrieb von Niederspannungsnetzen und den voraussichtlich weiterhin steigenden Zubau-Raten erneuerbarer Erzeugungsanlagen standen zu Beginn des Forschungsvorhabens folgende Überlegungen im Raum:

- Wie kann konventioneller Netzausbau vermieden werden bei gleichzeitiger Einhaltung der normativen Grenzen (z.B. Spannungsgrenzen) und physikalischen Grenzen (z.B. thermische Grenzen der Leitungen) vermieden werden
- Inwiefern sind die dafür notwendigen Betriebsmittel bereits in den Netzen installiert und derzeit lediglich nicht vollumfänglich hinsichtlich ihres Leistungs- und Funktionalitätspotentials nutzbar
- Welche Maßnahmen müssten getroffen werden, um diese Betriebsmittel voll nutzbar zu machen
- Welche zusätzlichen Betriebsmittel, die bereits Stand der Technik sind, stellen eine weitere Alternative dar
- Wie kann eine intelligente Kombination der Vorteile von zentralen und lokalen Blindleistungsregelverfahren aussehen
- Wie kann die Niederspannungsebene sinnvoll an eine Kommunikationsinfrastruktur angebunden werden
- Wie wird die Robustheit gegen Kommunikationsausfälle in einer übergeordneten Regelung, die auf einer kommunikativen Vernetzung der Betriebsmittel beruht, sichergestellt
- Welche wirtschaftlichen Anreize müssten für Netzbetreiber oder Anlagenbetreiber gesetzt werden, um ein derartiges smartes Verteilnetz umsetzen zu können

Bereits vorhandene Betriebsmittel mit ungenutztem Potential

Zur Bereitstellung von Blindleistung sind die über Leistungselektronik an das Nieder-/ Verteilnetz angeschlossenen PV-Anlagen bestens geeignet. Aktuell müssen diese lediglich einen $\cos\varphi = 0,9_{\text{ind./kap.}}$ im Nennbetrieb erfüllen. Für abweichende Leistungsbereiche wäre rein technisch auch ein weit höheres Maß an Blindleistungsbereitstellung möglich.

$$Q_{\max,AR\ 4105} = \sqrt{S_{\text{nenn},\cos\varphi=0,90}^2 - P_{DC,\text{peak}}^2} \hat{=} \cos\varphi_{\max} = 0,9 \quad (4)$$

$$Q_{\text{aktuell},P_{DC} < P_{DC,\text{peak}}} = \sqrt{S_{\text{nenn}}^2 - P_{DC,\text{aktuell}}^2} \hat{=} \cos\varphi_{\max} \ll 0,9 \quad (5)$$

Moderne Umrichter können einen Verschiebefaktor von 0,1 erreichen, ein Verschiebefaktor von 0,3 ist auch für ältere Geräte technisch möglich¹. Je nach Auslegungsphilosophie des Anlagenplaners sind diese unterdimensioniert ($\frac{P_{AC,\cos\varphi=1;0,95;0,9}}{P_{PV,\text{peak}}} < 1$) [15] oder überdimensioniert ausgelegt ($\frac{P_{AC,\cos\varphi=1;0,95;0,9}}{P_{PV,\text{peak}}} > 1$) [16].

Eine leichte Unterdimensionierung der Umrichter-Leistung hängt unter anderem auch mit der Überlegung zusammen, dass PV-Anlagen aufgrund der Temperaturabhängigkeit und Ausrichtung der Module nur an sehr

¹ Ermittelt aus Labormessungen im Netzintegrationslabor der TUM bei verschiedenen Wechselrichtermodellen

wenigen Stunden im Jahr die DC-Peak-Leistung (Nennleistung) der Module erzeugen. An einem sonnigen Tag können Spitzenleistungen von nur noch 80 % der installierten Nennleistung auftreten [9]. Somit ergeben sich bereits für Bestandsanlagen Leistungsreserven, welche zur zusätzlichen Bereitstellung von Blindleistung über den von der AR 4105 geforderten Verschiebungsfaktor hinaus genutzt werden können.

Neu zugebaute Betriebsmittel in der Niederspannung

Für neu anzuschließende PV-Anlagen wäre es grundsätzlich denkbar, dass der Netzbetreiber von den Vorgaben der AR 4105 abweicht, und den bereitzustellenden Blindleistungsbereich vergrößert.

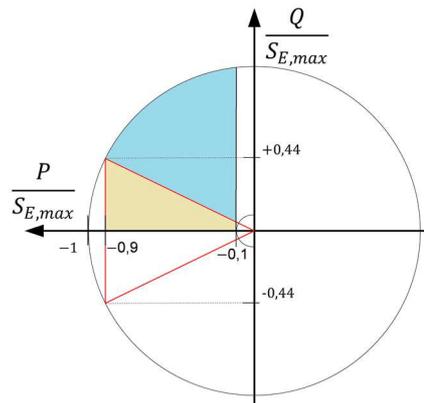


Abbildung II-1: Modifiziertes P/Q-Diagramm für Erzeugungsanlagen (angelehnt an AR 4105 [6])

Abbildung II-1 zeigt exemplarisch den nach geltenden Normen bereits geforderten Betriebsbereich für PV-Anlagen (gelb markiert) und den erweiterten Betriebsbereich (blau markiert).

Wird der Umrichter stets bis an seine Scheinleistungsgrenze ausgefahren, so kann vom Umrichter deutlich mehr Blindleistung bereitgestellt werden als nach AR 4105 gefordert (abzulesen auf der Ordinate).

Wirksamkeit von lokaler und zentraler Blindleistungsregelung

Das Herzstück eines zentralen Regelansatzes umfasst einen Netz-Controller, an den alle aktiv regelbaren Betriebsmittel kommunikativ angebunden sind und der damit von all diesen Anlagen und Netzknoten verfügbaren Informationen (Spannungen, Leistungen, Ströme) bewerten kann. Nach einer Definition des Umweltbundesamtes handelt es sich bei einem derartigen Ansatz, also dem Transport von Energie und Daten gleichermaßen, um ein Smart Grid [17]. Es entsteht somit ein genaueres Bild des zu regelnden Netzes und Regeleingriffe können gezielt und intelligent durchgeführt werden [18].

Abbildung II-2 vergleicht qualitativ die Wirksamkeit von zentraler und lokaler Blindleistungsregelung. Im oberen Teil von Abbildung II-2 regeln alle vier PV-Anlagen, die an den Netzstrahl angeschlossen sind, gemäß der voreingestellten Q(U)-Kennlinie (vgl. I.6.2). Man erkennt an PV₄ eine überhöhte Netzspannung mit 1,11 pu – der Wechselrichter speist 100 % seiner möglichen Blindleistung ein. PV₃ hat eine Generatorklemmspannung von 1,05 pu und speist knapp unter 50 % ihrer möglichen Blindleistung ein. PV₂ liegt mit 1,03 pu gerade an der Schwelle, an der die Q(U)-Kennlinie einen Blindleistungs-Sollwert an den PV-Wechselrichter vorgibt, daher wird an Netzknoten 2 noch sehr wenig Blindleistung eingespeist. Die Generatorklemmspannung von PV₁ liegt im Totband der Q(U)-Kennlinie, weshalb hier keine Blindleistung eingespeist wird

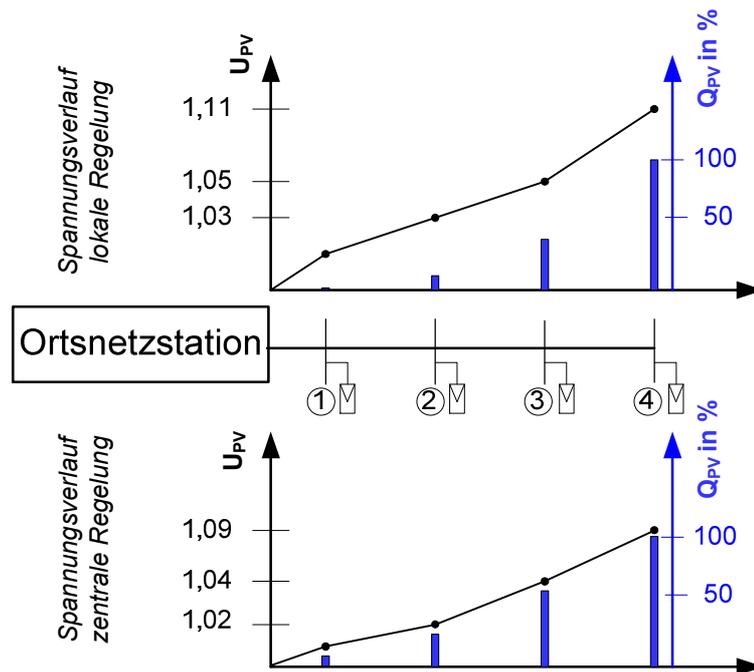


Abbildung II-2: Wirksamkeit von lokaler und zentraler Spannungsregelung mittels Blindleistung

Im unteren Teil von Abbildung II-2 werden alle vier PV-Anlagen, die an den Netzstrahl angeschlossen sind, von einem zentralen Controller geregelt. Diesem Controller stehen Informationen über die jeweiligen Generatorklemmspannungen sowie aktuell eingespeisten Wirk- und Blindleistungen der kommunikativ angebundnen PV-Anlagen zur Verfügung.

Der Controller detektiert die Spannungsverletzung von PV₄ (Grenzwert: 1,1 pu). Gleichzeitig erkennt er die Blindleistungsreserven der verbleibenden Anlagen des Netzstrahls. Er erhöht also die Blindleistung der Anlagen PV₃, PV₂ und PV₁. so lange, bis die Netzspannung an Netzknoten 4 unter den kritischen Wert von 1,1 pu absinkt.

Im Vergleich zur lokalen Spannungsregelung konnte durch den Einsatz einer zentralen Intelligenz und dem resultierenden Abrufen von Blindleistungsreserven der PV-Anlagen das Spannungsproblem an anderer Stelle im Netz behoben werden.

II.1.2 Entwurf eines hierarchischen Regelkonzeptes zur Spannungshaltung

Ausgehend von den Vorüberlegungen in Kapitel II.1.1 kann eine zentrale Regelung für ein Verteilnetz Spannungsprobleme besser lösen als lokale Spannungsregelmechanismen.

Kombination von zentraler und dezentraler/lokaler Spannungsregelung

Eingriffe eines Zentralreglers in den Netzbetrieb sind lediglich in kritischen Netzsituationen, z.B. bei lokaler Überschreitung von Spannungsgrenzwerten, notwendig. Für alle anderen Zeitpunkte kann nach wie vor auf die etablierten dezentralen Regelverfahren zurückgegriffen werden. Dies minimiert nicht zuletzt die übertragenen Datenmengen (Messwerte werden konstant gesendet und überwacht; Sollwerte nur in kritischen Netzsituationen).

Das zu entwerfende Regelkonzept zur Spannungshaltung sollte daher zentrale und dezentrale Ansätze gleichermaßen berücksichtigen – das Regelkonzept wird im Folgenden einen dezentralen Modus (autonomer Betrieb) und einen zentralen Modus (geregelter Betrieb des Netzes) vorsehen.

Ein weiteres Kriterium beim Entwurf des Regelkonzeptes ist die unterschiedliche Wirksamkeit der verschiedenen aktiv regelbaren Betriebsmittel, aufgrund dessen sich eine hierarchische Anordnung ergibt. Folgende Betriebsmittel stehen in der Niederspannung zur Verfügung:

- PV-Wechselrichter (Regelgröße: Blindleistung)
- Batteriespeicher-Umrichter (Regelgröße: Wirk- und Blindleistung)
- Längsregler an der Sekundärseite eines konventionellen Ortsnetz-Transformators oder rONT (Regelgröße: Anpassung der Speisespannung für das gesamte NS-Netz)

Aktiv regelbarer Betriebsmittel: Ebene I. – Längsregler

Da die Anpassung der Speisespannung an der Kuppelstelle von MS/NS-Netz sich direkt auf jeden Netzknoten des Niederspannungsnetzes auswirkt, ist bei der Wahl der zur Verfügung stehende Betriebsmittel in erster Linie der Längsregler an der ONS / rONT zu wählen. Strangregler sind ebenfalls in Ebene I. angesiedelt

Aktiv regelbarer Betriebsmittel: Ebene II. / III. – Batteriespeicher vs. PV-Wechselrichter

Die Wirksamkeit der Blindleistungsregelung (PV-Wechselrichter) und Wirkleistungsregelung (Batteriespeicher) hängt von folgendem Zusammenhang ab:

$$d\underline{U} = (R + j\omega L)(I_w - jI_b) = \Delta U + j\delta U \quad (6)$$

Gleichung (6) gibt den allgemeinen Zusammenhang des Spannungsunterschiedes (bestehend aus dem Längsspannungsfall ΔU und dem Querspannungsfall δU) zwischen den Punkten 1 und 2 einer Leitung aus an. Der Spannungsfall ergibt sich aus den resistiven und induktiven Anteilen der Leitungsimpedanz (kapazitive Elemente in der Niederspannung vernachlässigt).

Es ist zu erkennen, dass der Betrag des Spannungsvektors sowohl durch eine Variation des Längsspannungsfalls als auch durch eine Änderung des Querspannungsfalls beeinflusst werden kann. Neben der Höhe des über die Leitung fließenden Wirk- und Blindstroms nimmt auch der resistive und induktive Widerstand der entsprechenden Leitung Einfluss auf den Längs- und Querspannungsfall.

Bei elektrischen Energieversorgungsnetzen betrachtet man das Verhältnis des Wirk- und Blindwiderstandes einer Leitung (R/X-Verhältnis). In Niederspannungsnetzen beträgt das R/X-Verhältnis der Leitungen in etwa 2,5 [4]. Somit ist die Wirkung des Blindstroms auf den Längsspannungsfall über der Leitung vergleichsweise gering. Über den Trafo hingegen (R/X-Verhältnis < 1) hat der fließende Blindstrom einen höheren Einfluss auf die Amplitude der Netzspannung.

Die Anpassung der Wirkleistung hat in der Niederspannung offensichtlich einen weitaus größeren Einfluss auf die Netzspannung. Da, im Falle von PV-Anlagen, Wirkleistung nach Möglichkeit nicht abgeregelt werden soll

(Einspeisevorrang der regenerativ erzeugten Energie), stehen zur Wirkleistungsregelung Batteriespeicher (Anpassung der Lade- bzw. Entladeleistung) zur Verfügung.

Ein Batteriespeicher steht, nach dieser Überlegung, an zweiter Stelle in der Hierarchie. Allerdings wird der Batteriespeicher bereits mit einer intelligenten Ladestrategie betrieben. Dies bedeutet: basierend auf Last- und Einspeiseprognosen lädt der Batteriespeicher bereits netzdienlich (peak-shaving) und berücksichtigt damit bereits die jeweilige Einspeisesituation und somit indirekt die resultierenden Spannungsanstiege. Um aufwändige Nachoptimierungen, verursacht durch Eingriffe in die berechnete Ladestrategie, zu vermeiden, wird das Variieren der Wirkleistung des Batteriespeichers nachgeordnet erfolgen.

Es ergibt sich folgende hierarchische Struktur:

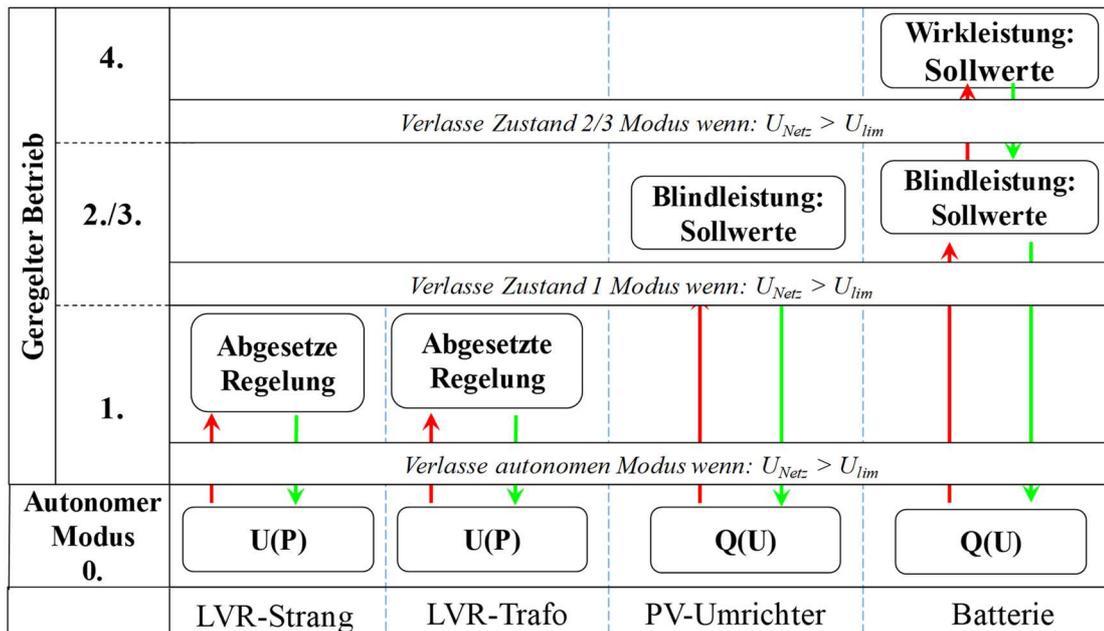


Abbildung II-3: Hierarchische Spannungsregelung - Schema

Abbildung II-3 zeigt das Ergebnis dieser Überlegungen. Das hierarchische Regelkonzept besteht aus dem Autonomen Modus (alle Betriebsmittel regeln lokal nach voreingestellten Kennlinien), sowie die drei Regelebenen im geregelten Betrieb.

Der zentrale Controller überwacht zu jedem Zeitpunkt die Netzspannungen, welche die an ihn angeschlossenen aktiv regelbaren Betriebsmittel oder Messeinrichtungen übermitteln

Zustand 0 (Autonomer Betrieb)

Der autonome Betriebsmodus ist aktiv, wenn sich die vom Controller überwachten Netzspannungen innerhalb der vorgegebenen Spannungsgrenzen bewegen. In diesem Zustand regeln die PV-Anlagen gemäß Q(U)-Regelung nach AR 4105 [3] und die Längsregler regeln ihre sekundärseitige Spannung auf 1,0 pu. Somit ähnelt der Zustand 0 dem Verhalten eines Niederspannungsnetzes mit lokalen Spannungsregelmechanismen. In diesem Betriebsmodus werden keine regelnden Eingriffe des Zentralcontrollers vorgenommen.

Im Falle von Störungen der Kommunikation fällt das Netz ebenfalls in den autonomen Modus zurück.

Wechsel vom Autonomen Modus in den geregelten Betrieb:

Sobald eine Grenzwertverletzung in der Spannung festgestellt wurde, wird der autonome Betriebsmodus (lokale Kennlinienregelung) verlassen und der zentrale Controller berechnet Sollwertvorgaben für die jeweiligen Be-

triebsmittel (Spannungssollwerte für die Längsregler, Blindleistungssollwerte für die Umrichter, Wirkleistungssollwerte für die Batterie).

Um Instabilitäten zu vermeiden, werden im Zeitpunkt des Umschaltens der Betriebsmodi die im Zeitschritt vor der Umschaltung dezentral eingestellten Leistungs- und Spannungswerte im nächsten Zeitschritt als direkte Sollwertvorgaben an die Betriebsmittel gesendet.

Geregelter Betrieb - Zustand 1:

In Level 1 des Zustandsautomaten wird die Regelgröße der Längsregler schrittweise verändert. Falls im Netz mehrere Längsregler vorhanden sind, so wird jenes Gerät aktiviert, in dessen direktem Einflussbereich die verletzte Knotenspannung liegt. Durch die abgesetzte Regelung auf den externen Netzknoten versucht der Längsregler nun, die Spannung zurück in das tolerierte Spannungsband zu bringen. Falls notwendig werden schrittweise weitere Längsregler zur Hilfe gezogen. Die Reihenfolge wird vorab gemäß einer Sensitivitätsanalyse bestimmt.

Beispiel: für das simulierte Netz aus Abbildung II-9 sind erste Spannungsverletzungen am Ende des Ausläufers bei PV₃ zu erwarten. Demzufolge erhält der in diesem Strang eingebaute Längsregler die ersten Spannungsstellwerte. Erst wenn dieser voll ausgefahren ist, werden die beiden Längsregler an den Ortsnetzstationen Netz West und Netz Ost aktiviert. Letztere bekommen beide jeweils die gleichen Spannungssollwerte, um Kreisflüsse aufgrund unterschiedlich hoher Netzspannungen an den Ortsnetzstationen zu vermeiden.

Geregelter Betrieb - Zustand 2:

Falls die Spannung auch nach Einsatz der Längsregler die vordefinierten Grenzen verletzt, wird von der PV-Anlage, an deren Netzknoten die Spannungsverletzung auftrat, induktive Blindleistung zur Spannungsregelung bezogen.

Falls die Anlage am verletzten Spannungsknoten (je nach aktueller Wirkleistungseinspeisung) noch Reserven zu ihrer Scheinleistungsgrenze aufweist, werden diese nun vollständig verwendet und die Blindleistung der Anlage bis zum Erreichen Scheinleistungsgrenze des Wechselrichters erhöht.

Geregelter Betrieb - Zustand 3:

In Zustand 3 werden nun andere PV-Anlagen (oder Batterie-Wechselrichter; vgl. Abbildung II-3), welche ebenfalls einen Einfluss auf die verletzte Knotenspannung haben, verwendet.

Eine vorab durchgeführte Sensitivitätsanalyse ergibt die Spannungssensitivität der Knoten mit aktiv regelbaren Umrichtern auf alle weiteren Netzknoten. Man erhält eine Sensitivitätsmatrix aller regelbaren Anlagen und deren Einfluss auf die Spannung an den jeweiligen Netzknoten. Entsprechend der sich ergebenden Reihenfolge aktiviert der Zentralcontroller den für die jeweilige Spannungsverletzung bestgeeigneten Umrichter und berechnet entsprechende Blindleistungssollwerte [6].

Geregelter Betrieb - Zustand 4:

Als letzte Möglichkeit können auch Batterien zur Spannungssenkung durch Wirkleistungsregelung verwendet werden. Hierbei wird die jeweils aktive Ladestrategie der Batterie deaktiviert, so dass die Batterie - je nach Situation - mehr Leistung bezieht oder abgibt. Die Ladestrategie muss daher im Folgenden neu berechnet werden (abhängig vom durch den Eingriff geänderten SOC der Batterie).

II.2 Feldtestgebiet

II.2.1 Auswahl des Testgebietes

Bei der Auswahl des Feldtestgebietes wurde im Forschungskonsortium darauf geachtet, dass sowohl Simulationen als auch der Feldtest zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse im selben Niederspannungsnetz durchgeführt werden. Da, mit der infra Fürth, ein Netzbetreiber im Projektkonsortium vorhanden war, wurde dessen Verteilnetz hinsichtlich eines geeigneten Netzgebietes analysiert.

II.2.1.1 Anforderungen an ein geeignetes Feldtestgebiet

Die Anforderungen an ein Feldtestgebiet ergeben sich maßgeblich aus dem Projektziel zur Entwicklung und Implementierung des hierarchischen Regelkonzeptes zur Vermeidung von Spannungsverletzungen auf Niederspannungsebene. Folgende Ausgangssituation sollte also gegeben sein:

- Hohes Verhältnis an installierter Erzeugungsleistung im Vergleich zur Verbraucherlast
- Spannungsprobleme aufgrund hoher Energierückspeisung
- Geeignete Netzstruktur zum Einsatz von Längsreglern und Strangreglern
- Eignung für den Aufbau einer Powerline-Kommunikation

II.2.1.2 Netzstruktur sowie angeschlossene Einspeiser

Das gesamte Netzgebiet der infra Fürth wurde simulativ zuerst auf auftretende Spannungsprobleme hin untersucht.

Dabei traten die in Abbildung II-4 dargestellten Spannungsverteilungen auf. Insbesondere interessant sind die in Rot dargestellten Spannungsüberhöhungen. Diese konnten für die Bereiche I. bis V. identifiziert werden.

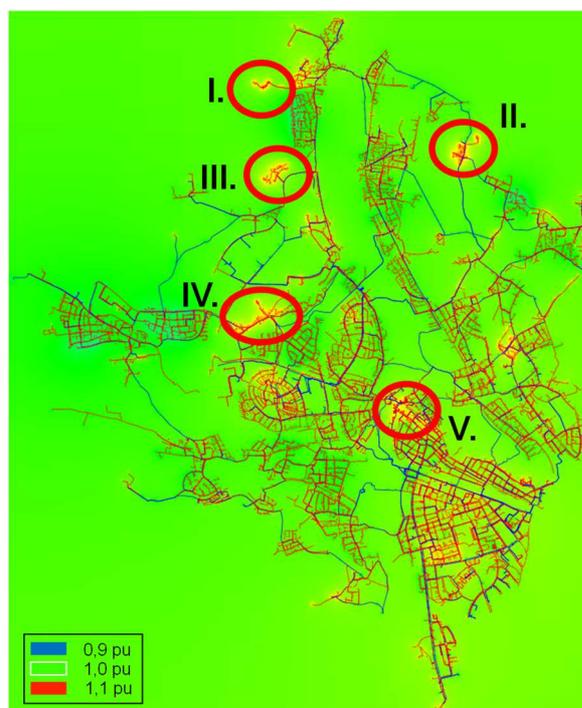


Abbildung II-4: Spannungsverlauf im Netzgebiet der infra Fürth

Bereich I. ist lediglich ein Netzausläufer, an dessen Ende eine größere PV-Anlage angeschlossen ist. Dieser ist daher nicht geeignet für das geplante Vorhaben.

Bereich II. und III. und V. weisen zwar ebenfalls Spannungswerte oberhalb von 1,05 pu auf, allerdings werden diese nur durch einige wenige PV-Anlagen verursacht – die insgesamt in diesem Netzgebiet installierte PV-Leistung ist mit jeweils weit unter 100 kW_p zu gering.

Bereich IV. hingegen war aus mehreren Gründen interessant:

- das Niederspannungsnetz wird von zwei Ortsnetzstationen versorgt
- ein langer Netzausläufer mit sehr hoher installierter PV-Leistung am Ende des Ausläufers
- Netzspannungen bis zu 1,09 pu
- höchste installierte PV-Einspeiseleistung im Netzgebiet der infra Fürth auf Niederspannungsebene

In diesem Netzgebiet waren bereits Vergangenheit Netzverstärkungen notwendig, da der PV-Ausbau dort, aufgrund der Verbraucherstruktur (Vorstadt durchmischt mit einigen landwirtschaftlichen Betrieben und somit großen Dachflächen) besonders hoch ausgefallen ist.

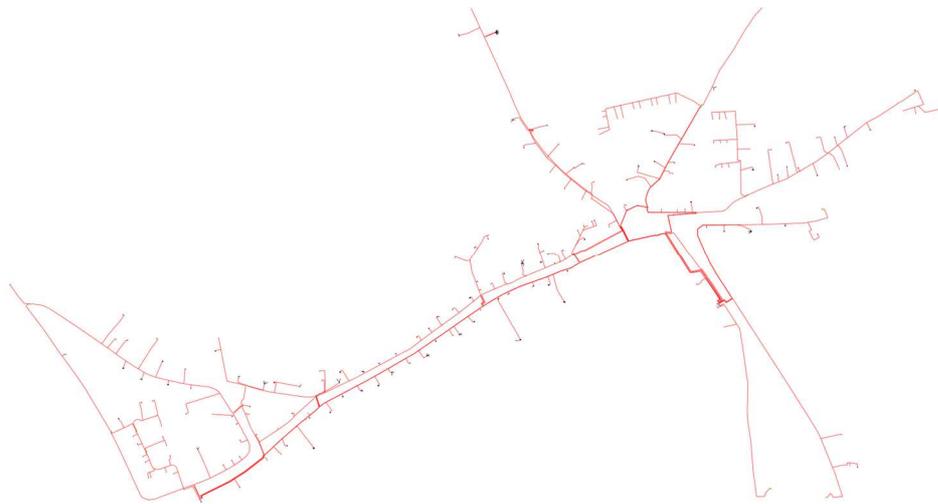


Abbildung II-5: Ausgewähltes Netzgebiet Unterfarnnbach (Darstellung aus PSS Sincal)

Daher wurde dieses Netzgebiet als Grundlage für die Feldtests und Simulationen ausgewählt.

Tabelle II-1: Oberschwingungsspannungs-Grenzwerte in der Niederspannung

	Einspeiser (PV), aggregiert	Verbraucherlastknoten
Zahl	41	400
Spitzenwirkleistung in kW (Stand 2015):	992	500

II.2.2 Das Testgebiet Unterfarnbach in der Simulation

II.2.2.1 Netzmodell

Das Verteilnetz wird mit Hilfe von PSS Sincal nachgebildet. Für die Untersuchung des Niederspannungsnetzes Unterfarnbach steht ein vom Netzbetreiber zur Verfügung gestelltes Modell zur Verfügung.

II.2.2.2 Modellierung des hierarchischen Regelkonzeptes in Sincal / Netomac

Im Laufe des Forschungsvorhabens wurden mehrere und verschiedene Versuche zur Umsetzung des zentralen, hierarchischen Regelalgorithmus unternommen.

Erste Modellierung

Obwohl das Netzmodell in PSS Sincal vorlag, war diese Simulationsumgebung, welche lediglich statische Lastflussrechnungen ermöglicht, zur Umsetzung der Regelarchitektur nicht verwendbar.

Sobald Regler eingesetzt werden, muss das Netz dynamisch berechnet werden. Die dynamische Rechnung wiederum wird von PSS Sincal nach PSS Netomac ausgelagert, welches die dynamische Simulation im Hintergrund durchführt. Hierfür werden alle Daten des Netzmodells in *.xmac-Files* umgesetzt – welche auf der Programmiersprache Fortran basieren. Allen Lasten / Einspeisern, die geregelt werden sollen, werden im Anschluss ebenfalls *.xmac-Files* hinterlegt, in denen ein Input- Output sowie ein/mehrere Regelblöcke hinterlegt sind.

Die Ergebnisse können dann im Anschluss in Sincal graphisch visualisiert oder mittels *.plt*-Dateien mit externer Software weiterverarbeitet werden.

In einem ersten Schritt wurde das gesamte Regelkonzept für das Niederspannungsnetz Unterfarnbach und die ausgewählten, aktiv regelbare Anlagen (siehe Kapitel II.6.1.1: 10 regelbare PV-Anlagen, 2 Längsregler, 1 Strangregler, 3 Batteriespeicher) über *.xmac-Files* modelliert. Es ergeben sich in diesem Fall für die aktiv regelbaren Einspeiser (an den Zentralcontroller angebunden) sowie passiv regelnde Anlagen (Altanlagen, welche lokal regeln aber nicht an den Zentralcontroller angebunden sind) jeweils Dateien mit entsprechenden Eingangs- und Ausgangssignalen.

Das Zusammenführen dieser Signale im Zentralregler macht diesen sehr unübersichtlich. Insbesondere die Umsetzung der mehrstufigen Regelung mit verschiedenen Zuständen ist nicht sehr anwenderfreundlich. Außerdem gibt es keinen Debug-Modus für das Fortran-basierte *.xmac-File* – was die Überprüfung der generierten Ergebnisse somit weiter erschwert.

Weitaus problematischer war es, den bestehenden Controller beispielsweise um neue aktiv regelbare Anlagen zu erweitern – ein automatisierter Zubau und die Anbindung neuer Anlagen an den Zentralcontroller war praktisch nicht möglich. Dies stellte sich erst im Laufe der Modellierungsarbeiten heraus.

Obwohl mit dem vorhandenen Modell plausible Ergebnisse erzielt werden konnten, wurde im Verlauf des Forschungsvorhabens entschieden, die Modellierung der Regelarchitektur neu aufzusetzen.

Die im Folgenden gezeigten detaillierten Modellierungsansätze, Ergebnisse etc. beziehen sich jeweils auf den neuen Ansatz.

Aktuelle Modellierung

PSS Sincal / Netomac bietet die Möglichkeit, Regelalgorithmen aus Dynamik Link Libraries (*dll-Files*) einzubinden. Dies wird hauptsächlich verwendet, wenn beispielsweise Windkrafthersteller die Modelle ihrer Anlagen in die Netzberechnung einbauen möchten, allerdings den genauen Modellaufbau gegenüber Dritten geheim halten möchten.

Für die Einbindung der *dll-Files* existiert eine normierte Schnittstelle (IEC 61400-27-1:2015 Annex F). Es ist daher auch möglich, eigens analog zur Norm erstellte *dll-Dateien* in die Simulationsumgebung einzubinden.

In dieser dll kann z.B. der Algorithmus für die Regelung geschrieben werden – die Wahl der Programmiersprache und somit die Möglichkeit, diesen zu debuggen, ist grundsätzlich frei.

Außerdem können mit dieser dll verschiedenste Funktionen (Öffnen / Beschreiben von weiteren Dateien) aufgerufen werden. Dies macht es möglich, das Hinzufügen neuer Anlagen zum Zentralcontroller zu umgehen. Auch die Erstellung der Batterieladekurve (basierend auf einer, über die gesamte Simulationszeit parallel ausgeführten, Optimierungsrechnung) wird dadurch möglich.

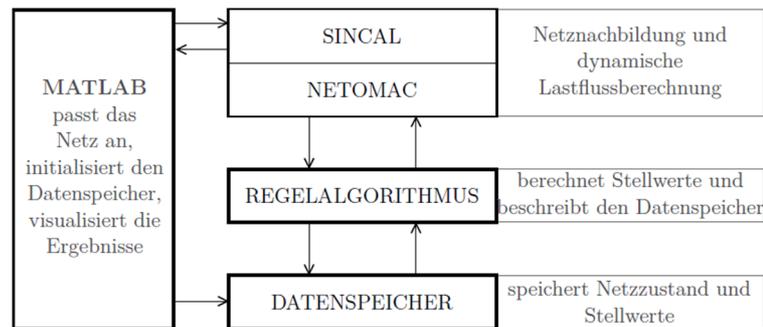


Abbildung II-6: Umsetzung der übergeordneten Spannungsreglung in PSS Sincal - Schema

Abbildung II-6 zeigt den Aufbau der Simulationsumgebung. Der Regelalgorithmus-Block beinhaltet den Zentralregler (main_control.dll). Dieser ist an einer fiktiven Last im Netz hinterlegt und gibt die von ihm berechneten Sollwerte an den Lastfluss-Rechenkern weiter. Matlab wird zur Automatisierung der Lastflussberechnung, zur Manipulation des Netzes (z.B. Hinzufügen neuer Anlagen) sowie zur Visualisierung der berechneten Ergebnisse verwendet.

Um das Hinzufügen neuer Anlagen zu ermöglichen, muss ein eigener Datenspeicher für den Austausch von Regler-Sollwerten sowie Anlagenleistungen eingeführt werden. Er beinhaltet Informationen aller regelbaren Betriebsmittel. Nach jedem Simulationszeitschritt werden von den Betriebsmitteln (PV-Anlagen, Längsregler, Batteriespeicher) die aktuellen Knotenspannungen sowie Leistungen (Wirk-Blindleistungen) in den Datenspeicher geschrieben. Der Regelalgorithmus liest nun beispielsweise alle Knotenspannungen aus und prüft diese auf Grenzwertverletzungen.

Im Falle von detektierten Grenzwertverletzungen berechnet der Regelalgorithmus entsprechend des hierarchischen Regelkonzeptes die jeweiligen Sollwerte in Form von konkreten Leistungswerten. Diese werden ebenfalls in den zentralen Datenspeicher abgelegt. Die aktiven Betriebsmittel lesen diese Stellwerte aus dem Datenspeicher aus und im nächsten Zeitschritt wird mit diesem Wert weitersimuliert.

Werden neue Anlagen hinzugefügt, müssen dem Zentralregler nun keine neuen Signaleingänge des neuen Betriebsmittels übergeben werden. Der Regelalgorithmus liest immer alle verfügbaren Spannungen aus dem Datenspeicher aus und schreibt die Sollwerte an die entsprechende Zeile im Datenspeicher – unabhängig von der Zahl der aktiv regelbaren Anlagen.

II.3 Simulation des übergeordneten Regelkonzeptes

Die im Folgenden vorgestellten Simulationsergebnisse dienen als proof-of-concept für das technische Potential eines hierarchisch strukturierten übergeordneten Regelkonzeptes für Niederspannungsnetze. Die Optimierung der Regeldynamik, eingehende Stabilitätstests des Regelalgorithmus sowie die Berücksichtigung von Kommunikationsausfällen etc. konnten im Laufe des Forschungsvorhabens nicht abgeschlossen werden und werden Teil des Anschlussvorhabens „Smart Grid Cluster“ sein.

Ebene IV. (Änderung des Wirkleistungsbezuges der Batteriespeicher) wurde in den im Folgenden vorgestellten Simulationsergebnissen ebenfalls noch nicht berücksichtigt, da die Einbindung der auf neuronalen Netzen basierenden Ladeprognosen im Zuge des Forschungsvorhabens ebenfalls nicht abgeschlossen werden konnte. Die vollständige Simulation aller Regelebenen wird ebenfalls im Anschlussvorhaben nachgeholt.

Die Simulationsergebnisse werden im Folgenden in zwei Schritten diskutiert- Zur besseren Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse wurde das Simulationsmodell an einem einfachen Test-Netz simuliert. Im Anschluss folgt die Simulation für das Niederspannungsnetz Unterfarnbach.

II.3.1 Eingangsparmeter

II.3.1.1 Lastprofile

Die in der Simulation verwendeten Lastprofile für Wirk- und Blindleistung wurden mithilfe eines synthetischen Lastprofilgenerators erzeugt, der an der Professur entwickelt wurde. Im Lastprofilgenerator kann eingestellt werden, welche Verbraucherlast (Privathaushalt, Gewerbe, Landwirtschaft) emuliert werden soll – das erhaltene normierte Lastprofil kann mithilfe der bekannten durchschnittlich Verbrauchten Jahresenergiemenge alle Verbraucher im Simulationsgebiet skaliert werden [19].

Das Lastprofil wird beispielsweise als CSV exportiert und während der Simulation von der Regler-DLL der Verbraucher ausgelesen.

II.3.1.2 Einspeisepprofile

Für die Einspeisepprofile der PV-Anlagen wurden zum einen Testprofile, zum anderen repräsentative Ausschnitte aus realen PV-Einspeisepkurven, verwendet. Als Test-Profile (zur besseren Nachvollziehbarkeit der Simulationsergebnisse) wurde eine Rampenfunktion sowie eine Sprungfunktion verwendet. Als reale Verläufe steht, aus realen Messwerten im Feldtestgebiet, ein Clear-Sky-Tag sowie ein stark wechselhafter Tag zur Verfügung.

Aus den Ergebnissen des Clear-Sky-Tages kann die Funktionsweise der Regelung sehr gut nachvollzogen werden. Da die für den „Clear-Sky“-Tag charakteristische Glockenkurve allerdings praktisch keine Dynamik aufweist, können allerdings die Zeitkonstanten des Regelalgorithmus mit diesem Einspeisepprofil nicht justiert werden.

Der wechselhafte Verlauf zeichnet sich besonders aus durch hohe Leistungsgradienten, welche wiederum hohe Spannungsgradienten im Netz zur Folge haben. Er stellt somit einen Worst-Case für das Niederspannungsnetz und somit auch die Regelung dar.

Die Zeitkonstanten der Regelung wurden so eingestellt, dass bei keinem der verwendeten Profile ein Schwingen der Regelung auftrat.

Abbildung II-7 zeigt die ausgewählten PV-Einspeisepprofile.

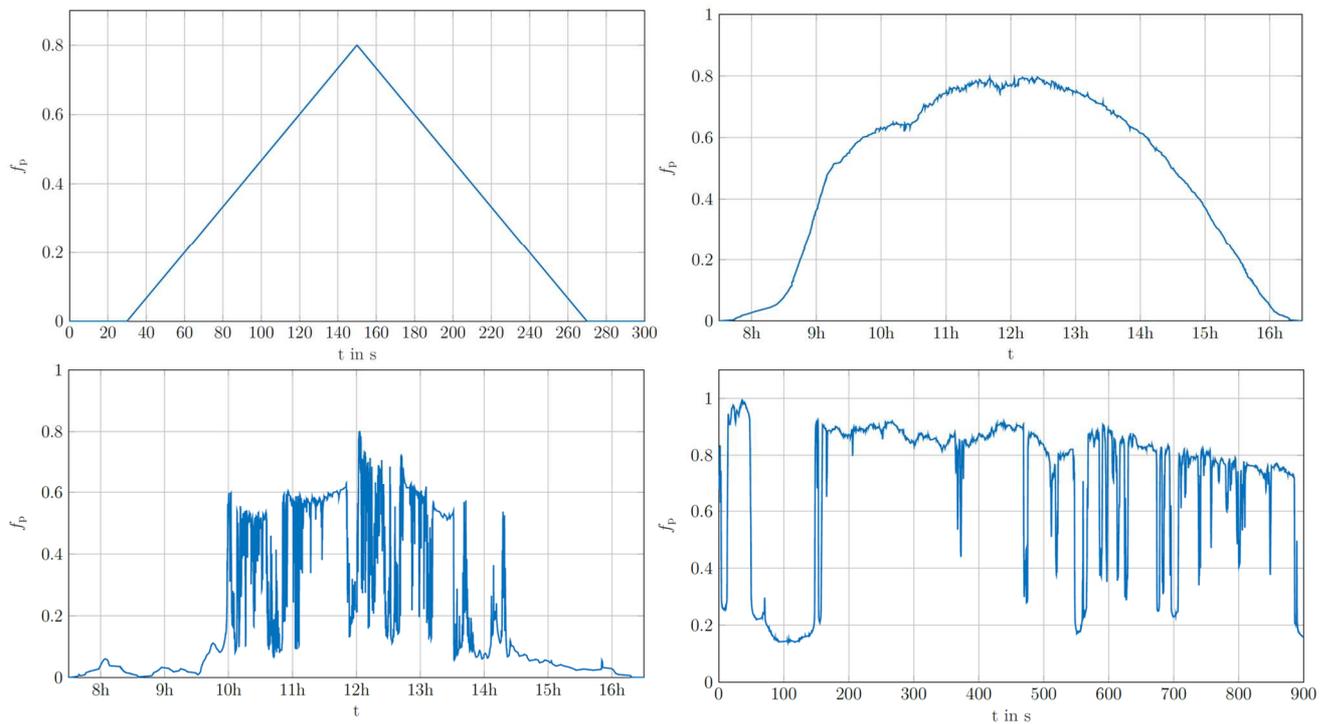


Abbildung II-7: Simulierte PV-Einspeiseprofile (oben links: Profil synthetisch; unten: PV-Profile gemessen, unten rechts: Worst-Case-Szenario)

II.3.1.3 Kennlinien

Für die PV-Anlagen und Batteriespeicher wurden im Autonomen Modus Q(U)-Kennlinien verwendet (Ebene 0: vgl. Kapitel II.1.2).

Die Längsregler regeln im Autonomen Modus den Wert ihrer Ausgangsspannung jeweils auf einen fixen Wert von 1,0 pu – eine leistungsflussabhängige Kennlinie wurde bis dato noch nicht simuliert.

Die für die Q(U)-Kennlinie verwendeten Stützstellen wurden, im Vergleich zur Standard-Kennlinie der AR 4105, modifiziert. Abbildung II-8 zeigt die Standard-Kennlinie (orange) sowie die verwendete Q(U)-Kennlinie (blau).

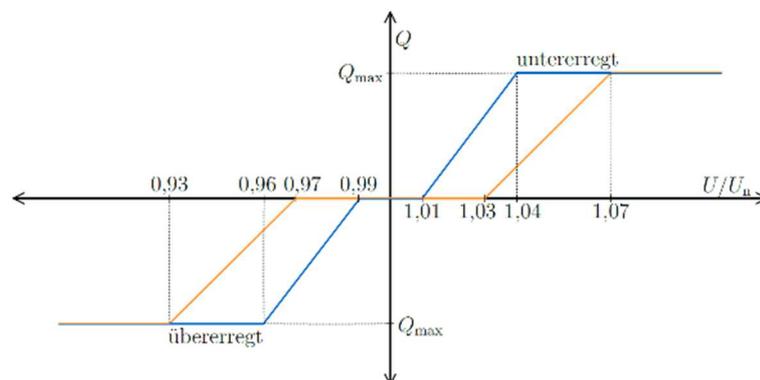


Abbildung II-8: Q(U)-Kennlinie für die Simulation (blau) sowie Standard-Kennlinie (orange)

Der Grund für das Abweichen von der Standard-Kennlinie ist die Wahl des Grenzwertes von 1,04 pu Netzspannung, bei deren erstmaligem Auftreten an einem überwachten Netzknoten das Regelsystem in den geregelten Betrieb wechseln würde. Während, im Falle des Verwendens der Standard-Kennlinie für den Autonomen Modus, noch keine Blindleistung eingespeist wird, ist bei Verwendung der modifizierten Kennlinie, die im autonomen Modus maximal abrufbare Blindleistung bereits eingestellt.

II.3.2 Verifikation der Simulation am vereinfachten Netzmodell

Für die Verifikation der Simulation wurde ein stark vereinfachtes Netzmodell nach Abbildung II-9 verwendet. Das Testnetz verfügt ebenfalls über zwei Netzeinspeisungen sowie einen Netzausläufer mit hoher installierter PV-Leistung. Die angegebenen Leitungslängen sowie Leitungsbeläge entsprechen in etwa den Werten des Unterfarnbacher Netzes.

Die Wirkleistung je PV-Anlage beträgt 150 kW – der verwendete maximale Leistungsfaktor im Autonomen Modus beträgt gemäß AR 4105 $\cos\varphi = 0,9$.

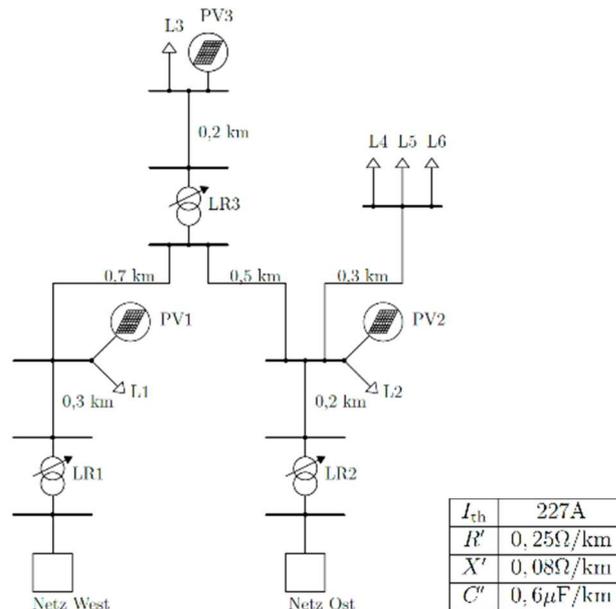


Abbildung II-9:: Testnetz zur Verifikation der Simulation

II.3.2.1 Wirkleistungsrampe

In Abbildung II-10 ist der Verlauf der Spannungen an den entsprechenden PV-Anlagen sowie Längsregler-Knoten dargestellt. Die Längsregler sind deaktiviert - keine der Anlagen ist in diesem Falle mit einer Regelung versehen ($\cos\varphi = 1$).

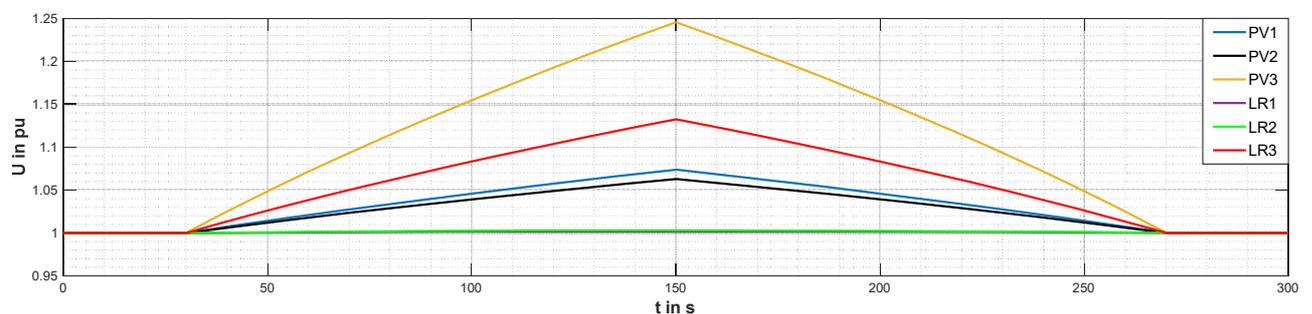


Abbildung II-10: Spannungsverlauf bei Wirkleistungsrampe im ungeregelten Fall

Es ist zu erkennen, dass die Spannung am Ende des Netzausläufers – der Netzverknüpfungspunkt von PV₃ – mit 1,25 pu den höchsten Wert annimmt. Dies ist weit außerhalb des tolerierbaren Spannungsbandes von $\pm 10\%$.

Abbildung II-11 zeigt für den Fall eines aktiven übergeordneten Reglers den Zustand der Regelung (Subplot 1), die resultierenden Spannungen an den Netzknoten (Subplot 2), die eingespeisten Blindleistungen (Subplot 3) sowie den von den Längsreglern eingestellte Spannungsverstellung (Subplot 4).

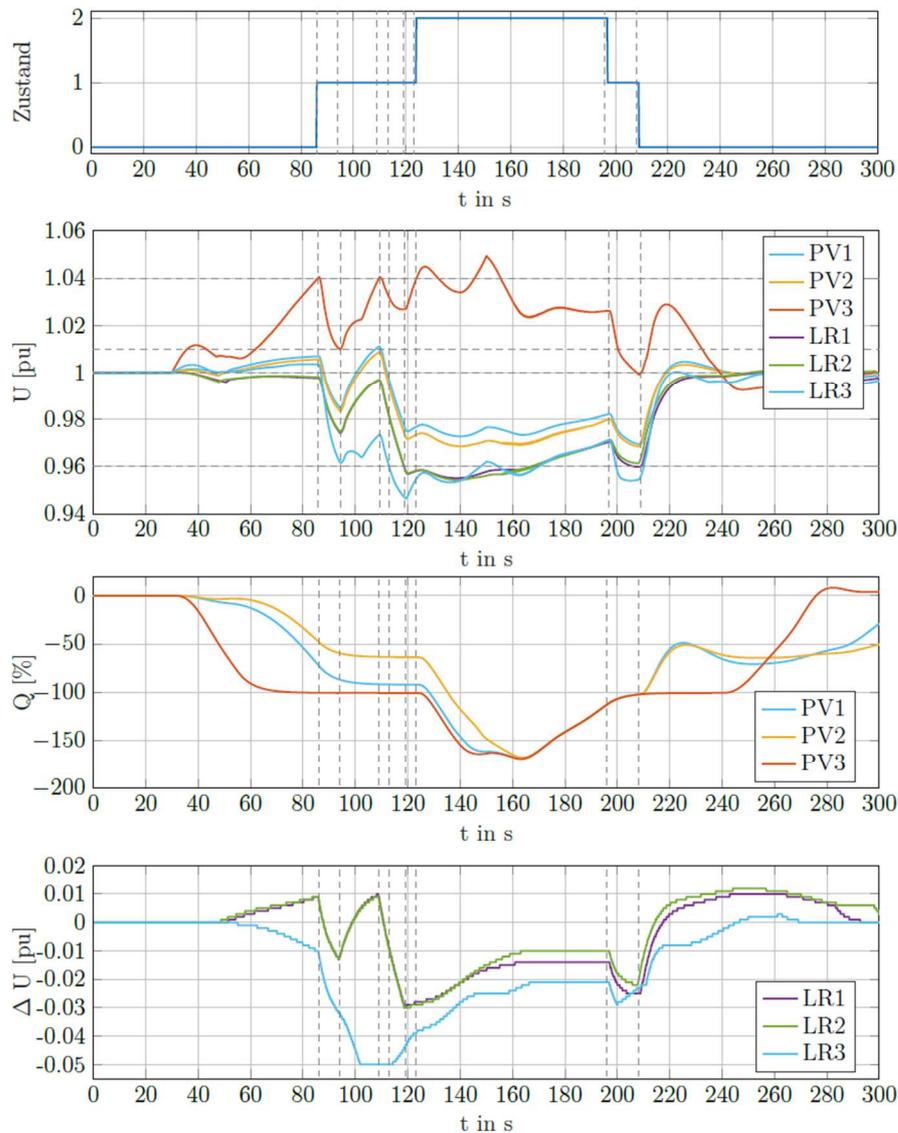


Abbildung II-11: Zustand des Reglers, resultierende Spannungsverläufe und eingespeiste Blindleistung

Zustand 0:

Bis zum Zeitpunkt $t_1 = 86$ s befindet sich die Regelung im Zustand 0. Die PV-Anlagen regeln nach $Q(U)$ und die Längsregler regeln ihre Sekundärspannung auf 1.0 pu. Ab dem Zeitpunkt $t = 30$ s steigt die Wirkleistung aller PV-Anlagen linear an bis zum Zeitpunkt $t = 150$ s. Der Wirkleistungsfluss von den PV-Anlagen in das übergeordnete Netz erzeugt einen Spannungsanstieg an den PV-Knoten. Der erhöhten Spannung versuchen die PV-Anlagen entgegen zu wirken, indem sie induktive Blindleistung einspeisen. Diese Blindleistung führt zu einem Spannungsfall an den Längsreglern 1 und 2, verursacht durch die nachgelagerte Transformatorimpedanz. Daher regeln diese ihre Sekundärspannung nach oben. Der Längsregler im Strang erfährt durch den Wirkleistungsfluss in Richtung Transformator eine Anhebung seiner Sekundärspannung und regelt daher nach unten. Zum Zeitpunkt $t_1 = 86$ s erreicht die höchste Spannung im Netz erstmals die Grenze von 1.04 pu. Der geregelte Modus (Zustand 1) wird aktiviert.

Zustand 1:

Im ersten Zeitschritt von Zustand 1 werden die letzten Blindleistungs-Stellwerte der Wechselrichter (aus Q(U) in Zustand 0) vom Zentralcontroller als direkte Leistungsvorgabe übergeben. Die Blindleistungen sind nun konstant. Es ist lediglich noch ein durch das PT1-Verhalten der Wechselrichter verursachtes Einschwingen auf den Sollwert zu beobachten.

Nun bekommen jene Längsregler, welche die verletzte Knotenspannung in ihrem Einflussbereich haben, diese verletzte Knotenspannung als Regelgröße vorgegeben. In Abbildung II-11 ist das Absinken der Sekundärspannung der Längsregler zu erkennen. Dies geschieht bis zum Zeitpunkt $t_2 = 94$ s, an dem die Spannung den Wert von 1.01 pu unterschreitet. Zu diesem Zeitpunkt haben Längsregler 1 und 2 ein ΔU von unter 0.015 pu und regeln daher wieder auf ihre lokale Knotenspannung. Zum Zeitpunkt $t_3 = 109$ s erreicht die Spannung an PV₃ abermals die 1.04 pu und an den Längsreglern 2 und 3 wird die Sekundärspannung abgesenkt.

Zum Zeitpunkt $t_4 = 113$ s unterschreitet die Spannung am Längsregler 3 die untere Spannungsgrenze von 0.96 pu und wird auf größer gleich 0.96 pu gehalten.

Zum Zeitpunkt $t_5 = 119$ s geschieht das selbe mit den Längsreglern 1 und 2. Als Folge überschreitet die Spannung an PV₃ zum Zeitpunkt $t_6 = 123$ s erneut die Grenze von 1.04 pu und die Regelung geht in Zustand 2 über.

Zustand 2:

Im zweiten Zustand wird die Blindleistungseinspeisung der PV-Anlagen, falls möglich, bis an die Scheinleistungsgrenze der Wechselrichter angehoben. Die Längsregler halten in Zustand 2 ihren letzten Stellwert aus Zustand 1, außer ihre Sekundärspannung unterschreitet die untere Spannungsgrenze von 0.96 pu. Dies tritt in Zustand 2 aufgrund der spannungssenkenden Wirkung zusätzlicher Blindleistung über die Transformatorinduktivität auf.

Betrachtet man den Stellwertverlauf für die Blindleistungen der Wechselrichter in Abbildung II-11, erkennt man ein Absinken des Blindleistungssollwerts zwischen $t = 140$ s und $t = 160$ s. Grund hierfür ist die weiter ansteigende Wirkleistung und die im Umkehrschluss sinkende maximale verfügbare Blindleistung.

Ab $t = 150$ s verringert sich die eingespeiste Wirkleistung, wodurch die Spannung im Netz fällt und somit die zur Spannungsregelung eingesetzte Blindleistung reduziert werden kann. Die Längsregler halten nun ihre Sekundärspannung konstant, da der untere Grenzwert nicht mehr verletzt wird.

Sobald alle vom Zentralcontroller aktivierten Wechselrichter den Blindleistungswert vor dem Regeleingriff erreicht haben, was zum Zeitpunkt $t = 196$ s der Fall ist, wechselt der Zustandsautomat der Regelung wieder in Zustand 1 zurück.

Zustand 1:

Im Zustand 1 wird die Blindleistung der PV-Anlagen erneut konstant gehalten und die Längsregler regeln ihre jeweiligen Sekundärspannung.

Zum Zeitpunkt $t = 208$ s fällt die Spannung an PV₃ unter 1 pu; der Zustandsautomat wird wieder in Zustand 0 versetzt.

Zustand 0:

Im Zustand 0 regelt jedes aktive Element wieder auf seine eigene Knotenspannung. Durch die weiter bis auf 0 W fallende Wirkleistungseinspeisung klingen die Stellwerte der Betriebsmittel ebenfalls zu 0 hin ab.

Fazit:

Im Vergleich zum unregelmäßigen Falle (Maximalwerte der Netzspannung von 1,25 pu) konnte die Spannung innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte von 1,04 pu der Nennspannung gehalten werden.

II.3.3 Simulationsergebnisse für das Testgebiet Unterfarnnbach

II.3.3.1 Spannungsverläufe: Worst-Case-Betrachtung

Die Diagramme in Abbildung II-12 zeigen die Ergebnisse der Simulation eines wechselhaften PV-Verlaufs im Netz von Unterfarnnbach mit um den Faktor 2 gesteigerter PV-Leistung. Durch den Einsatz des Regelalgorithmus konnten die Knotenspannungen im Vergleich zum unregulierten Fall stark gesenkt werden. Aus den Diagrammen wird ersichtlich, dass die Regelung für den Großteil der Zeit im autonomen Betrieb ist. Lediglich einige wenige Male wurde die Spannungsgrenze von 1.04 pu überschritten. Zu diesen Zeitpunkten wurde daher die Regelung um eine Ebene in Zustand 1 erhöht.

Durch die großen Spannungsschwankungen wird dieser Modus nicht lange benötigt, da die Knotenspannungen meist bereits durch die Verlaufsschwankungen der PV-Leistungen wieder unter die Schwellwerte fallen. Der Längsregler 1 ist, aufgrund seiner Positionierung im Zuge der Stickleistung zu PV₂, für einen Großteil der Zeit in seinem maximalen negativen Stellbereich ausgefahren. Längsregler 3 ist hingegen, aufgrund des vom Blindleistungsfluss über den nachgelagerten Transformator verursachten Spannungsfalls, nach oben geregelt. Bei Längsregler 2 ist dies nicht der Fall, da die über Netzeinspeisung West fließende Blindleistung wesentlich geringer ist. Längsregler 2 ist die meiste Zeit in seinem Ausgangszustand. Lediglich im Regelmodus 1, falls Spannungsverletzungen auftreten, regelt er seine Spannung nach unten.

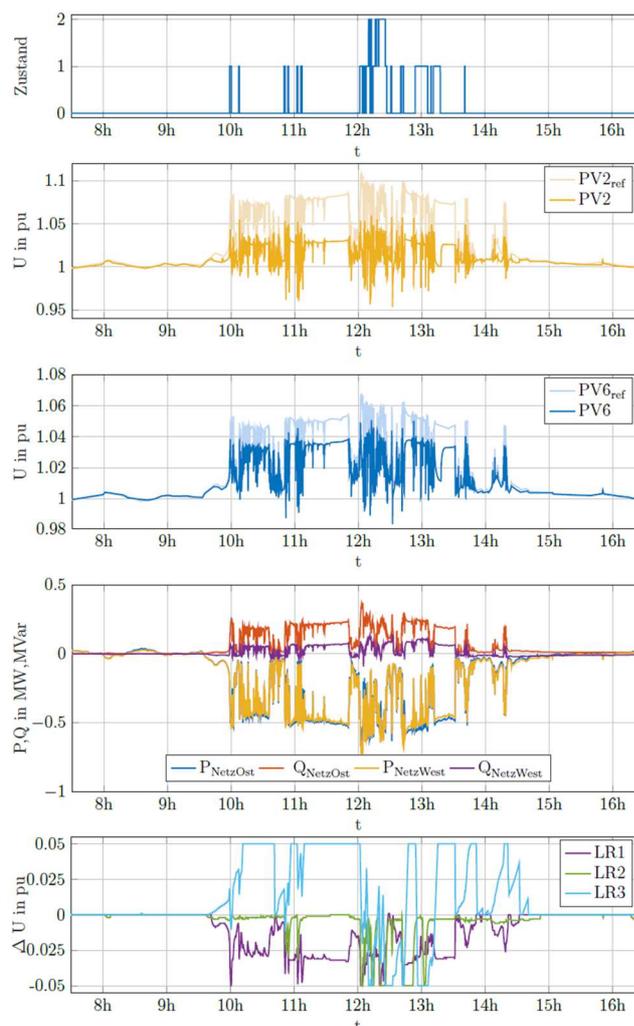


Abbildung II-12: Simulationsergebnisse bei wechselhafter PV-Einspeisung und Regelalgorithmus

II.3.3.2 Integrationspotential des Testnetzes für verschiedene Regelansätze

Da in der aktuellen Zubau-Stufe des Netzgebietes Unterfarrnbach noch keine Grenzwertverletzungen der Spannung auftraten, wurde für weitere Untersuchungen die Einspeiseleistung der Erzeugungsanlagen um den Faktor 2 ($f_p = 2$) und 4 ($f_p = 4$) erhöht.

Das Worst-Case-Szenario (15 Minuten-Ausschnitt vgl. Abbildung II-7) wurde als Input der Simulation verwendet. Es wird unterschieden in eine Verletzung des 3%-Grenzwertes (relativer Grenzwert von 1,03 pu der Nennspannung bei Betrachtung von Spannungsanhebung aus Nieder- und Mittelspannung) sowie des 10%-Grenzwertes (absoluter Grenzwert von 1,10 pu der Nennspannung aus DIN EN 50160). Abhängig von der verwendeten Spannungsregelungsmethode (keine Regelung; nur Q(U); Q(U) und Längsregler; Regelalgorithmus) kann aus Abbildung II-13 die Dauer der Grenzwertüberschreitung abgelesen werden.

Für den Fall einer Verdoppelung der Einspeiseleistung ($f_p = 2$) ist aus Abbildung II-13 eine Überschreitung des 3%-Grenzwertes in über 90 % der Simulationszeit und eine Überschreitung des 10%-Grenzwertes in über 70 % der Simulationszeit zu erkennen, wenn das Niederspannungsnetz ohne jegliche Regelung betrieben wird.

Im Falle reiner Blindleistungsregelung in Form einer Q(U)-Kennlinie kann die Grenzwertüberschreitung für den 3%-Grenzwert auf ca. 82 % reduziert werden; Grenzwertüberschreitungen des 10%-Grenzwertes kommen nur noch in ca. 10 % der Simulationszeit vor.

Hinsichtlich der absoluten Grenzwertverletzungen konnte somit eine deutliche Reduzierung erreicht werden.

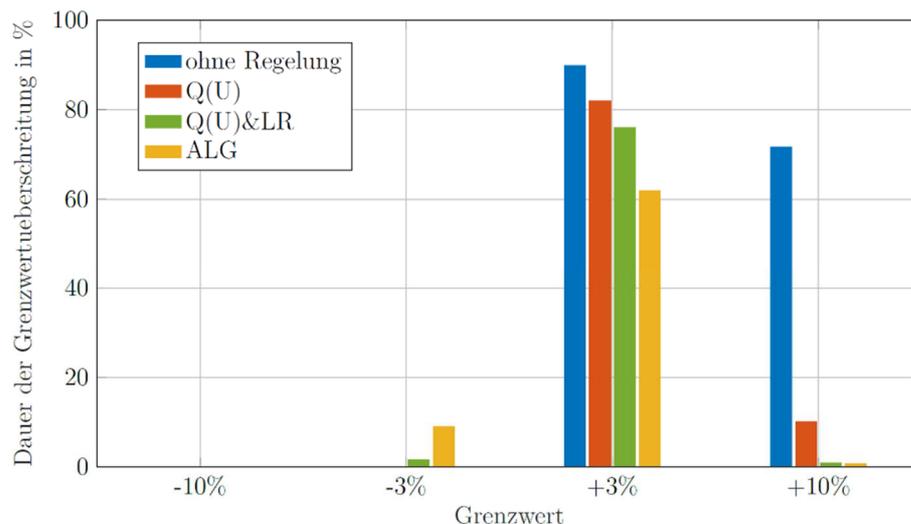


Abbildung II-13: Integrationspotential für verschiedene Regelansätze in der Niederspannung ($f_p = 2$)

Eine Kombination aus Q(U) und Längsregler zeigt eine weitere Reduzierung der überschrittenen Spannungsgrenzen des 3%-Grenzwertes auf unter 80 %. Die Verwendung des zentralen Regelalgorithmus (ALG) kann diesen Wert auf fast 60 % reduzieren.

Betrachtet man den absoluten Grenzwert von 10 %, so zeigen sich keine nennenswerten Unterschiede bei der Verwendung des ALG bzw. der Kombination aus Q(U) und Längsregler. Vielmehr steigt die Anzahl der Netzknoten in Unterspannung an, was auf das verstärkte Absenken der Spannung an den Ortsnetzstationen bei Verwendung des ALG zurückzuführen ist (im kombinierten Betrieb von Q(U) und Längsregler arbeiten die Längsregler lediglich nach der leistungsabhängigen Spannungs-kennlinie und senken daher die Spannung nicht so stark ab).

Erhöht man nun die Einspeiseleistung der PV-Anlagen weiter (um einen Faktor $f_p = 4$ in Abbildung II-14) so erkennt man, dass nun der zentrale Regelalgorithmus sowohl bei der Reduzierung der relativen Grenzwertverletzungen von 3 % als auch bei der Reduzierung des absoluten Grenzwertes von 10 % deutlich besser abschneidet als vergleichbare dezentrale Spannungsregelkonzepte. Allerdings befinden sich, aufgrund des verstärkten Einsatzes von Blindleistung (zusätzliche Spannungssenkung der Blindleistung über die Transformatorinduktivität) und einer vollständigen Ausregelung der Längs- und Strangregler, vermehrt Netzknoten in Unterspannung.

Aufgrund der konservativen Auslegung der Reglerparameter K_i und K_p des PI-Reglers kommt es bei der Verwendung des ALG im Worst-Case Fall (starke Spannungsschwankungen) zu gelegentlichen Überschreitungen des absoluten Grenzwertes. Diese sind allerdings nur von kurzer zeitlicher Dauer und verletzen damit nicht die geforderte Einhaltung des 10%-Grenzwertes für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte.

Bei Verwendung der dezentralen Spannungsregelmechanismen werden die Vorgaben der DIN EN 50160 jedoch verletzt.

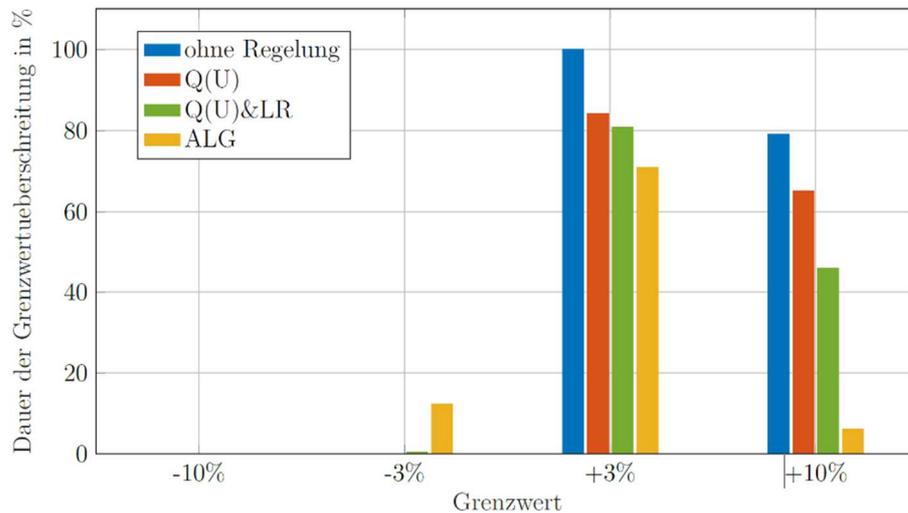


Abbildung II-14: Integrationspotential für verschiedene Regelansätze in der Niederspannung ($f_p = 4$)

Bei den Simulationen wurde bisher die Einhaltung der thermischen Grenzen der Betriebsmittel, vor allem der Leitungen, noch nicht näher betrachtet. Insbesondere der unrealistische Fall einer Vervierfachung der Einspeiseleistung der PV-Anlagen lässt derartige Verletzungen erwarten.

II.4 Entwicklung der Hard- und Software für die Feldversuche

II.4.1 Stromrichtertechnik

II.4.1.1 Neue Schaltungstopologien

Nach Definition der speziellen Anforderungen hinsichtlich der zusätzliche Funktionalität der Stromrichter zu Verbesserung des Netzbetriebs wurden Schaltungstopologien untersucht, die für diese Anforderungen geeignet erschienen. Insbesondere zeigte sich, dass für den unsymmetrischen Betrieb der Anlagen mit Wirk- und Blindleistung auch im Bereich von Oberschwingungen umfangreiche theoretische Untersuchungen und Modell- und Simulationsrechnungen erforderlich waren. Im Institut ELSYS wurden auch verfügbare neue Halbleiterbauelemente aus SiC untersucht und in speziellen Aufbauten betrieben. Dazu wurde eine Stromrichterplattform für den Laborbetrieb im Leistungsbereich von 10 kW entwickelt und erfolgreich in Betrieb genommen. Von Beginn der Arbeiten an wurde ein modulares Konzept verfolgt, so dass durch Parallelschaltbarkeit auch höhere Leistungen und auch die „interleaved“ Verfahren oder sonstige Topologie- und Steuerungskonzepte damit erprobt werden konnten.

Verschiedene aussichtsreiche Topologien (Multilevel, Interleaved und Modulwechselrichter) für die Leistungsteile wurden hinsichtlich der technischen Eigenschaften untersucht und für den Einsatz im Projekt beurteilt. Hinsichtlich der Wirkleistungs- und Blindleistungssteuerung sind alle untersuchten Topologien sehr gut geeignet. Für Netzqualitätsfunktionen und Oberschwingungskompensation zeigt die interleaved parallel Topologie kleine Vorteile hinsichtlich der Dynamik und bietet als wesentlichen Vorteil eine hohe Skalierbarkeit und Modularität der Stromrichter. Deshalb wurde diese Topologie für die Anwendungen im Projekt favorisiert und verwendet.

Zur Unterdrückung elektromagnetischer Störemissionen wurden Netzfilter ausgesucht und in einer speziellen Kombination erprobt. Dabei stellte sich heraus, dass der Aufbau der Anlage bereits unter EMV Gesichtspunkten hergestellt werden muss und u.a. Schirmbleche und eine getrennte Leitungsführung für unterschiedliche Bereiche der Stromrichter wesentlich ist. ELSYS hat dazu Messgeräte eingesetzt und konnte die Störungen charakterisieren und auf die Schaltvorgänge der IGBTs zurückführen. GPE hat den Aufbau des Stromrichters optimiert, so dass mit nur geringem Mehraufwand an Bauelementen und Material die Einhaltung der schärferen Hausnorm erreicht werden konnte. Dies ist insbesondere in Hinblick auf die zukünftige Serienentwicklung ein wichtiges Ergebnis, da die Einsetzbarkeit bzw. Machbarkeit sichergestellt werden konnte. Für den gleichzeitigen Betrieb der Anlagen mit Powerline Kommunikation ist eine sehr geringe Aussendung von kabelgebundenen Störsignalen essentiell, wie sich im weiteren Verlauf des Projekts herausstellte.

Für die Steuerung wurde eine in Ansätzen vorhandene DSP Baugruppe erheblich weiterentwickelt, wobei sowohl die Hardware als auch die Software für die Anwendungsbereiche neu entwickelt wurden.

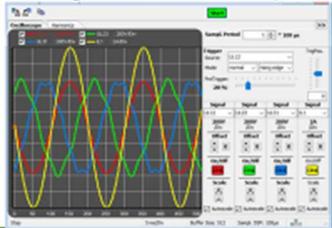
Für die Software wurde ein bereits vorher erstelltes objektorientiert strukturiertes Framework erheblich erweitert und um Funktionalitäten für Netzstabilisierung ergänzt. Die Struktur wurde nach den aktuellen Anforderungen und Erkenntnissen neu angelegt. Insbesondere wurde auf Robustheit, Performance und optimale Nutzung der Peripheriefunktionen für leistungselektronische Anwendungen geachtet. Die Datenkommunikation wurde in einer völlig neuen objektorientierten Struktur erstellt, so dass nun große Datenmengen und gleichzeitig Echtzeitdaten mit geringer DSP Belastung an übergeordnete Systeme übertragen werden können. In das Framework wurden Klassen zur Regelung der Stromrichter integriert, beispielsweise werden hier die PR-Regler genannt, die Regelung von Oberschwingungen eingesetzt wurden.

Zur Kommunikation und zur überlagerten Anlagensteuerung wurde ein Level 2-Controller mit dem Betriebssystem Linux eingesetzt. Auch für diesen Controller wurde ein Software Framework entwickelt, das einen vollstän-

dig konfigurierbaren Communication Server enthält. Damit ist es möglich, Signale über unterschiedliche Daten-netzwerke zur Verfügung zu stellen. Datenschnittstellen wurden für CAN, Modbus (Client und Server) und für GPE Objective Protocol, ein eigenes, objektorientiertes Protokoll für TCP/IP entwickelt. Die Datenübertragung kann wahlweise zeit- oder ereignisgesteuert initiiert werden. Zur Konfiguration des Servers wurde ein umfang-reiches Tool entwickelt, das auch Code für Level1, Level2 und Level 3 generiert, um die Datenobjekte komfor-tabel, fehlerfrei und standardisiert in die jeweiligen Programme einzubinden.

LVL1 Framework Erweiterungen

- Neuer Algorithmus für PLL zur Netzsynchronisation auch bei Unsymmetrien, Oberschwingungen
- PR Regler für Oberschwingungen incl. Laufzeitoptimierung
- CAN Kommunikation, komplett neues Protokoll „GPE-CAN“
- LVL2 überarbeitetes Framework, XML-Konfigurierbarkeit UKS, grafische Einstellmöglichkeiten
- LVL3 PC Software incl. Framework
- Integrierte Oszilloskopfunktion (LVL1, LVL2, LVL3)



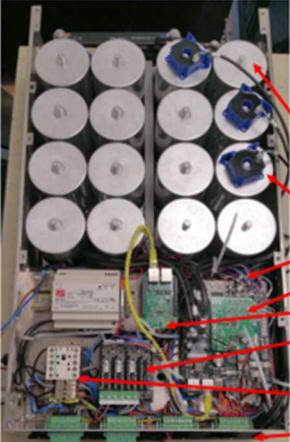
12.02.2017
19

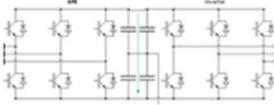
Abbildung II-15: Software Framework für Level 1 Controller (DSP)

II.4.1.2 Entwicklung einer neuen Stromrichter-Plattform

Mit den gewonnenen Ergebnissen wurde eine komplett neue Stromrichterplattform für 2 * 50 kW entwickelt. Hierbei wurden auch Aspekte der Betriebssicherheit, Industrietauglichkeit, Kühlung, Montagemöglichkeiten, Mo-dularität und Integration der Elektronikbaugruppen einbezogen. Das Modul kann per Software als AC DC Steller (für den späteren Einsatz im Batteriespeicher) oder als AC/AC Steller (für den späteren Einsatz im MFLR) be-trieben werden.

Stromrichtermodul 2 * 50 kVA





- Zwischenkreis mit Mittelpunkt, niederind. Folienkondensatoren
- Stromsensoren für Netzstrom
- LVL1 DSP Board
- Zusatzboard Steuerung Crowbar mit MSP 4000 Controller
- LVL2 Systemcontroller
- 2 * Spannungsmessung
- 24 V Netzteil
- Hilfsschütz f. Bypass
- Signalanschlüsse

12.02.2017
17

Abbildung II-16: Kondensatoraufbau und Stromrichtermodul 2 * 50 kVA

Neben der Schaltungstopologie der Leistungshalbleiter wurde ein spezielles, niederinduktiv angebundenes Kondensatormodul, bestehend aus 6 Stück Folienkondensatoren mit einem Hersteller kundenspezifisch entwickelt und aufgebaut. Dieses Modul ist geeignet für unsymmetrische Strombelastungen, schnelle Schaltvorgänge (z.B. auch für den Einsatz von SiC Halbleitern) und hat eine für Netzbetriebsmittel erforderliche hohe Lebensdauer, da keine Elektrolyte verwendet wurden.

Für die unsymmetrischen Netzströme wurden verschiedene Drosseltypen untersucht. Standard- Netzdrosseln sind nicht geeignet für unsymmetrische Ströme bzw. benötigen als Einzeldrosseln zu viel Platz und Gewicht. Deshalb wurde schließlich mit einem Hersteller eine dreiphasige Fünfschenkeldrossel ausgelegt, die dann experimentell untersucht und für alle beabsichtigten Betriebsarten vermessen wurde. Diese Drossel konnte mit der passenden Induktivität, die im Vergleich mit einer Standarddrossel etwa doppelt so hoch sein muss in akzeptabler Baugröße realisiert werden.

Bei der Hardwareentwicklung der Steuerelektronik stand der störteste Betrieb in rauer industrieller Umgebung und gleichzeitig eine hohe Performance und Verarbeitungsleistung im Vordergrund. Die Baugruppe wurde als Multilayer mit niederimpedanten Verbindungen und Schutzelementen ausgelegt. Die geringen Signalspannungen von beispielsweise 1,8 V für die Analogsignale und 3,3 V für Digitalsignale erforderten eine sorgfältige Planung und Berechnung der Störeinkopplungen, insbesondere für den Betrieb der Baugruppe in einem Stromrichter in unmittelbarer Nähe der schnell schaltenden Leistungsbaulemente. Es stellte sich heraus, dass die Leitungsführung wesentlichen Einfluss auf die Signalqualität hat. Deshalb wurde das Layout und die Schaltungen nach Rechnersimulation neu erstellt und nach Fertigung von Musterbaugruppen verifiziert. Die Wirkung der Maßnahmen konnte anschließend im Betrieb der Baugruppe nachgewiesen werden.

Grundlegende Regelungskonzepte wurden erstellt, insbesondere stand hier der gleichzeitige Betrieb der unterschiedlichen Regelungsfunktionen z.B. für Spannungshaltung, Blindleistung und Spannungsqualität im Vordergrund. Ein Forschungsschwerpunkt war die Regelung von Oberschwingungen. Deshalb wurden unterschiedliche Reglertypen und -strukturen auf deren Funktionsfähigkeit, Stabilität und Rechenzeitbedarf simulativ und am Stromrichter untersucht. Für die in den drei Leitern unabhängige Oberschwingungsregelung wurden Proportional-Resonante Regler eingesetzt, die ein integrales Verhalten im Frequenzbereich zeigen, so dass sinusförmige Ströme in hoher Qualität erzeugt und die unterschiedlichen Frequenzen auch rückwirkungsfrei überlagert werden können. Zeitliche Verzögerungen, wie sie z.B. bei Verwendung von PI-Reglern auftreten (Ausregelzeit), werden durch die PR Regler vermieden. Der stabile Betrieb von PR Reglern ist allerdings dann nicht gewährleistet, wenn nichtlineare Betriebspunkte, z.B. Spannungsgrenzen erreicht werden. Diese Betriebsbereiche wurden durch das Institut ELSYS untersucht und beschrieben. GPE hat aufbauend auf diesen Erkenntnissen in den Regelungen in den DSP Controllern Maßnahmen zum sicheren Betrieb integriert und experimentell verifiziert. Die grundsätzliche Struktur der Regelung ist in Abbildung II-17 dargestellt. Die Regelung der Zwischenkreisspannung wurde für notwendig erkannt, um die optimale Spannung anhand der aktuellen Betriebsweise einzustellen. Dadurch werden Wirkungsgrad und Regelbarkeit gewährleistet.

Mit den genannten Verfahren werden folgende Maßnahmen zur Kompensation von Netzstörungen adressiert:

- Blindleistung zur Spannungsstabilisierung, symmetrisch oder unsymmetrisch
- Kompensation von Blindleistung, symmetrisch oder unsymmetrisch
- Leistungsausgleich zwischen den Leitern des Netzes

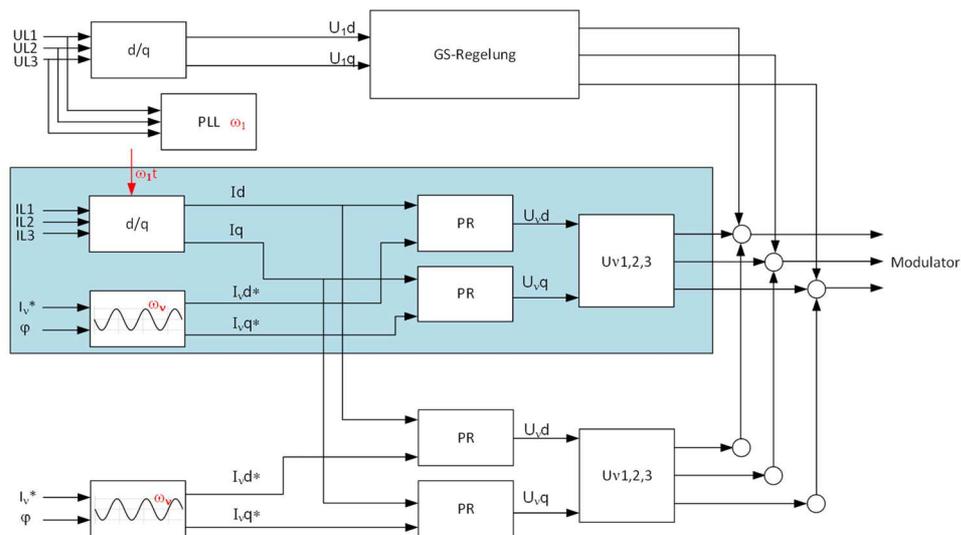


Abbildung II-17: Reglerstruktur, Blockschaltbild

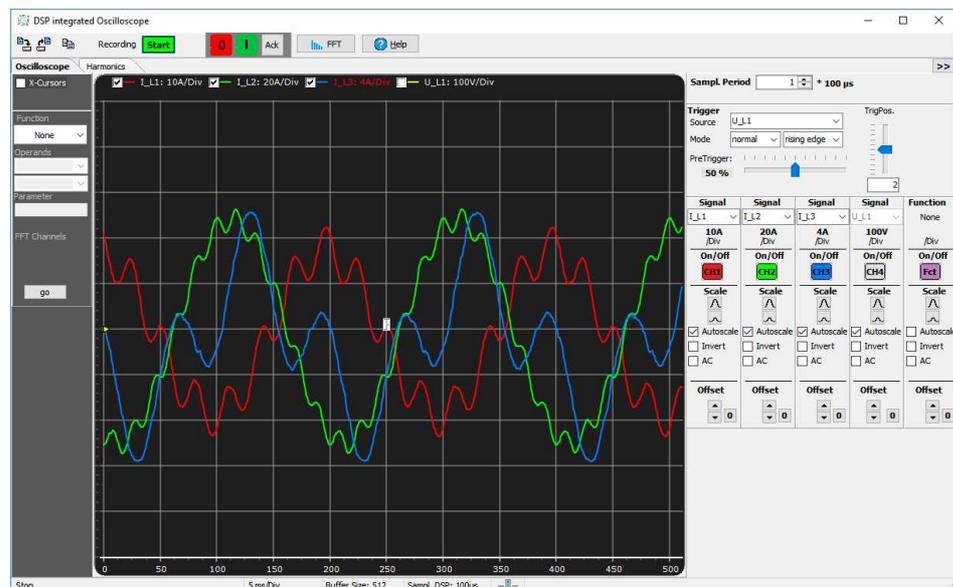


Abbildung II-18: Wirkung der Oberschwingungsregler, unsymmetrische Vorgaben für die 3 Leiterströme

Die Funktion der Regelung ist in Abbildung II-18 dargestellt. Dabei handelt sich um Messungen, die mit dem Stromrichter und dem Level 1 DSP Controller durchgeführt wurden und zur Level 3 Bediensoftware übertragen wurden. Die Aufnahme der Signale wurde in das Software Framework des Level 1 Controllers im Rahmen der integrierten Oszilloskop-Funktion implementiert. Damit konnten exakt die im DSP vorliegenden Signale ausgewertet werden und die Verifikation der Regelung mit realen Werten aus dem DSP durchgeführt werden.

II.4.1.3 Implementierung der Schutz- und Sicherheitstechnik

Fehlerfälle wurden untersucht und sinnvolle Abschaltsequenzen werden derzeit erstellt. Hier wurden zwei kritische Szenarien identifiziert, die über die industrieüblichen, durch Vorschriften und Maßnahmen bereits abgedeckten Bereiche hinausgehen:

- Netzkurschlussströme, die durch Anlagen fließen und nicht durch den Stromrichter selbst beeinflussbar sind (MFLR)
- Batteriekurzschlüsse bei gleichzeitigen Funktionsfehlern der Stromrichter (Batteriespeicher)

Es treten Fehlerströme auf, die um Größenordnungen höher sein können, als die im normalen Betrieb fließenden Ströme. Eine Vollausslegung der Stromrichter für diese hohen und extrem selten auftretenden Ereignisse ist jedoch völlig unwirtschaftlich, deshalb wurden Konzepte verfolgt, die mit vertretbarem Bauelemente-Aufwand den sicheren Betrieb gewährleisten.

Beim MFLR konnte das durch die transformatorische Einkopplung der Zusatzspannung vorhandene Strom-Übersetzungsverhältnis der Koppeltransformatoren genutzt werden, um den Strom im Leistungsteil um ca. Faktor 15 herabzusetzen. Die Ströme, die dann noch beherrscht werden müssen sind im Bereich bis 1500 A und somit mit vertretbarem Aufwand, allerdings in mehrstufigen Schutzkonzepten beherrschbar. Dabei werden Wärmekapazitäten von Bauelementen genutzt, um den Überlastbereich definiert auszunutzen. Die Schutzelemente werden in folgender Reihenfolge aktiv, d.h. sie übernehmen den Kurzschlussstrom

- IGBT Modul des Stromrichters, Strombegrenzung durch Induktivität des Transformators und LR Filter
- Varistor begrenzt Spannung über IGBT
- Thyristor übernimmt Kurzschlussstrom
- Schütz parallel zum Thyristor übernimmt Strom
- Sicherung im Netz schaltet Pfad ab

Bei den Batteriespeichern wurde auf Stromrichterseite ein DC Vakuumschütz und eine für DC geeignete Schmelzsicherung verwendet.

Dieser Schutz ergänzt den batterieinternen Schutz, der ebenfalls mehrstufig ausgeführt ist.

II.4.2 Kommunikationstechnik

II.4.2.1 Systemkonzept Kommunikationsinfrastruktur

Projektbetrachtung

Die am Projekt beteiligten Partner sind zum einen die PPC AG, welche Breitband-Powerline Komponenten (BPL) und die zugehörige Managementinfrastruktur zu Verfügung stellt. Zum anderen werden SCADA- und Regelsysteme von der infra Fürth Unternehmensgruppe betrieben. Weitere Projektpartner, wie beispielsweise die Technische Universität München übernehmen Regel-, Mess- und Managementaufgaben im Rahmen des Projektes.

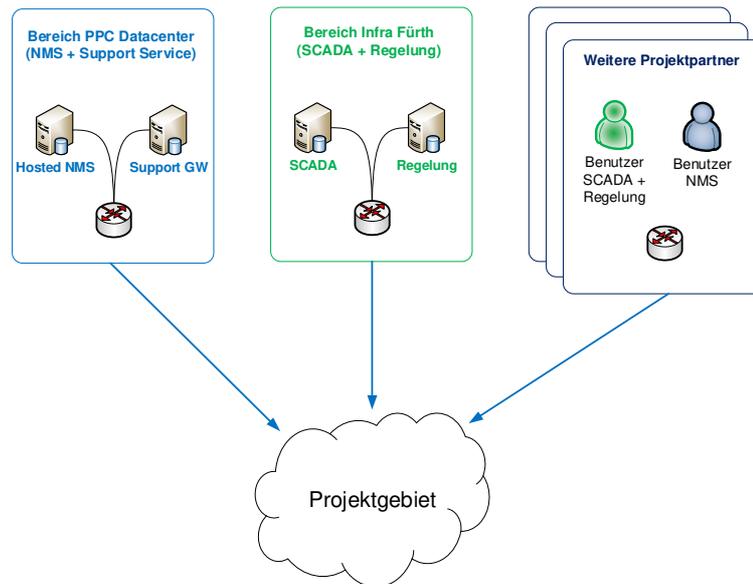


Abbildung II-19: Projektpartner und Rollen

IP Backbone und LAN Subnetze

Um Regel- bzw. Messkomponenten innerhalb des Projektgebietes zu betreiben, ist eine Weit-Verkehrs-anbindung der Infrastruktur zu den örtlich getrennten Management-Systemen erforderlich. Die Terminierung der WAN-Verbindung erfolgt mittels eines von PPC bereitgestellten Routers innerhalb der ersten Mittelspannungsstation. Der Router trennt gleichzeitig das WAN-Netz sowie die nachgelagerten privaten IP-Netze (LAN) für die Mess- und Regeltechnik. Der Router stellt auf der LAN-Seite zwei Subnetze für die Separierung der Kommunikationsfälle „BPL Management“ und „Betriebsmittel / SCADA“ zur Verfügung. Das erste LAN Subnetz dient der Adressierung von BPL Komponenten auf der Nieder- und Mittelspannung. Mittels dieses Netzes wird Management- und Monitoring-Verkehr zwischen den BPL-Komponenten und dem Netzwerkmanagement System der PPC übertragen. Das zweite Subnetz dient der Übermittlung von Regel- und Messdaten zwischen Messgeräten, Wechselrichtern und Strangreglern sowie den zugehörigen SCADA Systemen.

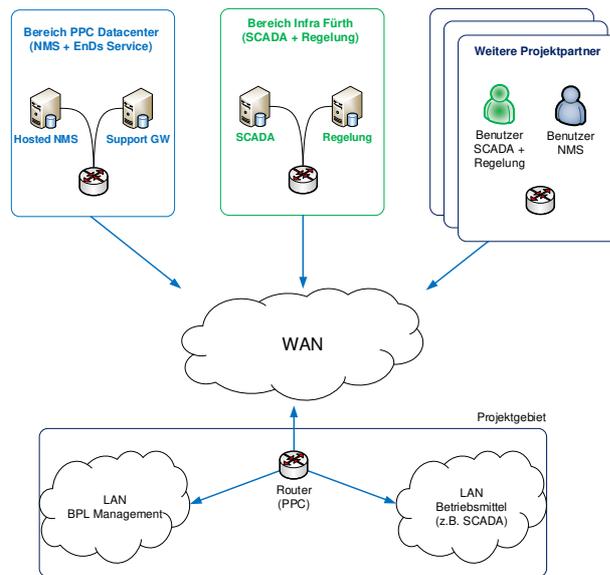


Abbildung II-20: Trennung der LAN-Segmente

LAN-Kerndienste

Um den Betrieb hinsichtlich Datensicherheit und Verfügbarkeit gewährleisten zu können, stellt der zentrale Router für die beiden genannten LAN Segmenten die folgenden Dienste zur Verfügung:

- DHCP (statisch und dynamisch): Dynamic Host Configuration Protocol zur Vergabe von IPs
- NTP: Network Time Protocol
- VPN: Virtual Private Network
- DNS: Domain Name System
- Proxy
- Firewall

IP VPN und Firewall

Für den transparenten und sicheren IP Zugriff aus dem WAN / Internet zu den LAN Segmenten kommt ein VPN Dienst auf dem Router zum Einsatz. Der Router stellt hierbei den Zugriff auf die LAN Segmente via IPsec (IPv4) im Tunnelmodus zur Verfügung. Jeder Projektpartner kann über diesen Zugangspunkt auf die jeweiligen Segmente bzw. Netzwerkkomponenten zugreifen.

Die IPsec Parameter sind wie folgt definiert:

Tabelle II-2: IPsec Spezifikation

Phase 1 / IKE (standards)	
Authentication method	Pre-Shared Key
Negotiation mode	Main
Encryption algorithm	AES (256 bit)
Hash algorithm	SHA 2 (256 bit)
DH key Group	5 (1536 bit)
Lifetime	7200s

Additional Options (standards)	
NAT Traversal	No
Phase 2 / IPsec (standards)	
Mode	Tunnel
Protocol	ESP
Encryption algorithm	AES (256 bit)
Hash algorithm	SHA 2 (256 bit)
PFS key group	5 (1536 bit)
Lifetime	3600s

Die Kommunikation von und zu den LAN Segmenten wird durch den Router zusätzlich durch einen Paketfilter / Firewall geschützt. Das zugehörige Regelwerk wird für den jeweiligen Anwendungsfall individuell erstellt

BPL Mittel- und Niederspannung

Die BPL Komponenten auf der Mittel- und Niederspannung transportieren in Form einer transparenten Ethernet-Bridge die Daten der beiden LAN Segmente zwischen dem Router und den jeweiligen Netzwerkteilnehmern. Hierfür werden zwischen den Mittelspannungsstationen entsprechende BPL Links etabliert und zusätzlich jeweils BPL-Headends für die Kommunikation auf der Niederspannungsebene installiert. Diese kommunizieren mit den weiteren BPL Niederspannungskomponenten (BPL Repeater / BPL Gateways), an welche die Betriebsmittel angeschlossen werden.

Gesamtkonzept Kommunikation

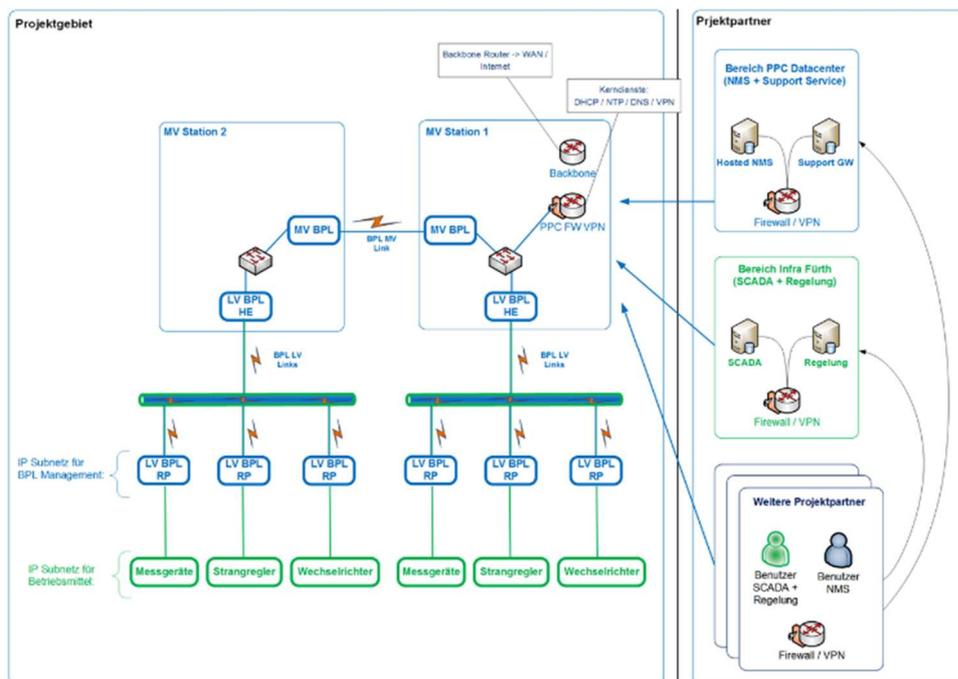


Abbildung II-21: Gesamtkonzept Breitband-Powerline-Kommunikation

II.4.2.2 Anbindung der Betriebsmittel an BPL

BPL Netz Ausbau

Im Rahmen des Förderprojektes Verteilnetz 2020 wurde im Netzgebiet der infra Fürth das Niederspannungsnetz, im Ortsteil Unterfarnbach, mit Hilfe von Powerline als Kommunikationsnetz ertüchtigt und genutzt.

Die Anbindung des Niederspannungs-BPL-Netzes an das Backbone Netz wurde über eine Mittelspannungs-BPL (MSP-BPL) Strecke mit zwei Links vom Umspannwerk (UW) bis zu den Stationen 60 und 195, realisiert.

Schnittstelle zu den Betriebsmitteln

Die verschiedenen im Projekt eingesetzten Betriebsmittel, wie regelbare Erzeugungsanlagen und Stromspeicher und multifunktionale Längsregler, wurden hardwareseitig über die ETH-Schnittstelle mittels einer RJ-45 Buchse an die BPL-Infrastruktur angebunden.

II.4.2.3 Kanaleigenschaften unter dem Einfluss von Leistungselektronik

Typische Störaussendungen von Leistungselektronik

Allgemeine Informationen

Leistungselektronik befasst sich im Allgemeinen mit der Umformung elektrischer Energie durch Schalten. Entsprechend wird in Smart Grids Leistungselektronik zum Netzanschluss von Batteriespeicher-, PV- und WE-Anlagen und zur Verbesserung der Spannungsqualität mittels FACTS verwendet.

Umrichter lassen sich nach der Art der Energieumwandlung klassifizieren:

- Gleichrichter: Erzeugen aus einer Wechselspannung eine Gleichspannung z.B. zum Laden eines Batteriespeichers.
- Wechselrichter: Erzeugen aus einer Gleichspannung eine Wechselspannung z.B. bei Photovoltaikanlagen.
- Gleichspannungsumrichter: Erzeugen aus einer Gleichspannung eine Gleichspannung anderer Höhe.
- Wechselspannungsumrichter: Erzeugen aus einer Wechselspannung eine Wechselspannung anderer Frequenz und Spannungshöhe wie z.B. bei Frequenzumrichter.

Neue Halbleiterschalter erlauben es immer kürzere Schaltzeiten zu verwenden. Hieraus resultieren immer größere Flankensteilheiten der Ströme und Spannungen, was die Energieverluste in den Schaltern reduziert, aber die sich ergebenden Störaussendungen in den höheren Frequenzbereich verlagert.

Auch langsames Schalten im Bereich der Netzfrequenz hat Einfluss auf die Verläufe von Spannung und Strömen und führt zu Netzurückwirkungen.

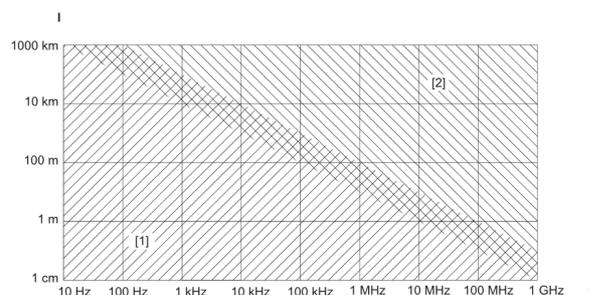


Abbildung II-22: Leitungsgebundene (1) und abgestrahlte (2) Störungen in Abhängigkeit von Störfrequenz und Abmessungen [20]

Störungen, die von Leistungselektronik ausgehen suchen sich Ihren Weg über die verwendete Anschlussleitung des Umrichters oder werden direkt vom System abgestrahlt. Ob ein Störsignal leitungsgebunden oder gestrahlt emittiert wird, ist von der Abmessung des Aufbaus und der Frequenz der Störung abhängig.

Leitungsgeführte Störungen

Allgemeine Informationen

Leitungsgebundene Störungen werden von der Störquelle über Versorgungs- oder Signalleitungen zur Stör- senke übertragen (vgl. Abbildung 2).

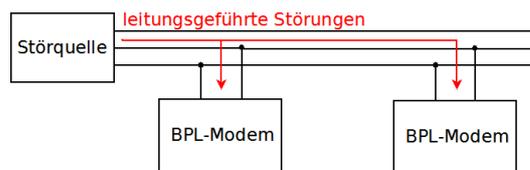


Abbildung II-23: Kopplungspfad leitungsgeführter Störungen in BPL Modems

Die folgenden Arten von leitungsgeführten Störungen wurden betrachtet und hinsichtlich ihres Einflusses auf den BPL Übertragungskanal bewertet, um die Verbesserungspotentiale der BPL Technologie identifizieren zu können:

- Funkstörspannungen
- Oberschwingen
- Spannungsschwankungen und Flicker
- Kommutierungseinbrüche
- Gleichspannungsanteile
- Transienten

Funkstörspannungen

Leitungsgeführte hochfrequente Störspannungen werden als Funkstörspannungen bezeichnet. Gemäß normativer Definitionen liegt ihre Frequenz zwischen 9 kHz und 30 MHz. Funkstörspannungen können zu Funkstörungen und Funktionsstörungen bei elektronischen Geräten führen.

Es werden drei verschiedene Funkstörspannungen unterschieden:

- Symmetrische Funkstörspannungen (Gegentaktspannung): Störspannungen zwischen zwei erdfreien Leitern in einem Stromkreis.
- Unsymmetrische Funkstörspannungen: Störspannungen zwischen den einzelnen Leitern eines Stromkreises und dem Bezugspotenzial.
- Asymmetrische Funkstörspannungen: Störspannungen die zwischen der elektrischen Mitte zweier Leiter und dem Bezugspotential auftreten.

Funkstörspannungen entstehen in Umrichtern durch schnelle Schaltvorgänge der Leistungshalbleiter. Das Prinzip der Entstehung von hochfrequenten Störungen ist in Abbildung II-24 dargestellt. Die Spannungen an Punkten A und B werden mit Frequenzen bis 20 kHz getaktet.

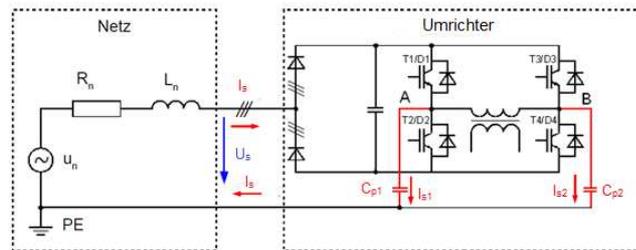


Abbildung II-24: Erzeugung von leitungsgebundenen Störungen in Umrichtern [21]

Durch schnelles Schalten und die daraus resultierenden Schaltflanken, entstehen hochfrequente Ströme (I_{s1} und I_{s2}), die über parasitäre Kapazitäten (C_{p1} , C_{p2}), als Störströme auf Leitungen eingekoppelt werden. Über der Netzimpedanz verursachen diese eine Störspannung U_s . [21]

Oberschwingungen

Oberschwingungen sind harmonische Vielfache der Grundschwingung. Oberschwingungen entstehen durch Betriebsmittel mit einer nichtlinearen Kennlinie, wie etwa Transformatoren, Leuchtstofflampen, oder leistungselektronische Betriebsmittel, wie Gleichrichter, Triacs, Thyristoren usw. Darüber hinaus entstehen Oberschwingungen in Schaltnetzteilen, wie sie beispielsweise in Fernsehgeräten, Computern, Halogenbeleuchtungen, usw. eingesetzt werden. Die nichtsinusförmigen Ströme dieser Verbraucher verursachen an der Netzimpedanz einen Spannungsfall, der die Netznominalspannung verzerrt. [22]

Normativ reichen Oberschwingungen bis zu einer Frequenz von 2 kHz. Abbildung II-25 zeigt, dass solche Oberschwingungen nicht hochfrequent sind (f – Grundfrequenz 50 Hz).

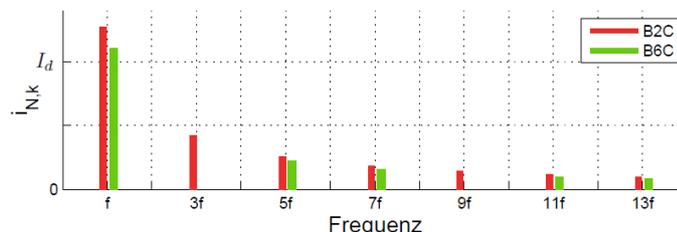


Abbildung II-25: Spektrum der Oberschwingungen von B2C- und B6C-Umrichtern [21]

Spannungsschwankungen und Flicker

Die Betriebsspannung im Versorgungsnetz ist zeitlichen Schwankungen unterworfen. Ursache dafür ist der an der endlichen Innenimpedanz des Netzes durch den Laststrom hervorgerufene Spannungsfall. Man unterscheidet zwischen einer:

- Spannungsänderung, einzelne Änderung des Spannungseffektivwertes, über eine Halbperiode
- Spannungsschwankungen, regelmäßige oder unregelmäßige Folge von Spannungsänderungen [23]

Spannungsschwankungen werden verursacht durch:

- Ein- und Ausschaltvorgänge großer Lasten
- Bei Laständerungen
- Bei gepulsten Leistungen

Spannungsschwankungen können den Betrieb von empfindlichen Geräten und Einrichtungen stören. Insbesondere rufen sie Helligkeitsschwankungen in Beleuchtungseinrichtungen, so genannte Flicker, hervor. [24]

Kommutierungseinbrüche

Kommutierungseinbrüche entstehen, wenn während des Übergangs des Stromflusses, von einem Ventil zum anderen, beide Ventile leitend sind. Dieser kurzzeitige "Kurzschluss" zweier Phasen führt zu hohen Strömen, die nur durch die Netzimpedanz begrenzt sind und dementsprechend einen hohen Spannungseinbruch zur Folge haben. [20]

Im Netz vorhandene Umrichter, beispielsweise zum Betrieb von Antrieben, besitzen im Netzeingang in der einfachsten Version lediglich einen ungesteuerten Gleichrichter. Der Betriebsstrom des Umrichters fließt jeweils über zwei Dioden des Gleichrichters in den Gleichspannungszwischenkreis. Während des Betriebs kommutiert der Strom von einer Diode zur nächsten. Im Kommutierungs Augenblick schließt der Gleichrichter das Netz solange kurz, bis die Diode, die zuvor den Strom geführt hat, ihre Sperrfähigkeit wieder erreicht hat. Abbildung II-26 zeigt solche Kommutierungseinbrüche auf der Netzspannung. [25]

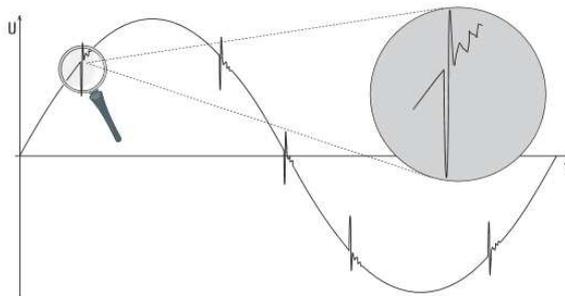


Abbildung II-26: Kommutierungseinbrüche in der Netzspannung [25]

Gleichspannungsanteile

Gleichspannungsanteile werden durch Gleichströme die an der Netzimpedanz einen Spannungsfall verursachen hervorgerufen. Gleichstromanteile entstehen z.B. durch asymmetrisch aufgebaute Gleichrichter oder nicht symmetrisch aufgebaute Umrichter.

Transienten

Unter Transienten (vgl. Abbildung II-27) in Energieversorgungsnetzen, versteht man schnelle impulshafte elektrische Einschwingvorgänge (Strom-, Spannungsänderungen). Sie können bei Kurzschlüssen (Strom nimmt zu, Spannung nimmt ab), Schaltvorgängen (Stromunterbrechung in Induktivitäten – Spannungszunahme, Ladung von Kapazitäten – Stromzunahme, Schwingungen in LC-Kreisen) und bei Blitzschlägen entstehen. Transienten treten sporadisch auf und sind von kurzer Dauer. [26]

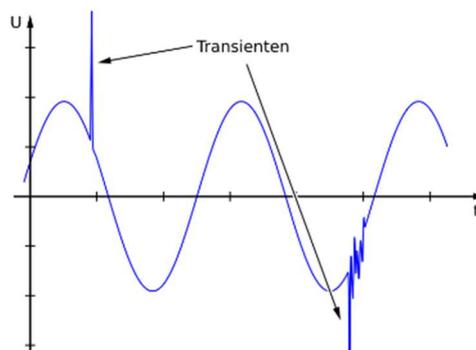


Abbildung II-27: Transienten in Energieversorgungsnetzen [26]

Gestrahlte Störungen

Funkstörfelder

Alle kapazitiven und induktiven Beeinflussungen elektrischer bzw. magnetischer Felder werden als feldgebundene Störungen oder kurz als Störfelder bezeichnet. Die feldgebundenen Störungen werden z.B. als elektromagnetisches Feld eines Kabels oder einer leitenden Fläche als Störquelle über die Luft übertragen.

Kopplung der Funkstörung

Die Störfelder beeinflussen entweder direkt die Störsenke, oder koppeln in eine Leitung ein und wirken dann wie eine leitungsgeführte Störung (siehe oben).

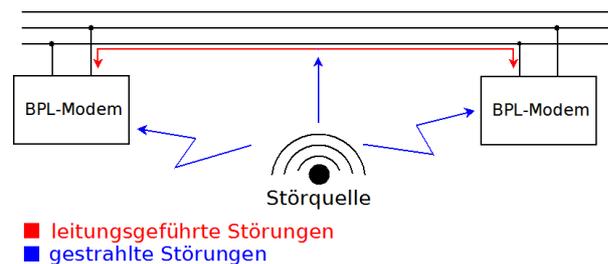


Abbildung II-28: Koppelpfade von Funkstörungen

Einflüsse von nichtlinearen Bauteilen

Unter einem nichtlinearen System versteht man ein System, dessen Ausgangssignal nicht immer zum Eingangssignal proportional ist. Bei Erregung eines linearen Systems mit einem sinusförmigen Signal entsteht am Ausgang wiederum ein sinusförmiges Signal gleicher Frequenz, aber mit veränderter Amplitude und Phasenverschiebung. Diese Eigenschaft gilt für nichtlineare Systeme in Allgemeinen nicht. Außerdem können in nicht linearen Systemen Frequenzanteile entstehen, die im Eingangssignal nicht enthalten sind.

Leistungselektronische Systeme werden aus Halbleiterkomponenten aufgebaut, die ein nicht lineares Verhalten zeigen und in denen Intermodulation entstehen können. Dabei werden nicht nur Vielfache, sondern auch Summen und Differenzen der Eingangsfrequenzen im Ausgangssignal erzeugt, die auch als Intermodulation bezeichnet werden.

Trifft ein Kommunikationssignal welches mehr als eine Frequenzkomponente enthält auf ein nichtlineares System werden die einzelnen Frequenzanteile miteinander gemischt. Die Mischprodukte sind unerwünscht und beeinflussen die Datenübertragung, wenn diese im verwendeten Frequenzbereich des Kommunikationskanals liegen.

Bei der BPL Kommunikation ist der verwendete Frequenzbereich 28 MHz breit (2-30 MHz). Die daraus resultierenden Störfrequenzen fallen zum Teil wieder in das verwendete Spektrum und heben den Rauschpegel an.

Dieser Effekt lässt sich am besten in Frequenzbereichen feststellen, die zwar im Nutzungsbereich liegen, aber aus regulatorischen Gründen von der Nutzung ausgespart werden. Abbildung II-29 zeigt einen solchen Bereich und die anfallenden Intermodulationsprodukte, die den gemessenen Pegel um bis zu 25 dB μ V ansteigen lassen. Daraus lässt sich ableiten, dass das Signal-zu-Rauschen Verhältnis sich auch in den genutzten Frequenzen entsprechend verschlechtert.

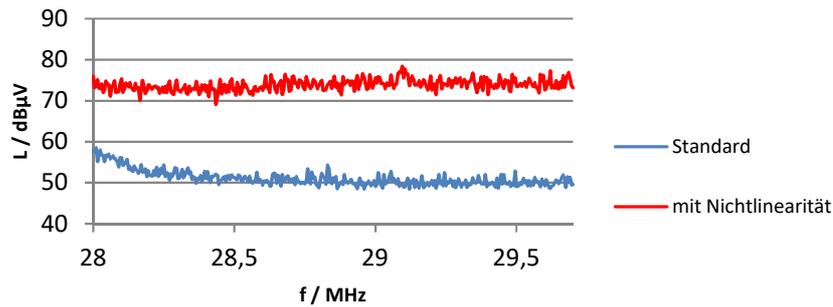


Abbildung II-29: Intermodulation an einem nichtlinearen Bauteil

Die Effekte auf das Übertragungssystem werden in Abbildung II-30 deutlich. Die Modulationsstufe gibt Auskunft über die erzielbare Datenrate der einzelnen Träger des Systems. Mit einer mittleren Reduktion um 3 Modulationsstufen (von 7 auf 4) geht eine Reduzierung des potentiellen Datendurchsatzes um mehr als 50% einher.

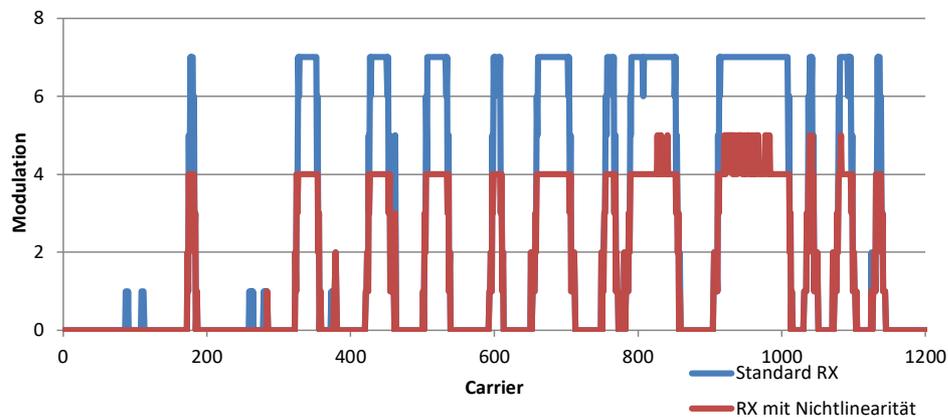


Abbildung II-30: Modulationsparameter mit und ohne Intermodulation

Auswirkungen von Leistungselektronik auf die BPL Kanaleigenschaften

Wie aus den vorangegangenen Kapiteln ersichtlich ist, setzt der BPL Kanal sich aus mehreren Kanalparametern zusammen. Nicht alle Kanalparameter werden durch Leistungselektronik beeinflusst.

Die durch die Schaltflanken der Leistungselektronik erzeugten Störemissionen sorgen im Kanal für eine Anhebung des Rauschpegels. Dieser Rauschpegel liegt nicht linear über das verwendete BPL-Band verteilt, sondern gleicht einer komplexen Hügellandschaft. Der Rauschpegel addiert sich zum Signalpegel der Kommunikation und beeinflusst diese nachteilig. Durch die ungleiche Rauschleistungsverteilung wird die nutzbare Bandbreite des Kanals begrenzt bzw. der Signal- zu Rauschabstand verringert, was dazu führt, dass die Kanalkapazität abnimmt. Auch Intermodulationsprodukte an Nichtlinearitäten sind für eine Anhebung des Rauschpegels verantwortlich. Durch die in leistungselektronischen Systemen verbauten EMV-Filterkomponenten und die Umrichterleistung ergeben sich Impedanz-Sprünge an den Anschlusspunkten der Leistungselektronik. Durch die Fehlanpassungen ergeben sich Reflexionen, die das eigentliche Kommunikationssignal überlagern. Außerdem kann das BPL-Signal in die Kondensatoren von LC-Tiefpassfiltern fließen und dadurch stark abgeschwächt werden.

Grundsätzlich konnte festgestellt werden:

Der Fokus der Untersuchung muss auf leitungsgeführten Störungen gelegt werden, da diese sich nach Norm im Frequenzbereich der BPL-Kommunikation befinden. Gestrahlte Störungen wirken sich auf Leitungen wie Gleichtaktstörungen aus.

II.4.2.4 Störfestigkeit gegen Einflüsse der Leistungselektronik

Aufbau eines BPL Modems

Funktionsblöcke eines BPL Modems

Das gängige Niederspannungs-BPL Modem kann grundsätzlich in 3 Funktionsblöcke unterteilt werden:

- Netzteil
- Kommunikationsteil
- BPL-Kopplung

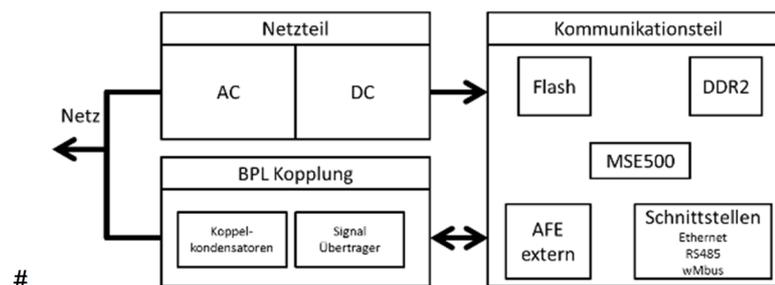


Abbildung II-31: Funktionsblöcke eines BPL Modems

Netzteil

Die Wechsellspannung aus dem Niederspannungsnetz (230V/ 400V) wird gefiltert, gleichgerichtet, geglättet und dann mittels eines Schaltreglers und eines Transformators auf das benötigte DC Potential gewandelt. Für die Betriebsspannungen der einzelnen Komponenten des Kommunikationsteils werden DC-DC Converter eingesetzt.

Kommunikationsteil

Das Kommunikationsteil ist verantwortlich für das Zusammenspiel der verschiedenen Schnittstellen, die Ausführung des Betriebssystems, und zur Speicherung von Daten, mit der die Kommunikation überwacht und gesteuert werden kann.

Abbildung II-31 zeigt die einzelnen Komponenten, welche im Folgenden kurz erläutert werden:

Der MSE500 ist ein System on a Chip (SoC) device mit zwei Kernen und einem integrierten AFE. Der MSE500 ist das Herzstück des BPL Modems und koordiniert die BPL, DDR2, ETH, zwei UART und SPI Schnittstelle.

Auf dem Flash Speicher wird das Softwareimage geschrieben, dass beim Booten dann auf dem DDR2 Speicher entpackt wird

Je nach Geräteausführung sind folgende externe Schnittstellen vorhanden:

- Ethernet (10/100 Mbit/s)
- RS485 (115200 Baud)
- wMbus (868 MHz)

Das externe AFE ist die Schnittstelle von MSE500 zur BPL Kopplung

BPL Kopplung

Die BPL Kopplung dient dazu die Netzspannung von dem Kommunikationsteil fernzuhalten und das BPL Signal galvanisch getrennt und mit möglichst geringen Verlusten zu übertragen.

AFE im Detail

Das Analoge Front End (AFE) besteht aus einem Sendepfad und einem Empfangspfad (vgl. Abbildung II-32). Beide sind differentiell aufgebaut. Der Sendepfad besteht im Wesentlichen aus einem Tiefpassfilter und einem Verstärker. Der Empfangspfad besteht aus einem Bandpassfilter und zwei Transistorverstärkern. Analoge Signale sind der Analog Digital Converter (ADC) Eingang des im BPL Chip Satz (MSE500) integrierten AFE. Die analoge Signalquelle ist die differentielle Stromquelle des im BPL Chip (MSE 500) integrierten AFE.

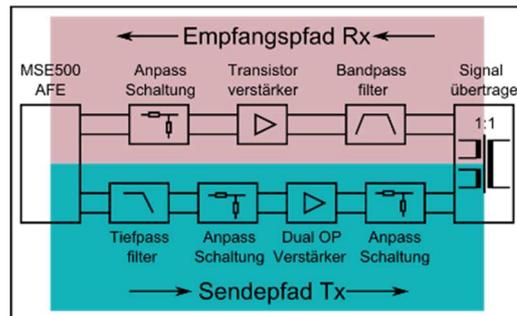


Abbildung II-32: Blockschaltbild des externen AFE

Die identifizierten Störaussendungen der Leistungselektronik im Verteilnetz beeinflussen in großem Maße den aufgeführten Sendepfad und Empfangspfad. Vor allem der Empfangspfad wird durch leitungsgeführte Störer, die im Frequenzbereich der BPL-Übertragung auftreten, gestört. Die Weiterentwicklungen haben sich demnach folgerichtig auf diese Teile der Geräte konzentriert.

II.4.2.5 Weiterentwicklungen BPL Technologie

Optimierungen RX-TX Pfade

Die BPL-Schnittstelle wird über den 3-poligen Steckverbinder an der Unterseite des Geräts, getrennt zur Spannungsversorgung des Netzteils ausgeführt. Die BPL Schnittstelle wird zur Ankopplung an Spannungen bis zu 400V ausgelegt. Folgende erarbeiteten Änderungen werden in der Ankopplung und dem Empfangspfad der BPL Kommunikation umgesetzt:

- Signalübertrager mit Mittenanzapfung
- CMC im Empfangspfad
- Volldifferenzieller Verstärker im Empfangspfad
- Differentielle Anbindung des Empfangsfilters

Optimierung EMV Immunität

IEC 61850-3 Anforderungen erfüllt; nachgewiesen durch Messung.

Optimierung Netz-Ankopplung der Geräte

Beschreibung Theorie:

- Länge differentieller Ankopplung
- Skin-Effekte

Beschreibung der eingesetzten Lösung:

- Längenausgleich
- Verdrillung Kabel

II.4.3 Datenmanagement

II.4.3.1 Konzeption Datenmanagement

Im Rahmen der konzeptionellen Arbeiten wurde der Rahmen der Aufgabenstellung mit den beteiligten Partnern abgesteckt. Als Schwerpunkt haben sich die Prognosefunktionen von EMPURON und die Optimierungsschritte im Umfeld der Speicher herauskristallisiert. Gegenüber dem Leitsystem tritt das EMPURON System als Dienstleister auf. Das Leitsystem selbst bearbeitet auf Basis des TUM Regelkonzepts alle Regelmechanismen.

Um Rahmen des Projekts wurden demzufolge schwerpunktmäßig als Hauptaufgabe bearbeitet:

- Technische Parameter/Verhalten von Batteriesystemen, Wechselrichtern, Netztransformatoren und anderer Komponenten
- Wetterprognosen (unterschiedliche Fristigkeiten zwischen 15 Minuten und 24h)
- Erfassung der technischen Leistungsparameter (Hochlaufzeiten, Zustände, maximale/minimale Zustandszeiten)
- Abstimmung mit den Regelparametern der Leittechnik
- Modelldefinition, Analyse möglicher Szenarien
- Definition der Interfaces zu Leittechnik und Betriebsmitteln

Mit dem Teilprojekt Datenmanagement im Projekt VN2020 wurden damit hauptsächlich folgende Ziele verfolgt:

Austausch von Fahrplänen mit LT, Optimierungen, weitere Dienstleistungen

- Erfassen von und Archivieren von Netzdaten (U/I/Cos Phi/Störungsinformationen)
- Integration technische Parameter, Wetterprognosen, Szenarien, Rechenmodelle
- Bereitstellung Kurz- und Mittelfristprognosen, Fahrpläne/Sollwerte, Archiv, Visualisierung, Marktkommunikation

II.4.3.2 Implementierung einer Prognosemethodik für Einspeiseanlagen

EMPURON verfügt für die Prognosefunktion über die KI-Technologie „Künstliche Neuronale Netze“ („KNN“). Mit Hilfe dieser Komponenten wurde im vorliegenden Projekt die Einspeiseprognose umgesetzt. In die KNN wurden als Inputparameter Wetterprognosen integriert. Um die Güte der Wetterprognosen zu ermitteln wurden Vergleichsanalysen durchgeführt. Ein visueller Vergleich wurde durch eine Gegenüberstellung der Zeitreihen von Prognose- und Messdaten realisiert. Hierdurch soll weniger der konkrete Prognosefehler veranschaulicht werden, sondern die korrekte Erfassung der Prognose von Trends, wie zum Beispiel kurzfristigen Bewölkungsschwankungen oder stark unterschiedlichen aufeinanderfolgenden Tagen.

Darüber hinaus wurde für den qualitativen Vergleich ein Fehlermaß berechnet, welches die Differenz zwischen Messung und Vorhersage ins Verhältnis zum Messwert setzt. Dieser prozentuale Fehler wurde jeweils für die Tagessummen der Strahlungswerte berechnet und zusätzlich einmal über alle analysierten Tage gemittelt.

Das Vorgehen bei der Fehlerberechnung, statt einzelner viertelstündlicher Werte die Tagessummen zu betrachten, begründet sich in der Charakteristik der Aufgabenstellung: die Strahlungsprognose liefert die Grundlage für die PV-Leistungsprognose. Diese fließt wiederum in die Optimierungsrechnung zur Speicherplanung ein. Je nach Leistungsbedarf und PV-Erzeugung wird der Speicher tagsüber geladen und nachts entladen. Hier gilt es vor allem Situationen zu vermeiden, in welchen die Strahlungsprognose zu hoch angesetzt ist, und somit später zu wenig Energie im Speicher zur Verfügung steht. Daher ist bezüglich des Fehlers, ein tagesgenauer Vergleich in diesem Fall ausreichend. Außerdem würde eine Fehlerberechnung der einzelnen Werte auf Grund der Komplexität der Prognoseaufgabe in viertelstündlicher Auflösung teilweise zu extremen Fehlerwerten führen, anhand derer keine Aussage über die Qualität der gesamten Vorhersage getroffen werden könnte.

Zusammenfassend zeigen sowohl der visuelle, als auch der rechnerische Vergleich starke Schwächen bei den Anbietern *accuweather.com* und *SoDa* auf. Gute Ergebnisse, sowohl in der qualitativen Betrachtung als auch bezüglich der Modalitäten, ergaben die Daten von *Solargis* und *Kachelmann*, welche deshalb auch für die dauerhafte Datenbereitstellung bevorzugt werden sollten.

Im Folgenden sind die Vergleichsdiagramme und die Berechnungsergebnisse der einzelnen Anbieter zur Übersicht dargestellt.

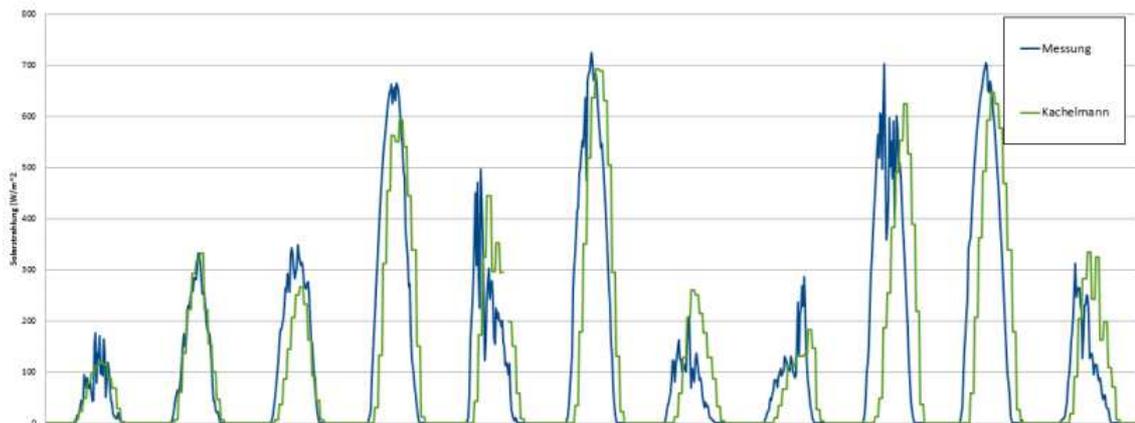


Abbildung II-33: Vergleich der Prognosedaten von Kachelmann mit gemessenen Strahlungsdaten

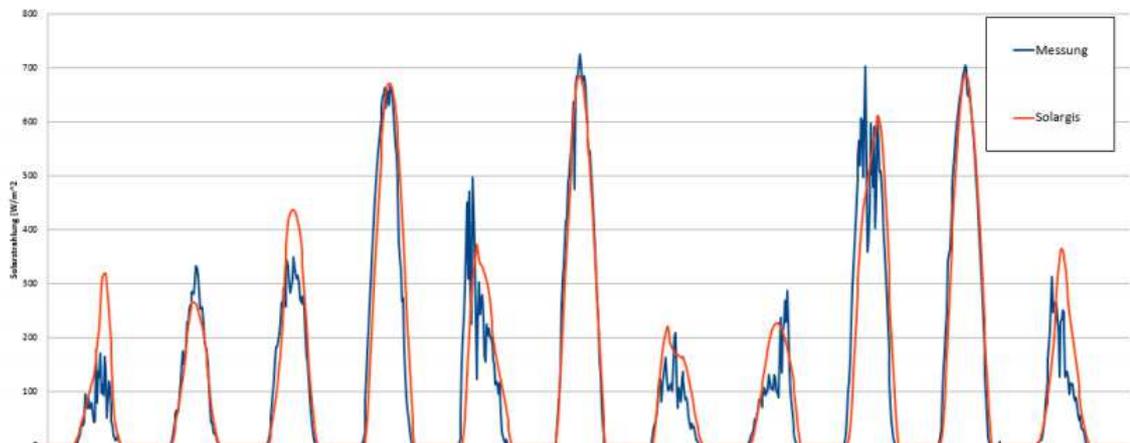


Abbildung II-34: Vergleich der Prognosedaten von Solargis mit gemessenen Strahlungsdaten

Die eingesetzten KNN stellen eine autoassoziative Softwaretechnologie dar, die über fortwährendes Training an Genauigkeit gewinnt bzw. sich an stetige Änderungen anpassen kann. Folgende Abbildung zeigt die Adaption der Ergebnisse der Einstrahlungsprognose:

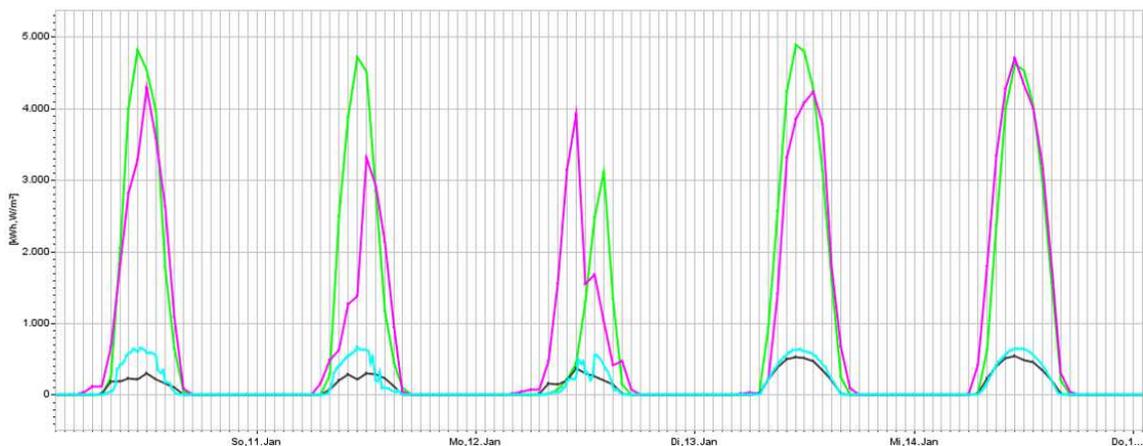


Abbildung II-35: Adaption der Prognose bei Verbesserung der Vorhersagegenauigkeit

Abbildung II-35 zeigt, dass bei einer Erhöhung der Prognosegenauigkeit (Verringerung des Abstands zwischen schwarzer und türkiser Kurve) sich auch die Deckung zwischen Prognosewert (Pink) und realer Messung (Grün, gemessen am Folgetag) erhöhen.

II.4.3.3 Implementierung einer Prognosemethodik für Lasten

Wiederum auf Basis der KNN wurde ein Modell recherchiert, das zur tages- und jahreszeitlichen Vorhersage der Aufnahme von elektrischer Energie geeignet ist. Das Modell von New York ISO, eines unabhängigen Netzwerkkoperators in USA, konnte erfolgreich getestet werden.

Das New York ISO Modell ist sehr stark erfahrungsorientiert (Verwendung von Vorjahreskurven), nutzt Feiertags-/Wochenendkalender und zudem, über die Temperaturen, auch noch den jahreszeitlichen Aspekt. Folgende Abbildung zeigt die Übereinstimmung eines trainierten KNN mit den realen Verbrauchswerten (Schwarz).

Vergleich zwischen realem Verbrauch und Prognosewerten

(Selbstlernend und autoadaptiv)

Darstellung: Prognose 24 Stunden voraus

Schwarz: Reale Last
Rot: Prognosewerte

Ergebnisse

Die Prognose arbeitet sehr zuverlässig. Die Abweichungen sind insbesondere in den Flanken sehr gering. Insgesamt gibt es eine geringe prozentuale Abweichung.

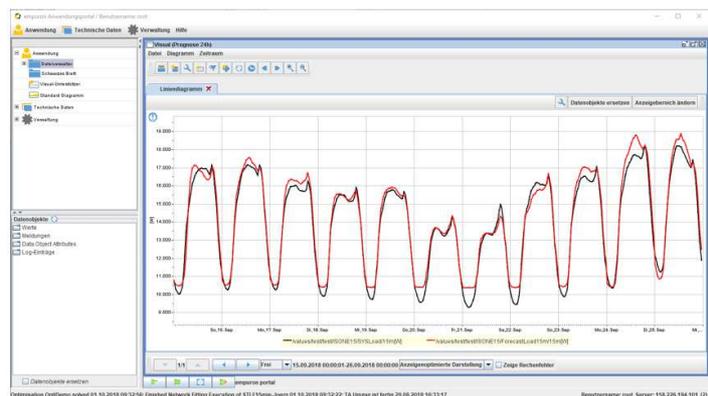


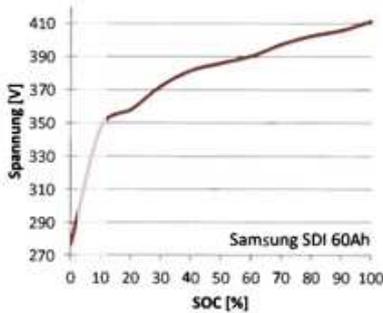
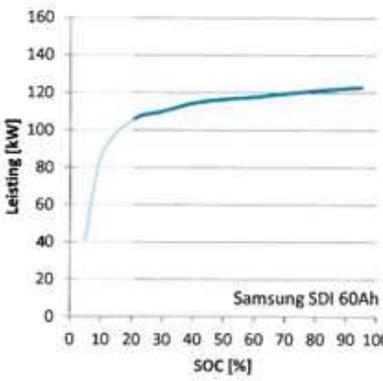
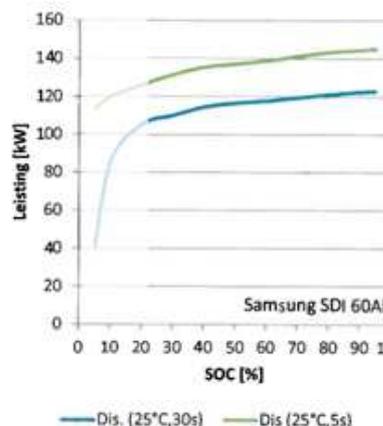
Abbildung II-36: Prognosegüte des New York ISO Modells im EMPURON System

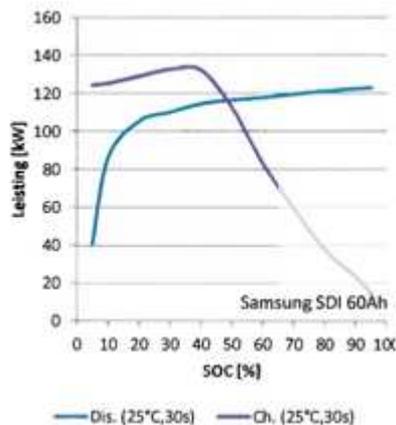
Mit der Vorgehensweise wie sie vom Systemoperator New York ISO gewählt wurde, konnten auch bei EMPURON sehr geringe Prognoseabweichungen erzielt werden.

In einem nächsten Schritt wurden Parameter des optimalen Betriebs unter Berücksichtigung von technischen und monetären Kenngrößen ermittelt. Für den optimalen Betrieb einer Anlage wurden aus monetärer Sicht die Strompreismodelle aus dem EEG herangezogen. Aufgrund der Einspeisevergütung lassen sich für einzelne Anlagen exakt die jeweiligen Erträge errechnen bzw. prognostizieren.

Aus Sicht des Speichers existieren eine ganze Reihe von technischen Einschränkungen, die im Betrieb zu berücksichtigen sind, um einen optimalen Leistungsbezug zu gewährleisten bzw. den Speicher über eine Reihe von Betriebsjahren ohne größere Leistungsverluste einsetzen zu können.

Tabelle II-3: Zellcharakteristiken und abgeleitete Constraints im Versuchsszenario

Zellcharakteristik	Bedingung/Constraint
	<p>Optimierung auf lineare Bereiche bei der Betriebsspannung</p> <ul style="list-style-type: none"> Optimierung auf SOC > 10%
	<p>Optimierung auf lineare Bereiche bei der Leistungsabgabe</p> <ul style="list-style-type: none"> Optimierung auf SOC > 20%
<p>Batterieleistung und Temperatur</p> <ul style="list-style-type: none"> Temperaturen werden nicht berücksichtigt: Heizung/Kühlung der Batterie wird vorausgesetzt 	
	<p>Optimierung Belastungsdauern auf lineare Bereiche</p> <ul style="list-style-type: none"> Modell wird auf höhere Belastungsdauern ausgelegt SOC > 20%



Abweichende Lade-/Entladeleistung

- Beladestrategie abhängig von zu erwartenden Engpässen
- SOC situativ < 60% (bzw. < 80%)

Optimierung Lade-/Entladeleistung

- Limitierung auf 1C/1C wird angestrebt

Optimierung Batterielebensdauer

- Wird nicht angestrebt: Die voraussichtliche Rest-Batterielebensdauer wird gem. Modellen errechnet/kontinuierlich mitaufgezeichnet

Während der Arbeiten an der Speicheroptimierung wurde auch mit detaillierten Batteriemodellen gearbeitet. Folgende Abbildung gibt ein einfaches Batteriemodell wieder.

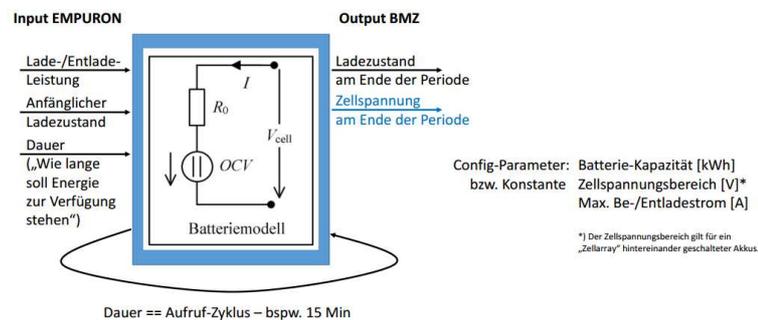


Abbildung II-37: Einfaches Batteriemodell

Kriterien und Parameter der Ladeoptimierung

Maximale Lebensdauer eines Speichers mit:

- Minimierung der Betriebsstunden mit Maximalbeladung
- Berücksichtigung einer Maximalentladungstiefe
- Begrenzung der Lade-/Entladeleistung bzw. Spannungsgrenzen der Batterie
- Berücksichtigung von Vergütungsaspekten, bspw. EEG-Vergütungsgrenze von "70% der Systemleistung" (System aus Erzeugung und Speicher)

Zu optimierende Kostenfunktion

$$J_m = rJ_{cost} + qJ_{aging} \tag{7}$$

Mit: J_m : Zu minimierende Gesamtkosten

J_{cost} : Energiekosten

J_{aging} : Alterungskosten

r, q : Gewichtungsmatrizen

Randbedingungen: $SOC_{min} \leq SOC_k \leq SOC_{max}$
(beispielhaft) $V_{min} \leq V_k \leq V_{max}$

$P_{dis_{max,k}} \leq P_{B,k} \leq P_{ch_{max,k}}$

SOC: State of Charge

V: Batterie-Spannung

$P_{dis_{max,k}}$: Maximale Entladeleistung

$P_{ch_{max,k}}$: Maximale Ladeleistung

Für die Optimierung wurde das Verfahren der nichtlinearen Optimierung eingesetzt. In der finalen Version werden die Optimierungsläufe mit dem Modul „ipoppt“ gerechnet (vgl. <https://github.com/coin-or/lpopt>): lpopt ist ein Softwarepaket für große, nichtlineare Optimierungen. Es ist darauf ausgelegt, (lokale) Lösungen für mathematische Optimierungsprobleme zu finden.

In einem ersten Schritt wurde die Optimierung mit Matlab modelliert. Folgende Abbildung zeigt beispielhaft die Matlab-Parametrierung. In einem nächsten Schritt wurde versucht die Matlab-Ergebnisse direkt in ipopt in einer einfachen Programmumgebung nachzuvollziehen. Schließlich wurde das funktionstüchtige ipopt-Modul in das EMPURON-Gesamtsystem integriert.

Die vollzogenen Tests haben gezeigt, dass die modellierten Optimierungsbausteine sehr gute, nachvollziehbare Ergebnisse liefern, die sich für die Ermittlung des Be-/Entladungsfahrplans sehr gut eignen. Ein „Fahrplan“ ist dabei die geplante Vorgehensweise, die als Vorgabe des führenden Systems erzeugt und an dieses System weitergereicht wird.

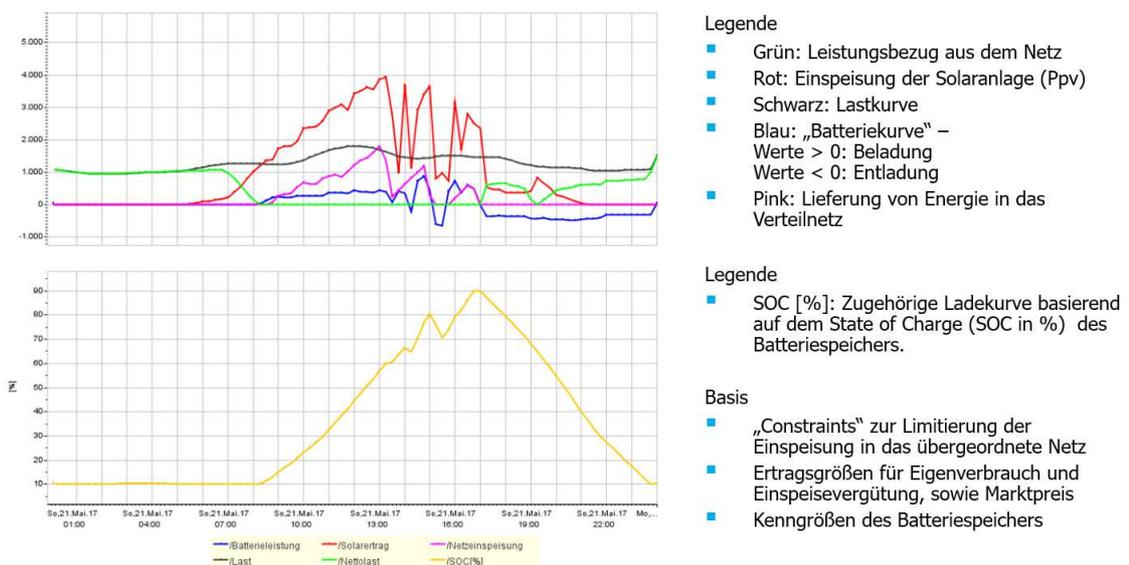


Abbildung II-38: Matlab-Beispiel

In Abbildung II-38 wird ein optimales Verhalten antizipiert, indem aus einer Kostenfunktion und voraussichtlichem Systemverhalten eine optimale Strategie ermittelt wird (hier „Beladungsstrategie“).

Neben all diesen Systemfunktionen wurde noch ein System zur Aufbereitung der Daten (Auswertung von Messungen) geschaffen, es wurden Zeitreihen aggregiert und als Fahrpläne an die Leittechnik weitergegeben.

II.4.3.4 Implementierung von Geschäftsprozessen

Als wesentliche, regulatorische Voraussetzung wurde an den Einspeiserichtlinien bzw. der Vergütung des EEG festgehalten. Deshalb bestand die wesentliche Voraussetzung im EMPURON-Ansatz, den Eigenverbrauch zu erhöhen und dies transparent zu machen.

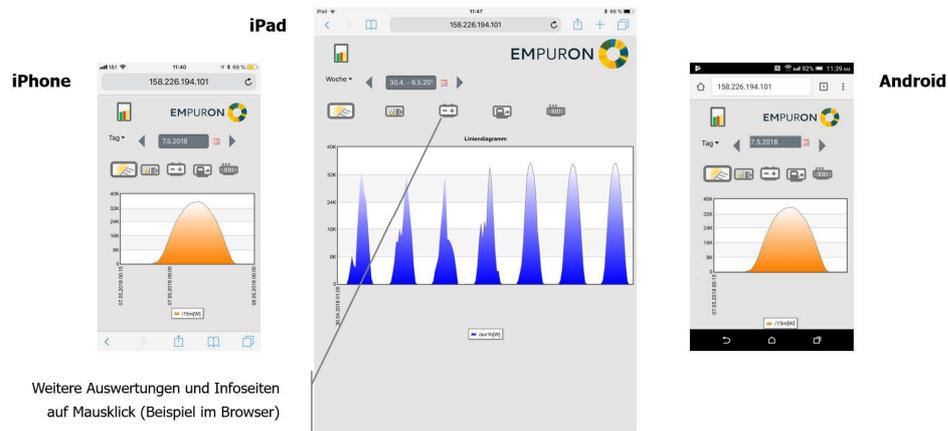


Abbildung II-39: Darstellung von Werten

Für den EEG-orientierten Ansatz wurden jeweils Oberflächen erstellt, die dem Anwender – hier dem Anlagen-eigner – einen Einblick in die Funktion seiner Anlagen übermittelt. Durch die Darstellungen und Auswertungen werden auf unterschiedlichen Geräten sowohl Betriebsdaten dargestellt wie auch die Anlagenspezifika, bspw. die Leistung der Anlage, Modulzahl, Ausrichtung, Vergütung usw.



Abbildung II-40: Portaldarstellung Anlagendaten

Die Oberflächen sind auf unterschiedlichen Geräten unterschiedlicher Betriebssysteme darstellbar, bspw. auf Mobilgeräten von Apple oder anderen Herstellern, sowie auf dem PC.



Abbildung II-41: Portaldarstellung Anlagenparameter

Gesetzliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, Geschäftsprozesse

Für die Anlagen der privaten Betreiber im Netz von Unterfarnbach gilt das EEG. Die für den Benutzer relevante Sicht wurde primär betrachtet und allen Rechenmodellen, bspw. der Batterieoptimierung, zugrunde gelegt. Während der Arbeiten zeichneten sich leider keine weiteren nennenswerten Rechenmodelle ab, auf eine Betrachtung nach EEX-Preisen wurde aufgrund des zu hohen Aufwands verzichtet.

Regelungseingriffe dokumentieren und verrechnen

Zur Bearbeitung der Regelungseingriffe sind folgende Verfahrensschritte wählbar:

Fortschreibung anhand Einstrahlungsdaten:

1. Start der Berechnungskette unter Wahl eines Zeitraums
2. Rechenbaustein errechnet die Sollkurve, schreibt sie in ein definiertes Datenobjekt
3. Per Reporting kann ein Standardreport ausgeführt werden

Fortschreiben konstanter Wert:

Vorgehen wie oben, jedoch mit definierter Rechenoperation

Auf Basis KNN:

Leistungsprognose anhand von Wetterprognose/Einstrahlungsdaten bzw. durch Fortschreibung

1. Ausführung des Neuronalen Netzes für spezifischen Zeitraum
2. Kumulierung der Ertragswerte durch den Rechenbaustein (s. o.)

Als weitere Systemoption wurden Möglichkeiten geschaffen, dem System und einzelnen Systemoperationen Ereignisse bekannt zu geben, die Abweichungen bei den Berechnungen mit sich bringen. Dadurch lässt sich die Planungs- und Prognosesicherheit des Systems erhöhen.

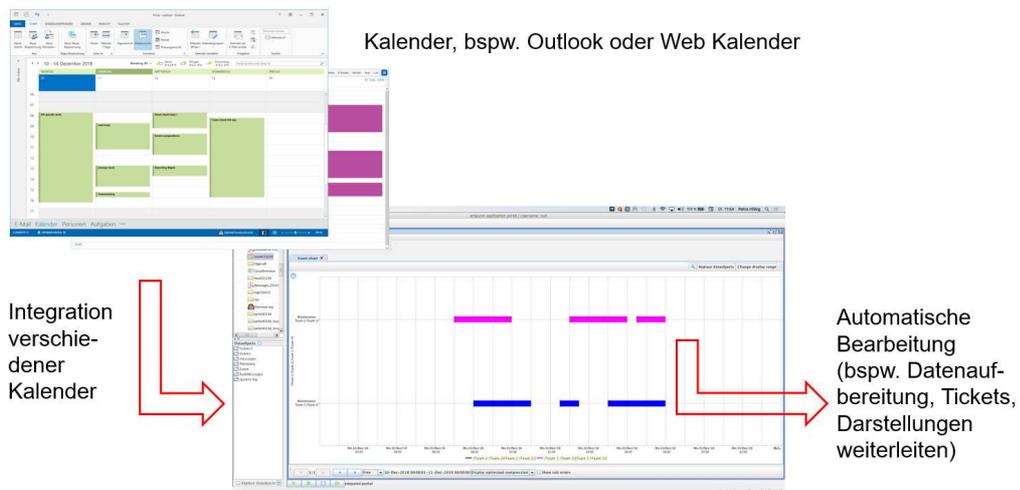


Abbildung II-42: Kalenderwerkzeug, bspw. Eintrag Regelungen

II.4.3.5 Umsetzung der Schnittstellen zwischen Leittechnik und Datenhaltung

Das Leittechniksystem wurde zu Beginn des Projekts als Zentralsystem definiert, das die relevanten Datenströme aus dem elektrischen Netz bündelt und ebenso die Steuerinformationen für Netz und Betriebsmittel sammelt und weitergibt. Das EMPURON Datenmanagement stellt in dem Zusammenhang ein System dar, das dem zentralen Leitsystem Dienstleistungen bereitstellt, jedoch nicht aktiv steuert.

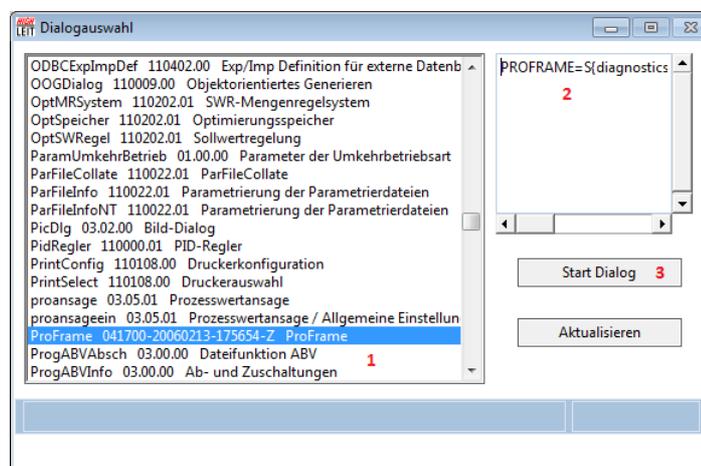


Abbildung II-43: Selektion von IDS-Leitsysteminformationen

Für die Zwecke des Datenaustauschs werden im IDS-System die Befehle einer Kommunikationsschicht verwendet (vgl. Abbildung II-43 und Abbildung II-44). Mit ihrer Hilfe lassen sich Netzkomponenten identifizieren und die relevanten Informationen adressieren. Diese werden dann an das EMPURON-System übermittelt.

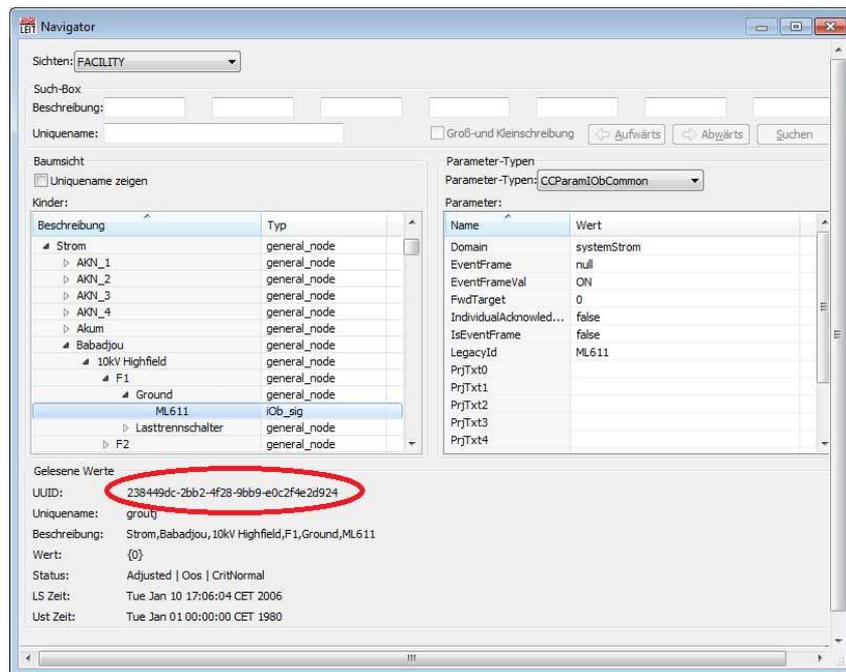


Abbildung II-44: Im geöffneten Navigator selektieren

II.4.3.6 Umsetzung eines Datenmanagements für die Labor und Feldversuche

Auf den Standort in München bezogen wurden in einem ersten Testszenario Anlagen-Leistungsdaten einer universitären Anlage auf dem Dach der TUM herangezogen und mit lokalen Wetterdaten kombiniert.

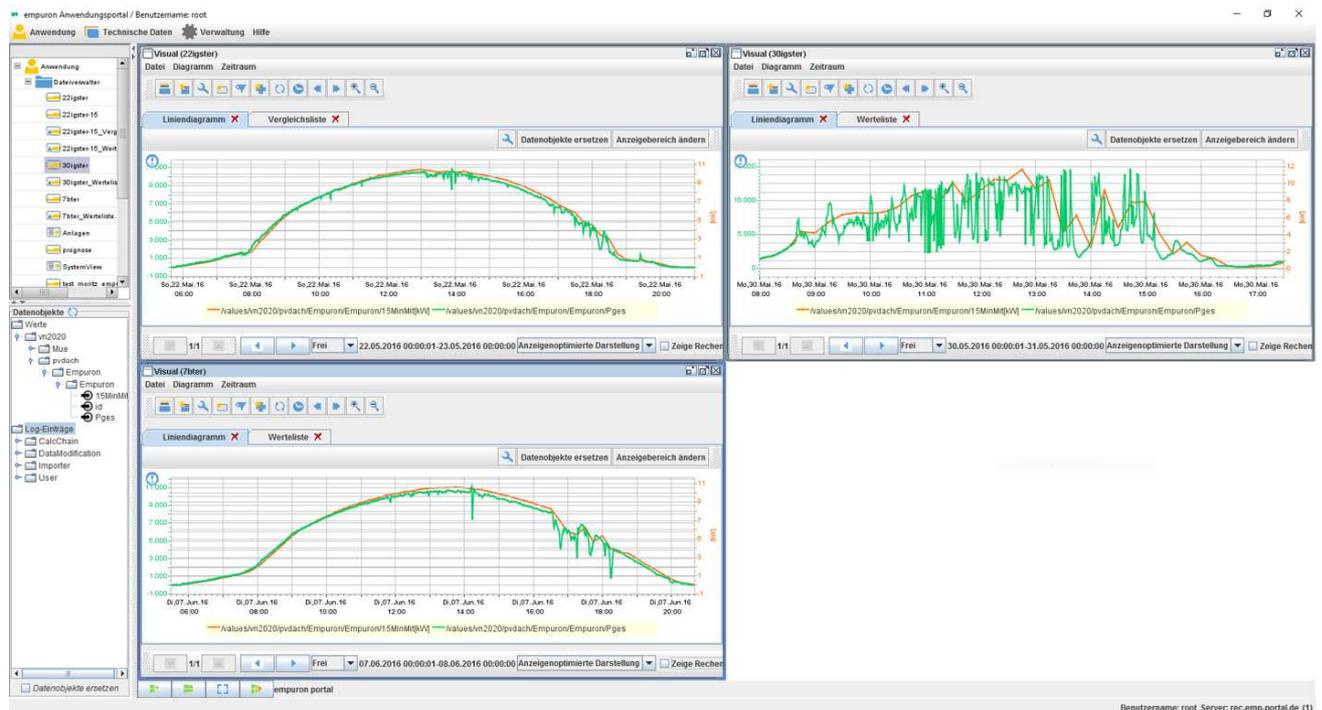


Abbildung II-45: Leistungsszenarien der Testanlage an drei ausgewählten Tagen

Abbildung II-45 zeigt dabei die Leistungsverläufe der Referenztage, die bei den Tests herangezogen wurden. In Grün sind die hochauflösenden Verläufe abgebildet (Minutenwerte), in Gelb verdichtete 15-Minutenwerte.

Vorgehensweise:

- Extraktion von Werten aus der TUM-Datenbank
- Reduzierung des Datentransfers auf Referenztage mit kompletten Datensätzen
- Komprimierung der Werte auf Minuten/Viertelstundenwerte, da für die Leistungs-Prognose aufgrund der Wetterprognoseauflösung keine Ergebnisverbesserung erzielt werden kann
- Durchführung der Optimierungsläufe anhand eines „Interims-Softwaremoduls“, um die Implementierung der Optimierung im Rahmen der EMPURON-Lösung optimal testen zu können
- Startwert des SOC bei Tagesanbruch: 10%
- Reduzierung der Versuchsläufe auf nur einen Tag, dafür jedoch mit veränderten Lasten
- Sichtung und Bewertung der Ergebnisse
- Erweiterung des Modells

Am Projektende wurden durch die vorliegende Prozessanbindung zum Netz in Unterfarnbach auch dort analog Daten gewonnen.

II.4.4 Entwicklung regelbare Erzeugungsanlagen

II.4.4.1 Entwicklung der Reglerarchitektur

Zur Entwicklung und Validierung der Reglerarchitektur wurde ein Simulationsmodell in Matlab/Simulink aufgebaut.

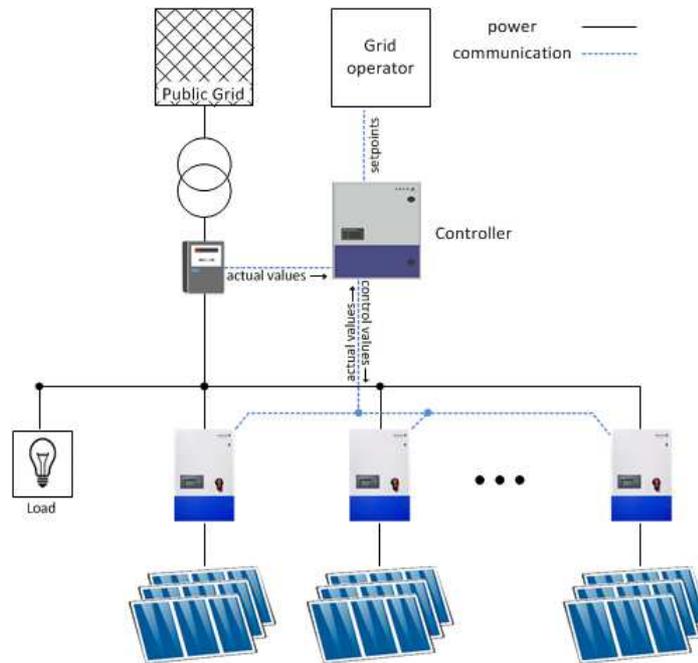


Abbildung II-46: Übersicht über die einzelnen Komponenten der Anlagenregelung

Im Modell werden die Verfahren P_{fix} , Q_{fix} und $Q(U)$ mit einer Spannungsabhängigen Kennlinie unterstützt. Zur Umsetzung der Blindleistungsverfahren wurden unterschiedliche Varianten der Sollwertvorgabe an die angeschlossenen Wechselrichter simuliert (Abbildung II-47 und Abbildung II-48).

Abbildung II-47: Blindleistungsverfahren Q_{fix}

Abbildung II-48: Blindleistungsverfahren $Q(U)$

Für jede dieser Varianten wurden die folgenden Simulationsparameter variiert:

- Integralverstärkung des I-Reglers (Anlagenregler) $K_i = 1 / 0,5 / 0,25 / 0,1$
- Simulation mit konstanter und variabler DC-Leistung. Bei variabler DC-Leistung pulsiert die Leistung wie folgt:

$$P_{DC} = 20 \text{ kW} + 40 \text{ kW} \cdot \sin(2\pi \cdot 0,1 \text{ Hz} \cdot t) \quad (8)$$

- Simulation mit und ohne geschaltete Lasten (Last mit $P=20 \text{ kW}$ und $Q=10 \text{ kvar}$)
- Schalten einer zusätzlichen Last mit $P=20 \text{ kW}$ und $Q=10 \text{ kvar}$. Einschaltzeitpunkt bei $t=38 \text{ s}$ und Ausschaltzeitpunkt bei $t=74 \text{ s}$

Die folgenden Simulationsparameter werden wie folgt fest gewählt:

- Messwertaktualisierung NAP (Netzanschlusspunkt): 200 ms
- Abtastrate Parkregler 400 ms
- Tau Wechselrichter 20 ms
- Ausregelzeit = 400 bis 600 ms

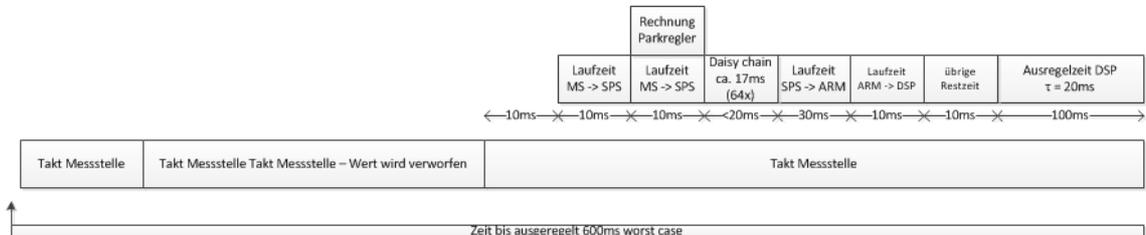


Abbildung II-49: Ausregelzeiten des Parkreglers

- „Reales“ U_{grid} (Netzanalysedaten mit $u_U=2$ V bis 5 V)
- $Q(U)$ - Kennlinie mit 575 var/V und $U_n=400$ V
- Totband = 0,5 V
- 3 Wechselrichter
- Feste Leitungslängen ($L_{WR1} = 300$ m; $L_{WR2} = 600$ m; $L_{WR3} = 1$ km; $L_{Load} = 700$ m; $L_{Load_Sw} = 700$ m)

Als Gütefaktor, zum Vergleich der einzelnen Simulationsszenarien, wird das quadratische Integral der Regeldifferenz berechnet. Abbildung II-50 zeigt die Simulationsergebnisse für das Blindleistungsverfahren Qfix. Die Ergebnisse zum Verfahren $Q(U)$ sind in Abbildung II-51 zu sehen. Die Bedeutung des Simulationsindex kann Tabelle II-4 entnommen werden.

Die Diagramme zeigen das Integral der Regeldifferenz (gemessen am Netzanschlusspunkt) mit einer Abtastrate von einer Millisekunde (bezeichnet als $Int_{Err,Real}$) und mit einer Abtastrate von 400 ms (bezeichnet als Int_{Err}). Int_{Err} und $Int_{Err,Real}$ sollten sich nicht unterscheiden. Tatsächlich ergeben sich kleine Abweichungen, die die Berechnungen der Mittelungsintervalle nicht exakt zeitlich synchron sind. Da die Abweichungen klein sind lassen sich trotzdem eindeutige Ergebnisse ableiten.

Tabelle II-4: Simulationsindex für die Simulation der $Q(U)$ -Regelung

Simulationsindex	Ki	Vorgabe an den Wechselrichter	Simulation der DC-Leistung	Simulation von Lasten
0	1	Q_{fix}	$P_{DC}=\text{konstant}$	Keine Lasten
1	1	$Q(U)$	$P_{DC}=\text{konstant}$	Keine Lasten
2	0,5	$Q(U)$	$P_{DC}=\text{konstant}$	Keine Lasten
3	0,2 5	$Q(U)$	$P_{DC}=\text{konstant}$	Keine Lasten
4	0,1	$Q(U)$	$P_{DC}=\text{konstant}$	Keine Lasten
5	1	Q_{fix}	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Keine Lasten
6	1	$Q(U)$	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Keine Lasten

7	0,5	Q(U)	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Keine Lasten
8	0,2 5	Q(U)	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Keine Lasten
9	0,1	Q(U)	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Keine Lasten
10	1	Q _{fix}	P_DC=konstant	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
11	1	Q(U)	P_DC=konstant	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
12	0,5	Q(U)	P_DC=konstant	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
13	0,2 5	Q(U)	P_DC=konstant	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
14	0,1	Q(U)	P_DC=konstant	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
15	1	Q _{fix}	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
16	1	Q(U)	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
17	0,5	Q(U)	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
18	0,2 5	Q(U)	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)
19	0,1	Q(U)	$P_{dc}=20kW+40kW*\sin(2\pi i0.1Hz*t)$	Grundlast (20kW/10kvar) und ein Lastwechsel (10kW/30kvar)

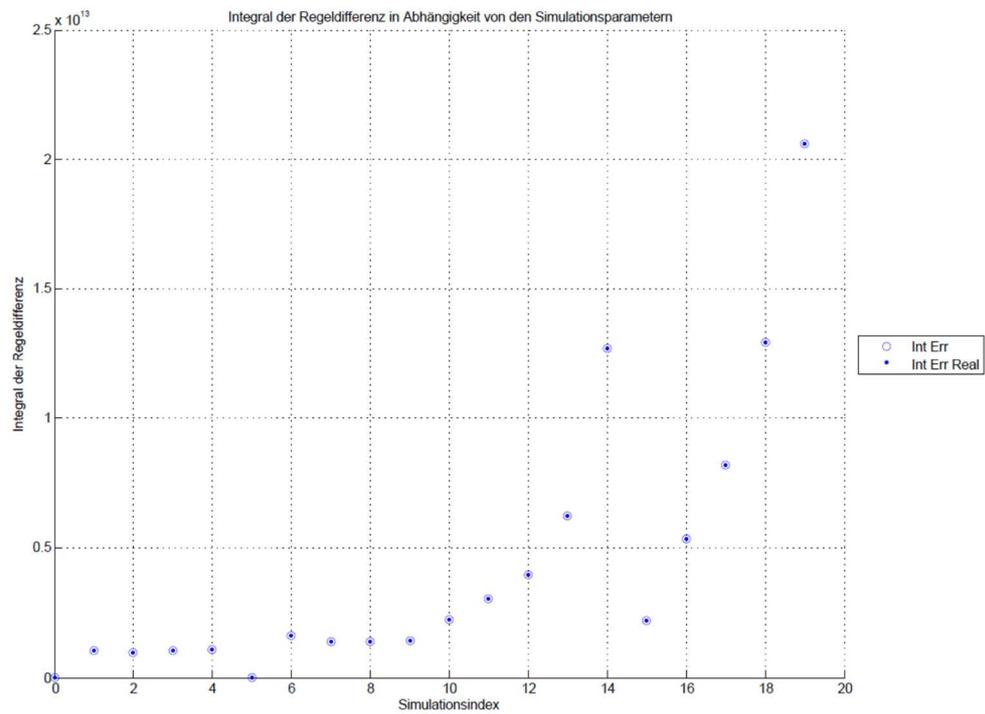


Abbildung II-50: Integral der Regeldifferenz bei einer Qfix-Vorgabe an den Parkregler

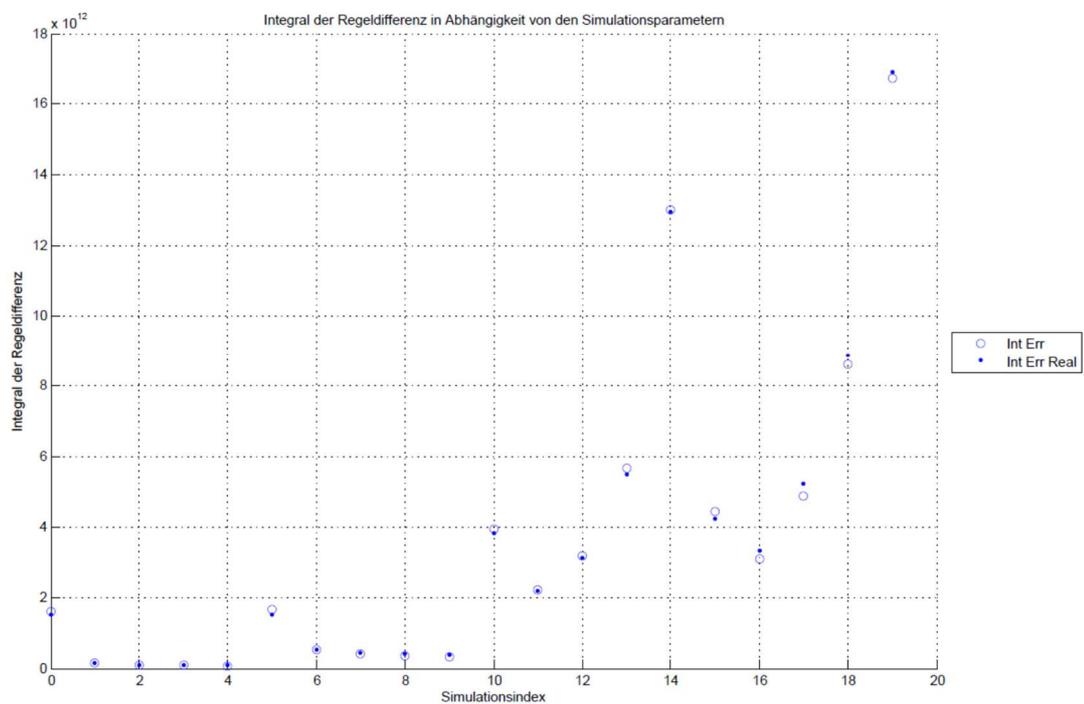


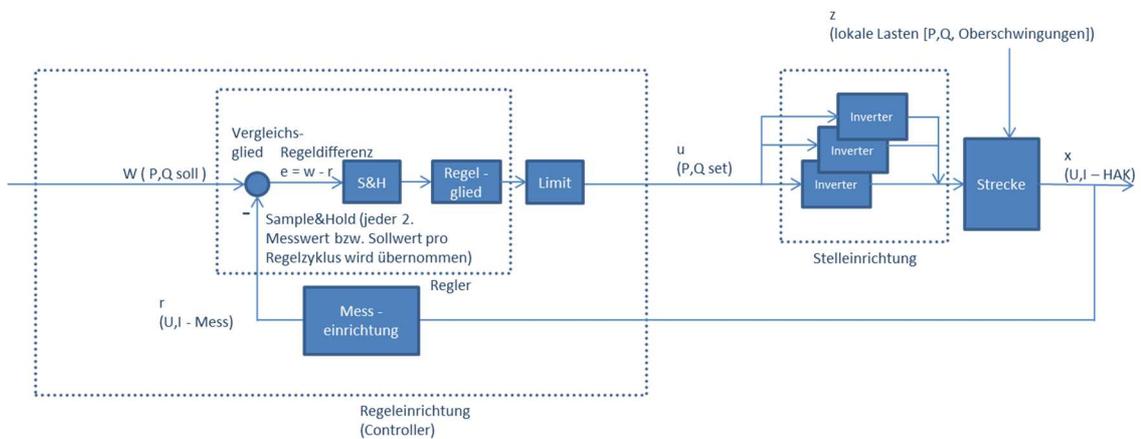
Abbildung II-51: Integral der Regeldifferenz bei einer Q(U)-Vorgabe an den Parkregler

Die folgende Tabelle II-7 zeigt die Ergebnisse der Simulation mit optimierten Parametern.

Tabelle II-5: Ergebnis der simulierten Regelparameter

	Anforderung Parkregler: Q(U)	Anforderung Parkregler: Qfix
Vorgabe WR	Q(U)	Q _{fix}
Mit Lasten im Park	K _{i,PR} = 1	K _{i,PR} = 1
Ohne Lasten im Park	K _{i,PR} = 0,25	K _{i,PR} = 1

Der Regelkreis, unter Berücksichtigung der Simulationsergebnisse, für das Blindleistungsverfahren Q_{fix} und Q(U) ist in den folgenden Abbildungen gezeigt (Abbildung II-52 und Abbildung II-53). Das Verfahren P_{fix} verhält sich analog zu Q_{fix}.



w: Führungsgröße - Vorgabe des VNB
 u: Reglerausgangsgröße - Vorgabe an Wechselrichter
 z: Störgröße - U,I physikalisch
 x: Regelgröße - U,I physikalisch am Hausanschlusskasten
 r: Rückführgröße - U,I Messwert

Abbildung II-52: Regelschema Q-Regelung

Der Anlagenregler besteht im Wesentlichen aus einem I-Regler. Die Integralverstärkung soll sofern möglich 1 betragen. Damit lassen sich Störgrößen innerhalb von einem Regelzyklus ausregeln. Damit dies gelingt, muss die Zykluszeit des Reglers größer gewählt werden, als die Summe der Streckenzeitkonstanten. Ferner darf nur jeder zweite Messwert für die Regelung verwendet werden, da die Messwerte des Anlagenreglers im anderen Fall durch den Eingriff in die Strecke, kompromittiert wären. Dies wird durch das Abtast-Halteglied erreicht.

Beim Verfahren Q(U) gelten weitere Besonderheiten. Prinzipiell ließe sich die Vorgabe Q(U) auch über eine reine Blindleistungsvorgabe an die angeschlossenen Wechselrichter abbilden. Effizienter ist es jedoch, wenn jeder Wechselrichter die Blindleistung in Abhängigkeit von der an den Wechselrichterklammern gemessenen Spannung einregelt. Diese Regelung passiert im Wechselrichter und kann daher sehr schnell erfolgen.

Das Regelziel Q(U) am Anschlusspunkt der Anlage kann damit allein nicht erreicht werden, da die Zuleitungen zu den Wechselrichtern und eventuell vorhandene lokale Lasten unberücksichtigt bleiben und damit die Spannungshöhe und der Blindleistungsbedarf variieren.

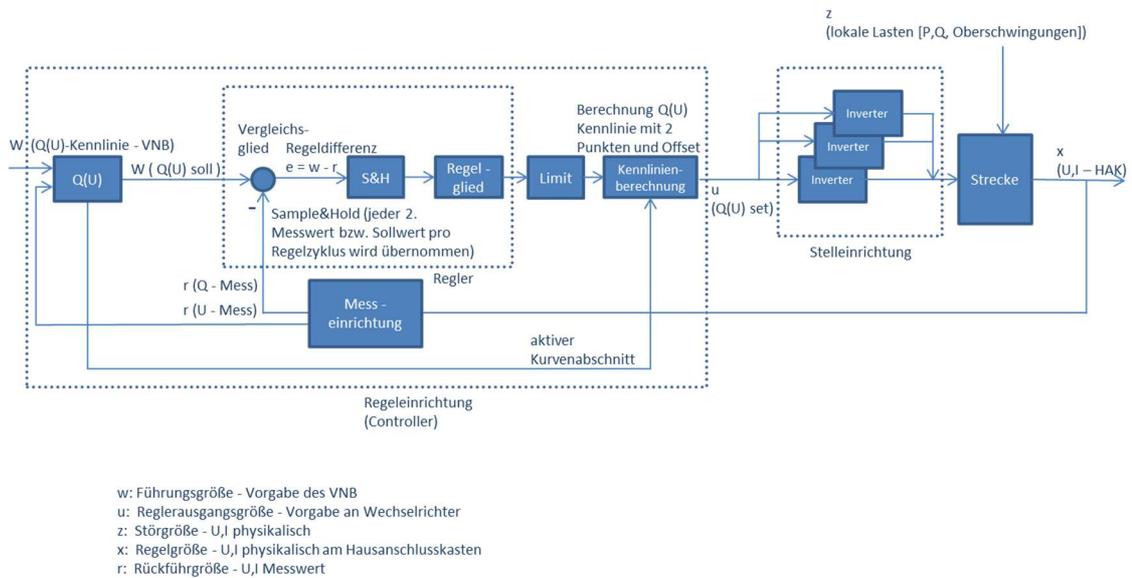


Abbildung II-53: Regelschema Q(U)-Regelung

Um die Leitungsbeläge und lokalen Lasten berücksichtigen zu können, berechnet der Anlagenregler den notwendigen Blindleistungsbedarf, in Abhängigkeit von der Mitsystemspannung, gemäß einer vorgegebenen Kennlinie, am Anschlusspunkt. Zur ursprünglichen Q(U)-Kennlinie wird die stationäre Abweichung vom Sollwert (delta Q bzw. delta U) als Offset addiert. Die sich ergebende Kennlinie mit Offset wird an die Wechselrichter übertragen. Damit können die Wechselrichter auf dynamische Störungen schnell reagieren. Die stationäre Genauigkeit wird durch die Nachführung der Kennlinie im äußeren Regelkreis realisiert.

Abbildung II-54 zeigt den Zeitverlauf der Blindleistung (Soll- und Istwert) ohne Simulation von Lasten, mit konstanter DC-Leistung und mit Simulation einer realen Netzspannung.

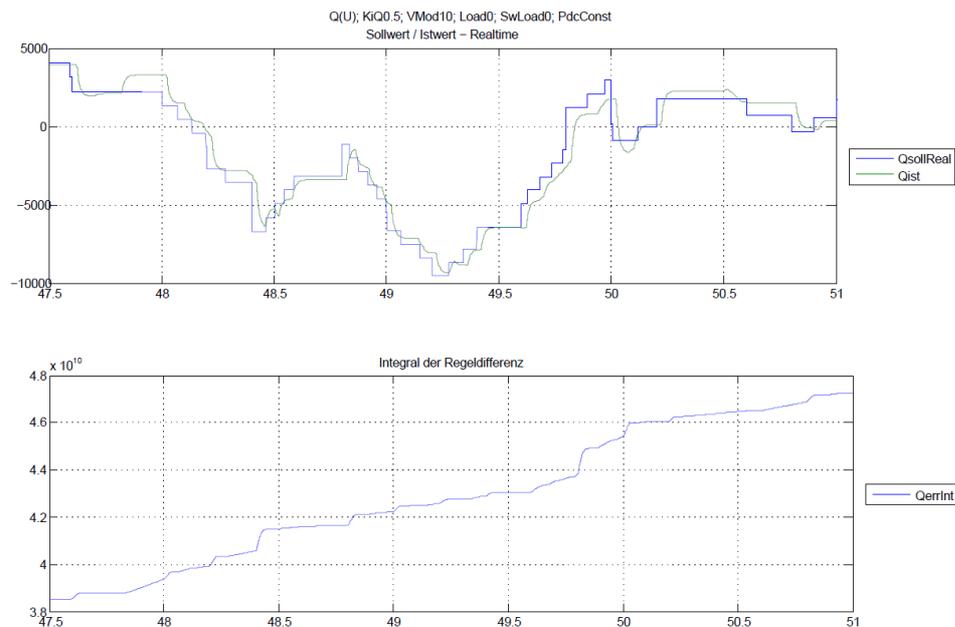


Abbildung II-54: oben: Zeitlicher Verlauf der Blindleistung. Sollwert: blau / Istwert: grün - unten: Quadratisches Integral der Regeldifferenz

Ende 2017 wurde im Rahmen der Labortests ein Problem im Wirkleistungsregler festgestellt. Da der Regler aufgrund der stationären Genauigkeit mit einem Integrations-Anteil aufgebaut werden muss entsteht ein wind-

up-Problem, sobald die Anlage nicht mehr in der Lage ist die Sollleistung einzustellen, wenn also Leistung aus dem Netz aufgenommen wird. Dadurch bleibt ein dauerhafter Regelfehler bestehen, den die Anlage z.B. aufgrund des Primärenergieangebotes nicht ausregeln kann. Fällt in diesem Fall plötzlich eine Last weg, so dass wieder eine Abregelung der Anlage erforderlich würde, erfolgt diese erst verspätet, da der Integrator erst abgebaut werden muss.

Dieses Problem wurde im ersten Halbjahr 2018 gelöst, in dem systemtheoretisch der Integrator aus dem Regler in den Wechselrichter verlagert wurde. Als Konsequenz gibt der Regler keine Leistungsvorgaben mehr vor, sondern Leistungsänderungen ausgehend von der aktuellen Leistung des Wechselrichters. Die Leistungsänderungen werden dann im Wechselrichter zu einer Soll-Leistung integriert. Da im Wechselrichter immer aktuell Informationen über die verfügbare Leistung vorliegen, kann der Wind-Up des Integrators im Wechselrichter sofort erkannt und wirkungsvoll verhindert werden.

II.4.4.2 Entwicklung der Hardware-Architektur

Basierend auf der Use Case Methode wurde das Lastenheft für die Softwareplattform, und daraus abgeleitet, das Konzept für die Softwarearchitektur erstellt (vgl. Abbildung II-55).

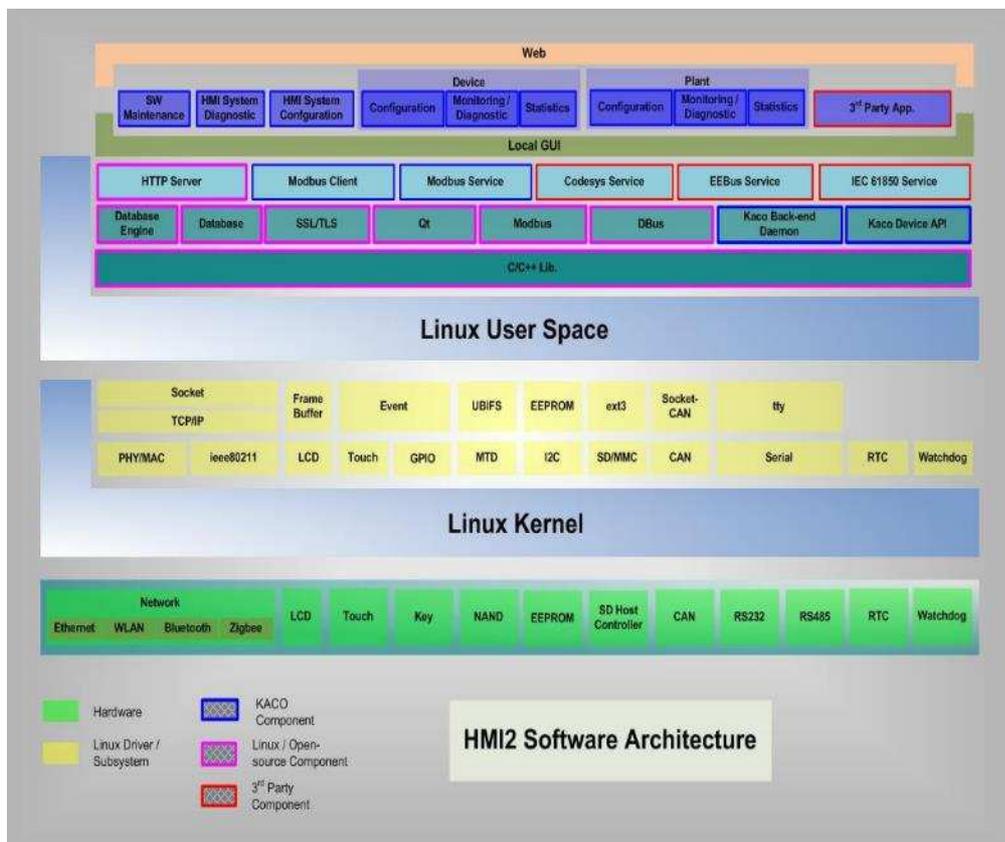


Abbildung II-55: Konzept für die Softwarearchitektur der Regelungs- und Kommunikationssoftware

Aus diesem Konzept wurde das Lastenheft für die Hardware abgeleitet (vgl. Abbildung II-56).

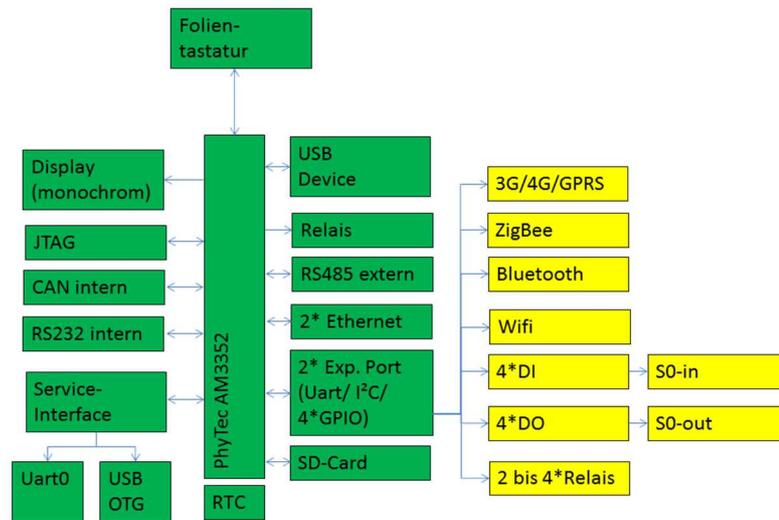


Abbildung II-56: Entwurf der Architektur der Hardwareplattform

Mit der Hardwarearchitektur wurden ein Schaltplan und ein Layout erstellt. Dieses Layout wurde als erster Prototyp aufgebaut. Inbetriebnahme-Tests zeigten, dass weitere Arbeiten notwendig sind, um eine zuverlässige Betriebsweise unter allen relevanten Umgebungsbedingungen zu gewährleisten. Als Ergebnis der Inbetriebnahme-Tests wurden Schaltplanänderungen vorgenommen und ein neues Layout erstellt. Auf Basis der neuen Daten wurden weitere Prototypenplatinen des Prototyp 2 beauftragt.

Der Prototyp 2 wurde erfolgreich in Betrieb genommen und bildet jetzt eine funktionsfähige Plattform für den Labortest und Feldtest.

Aufgrund Verzögerungen bei der Implementierung der Kommunikationssoftware musste für den Labortest und Feldtest in AP 22 und 23 leider auf eine kommerziell verfügbare HW-Plattform ausgewichen werden. Der Betrieb der Regelungssoftware und Kommunikationssoftware auf der geplanten Zielhardware konnte im Projekt nicht mehr umgesetzt werden.

II.4.4.3 Entwicklung der Software Architektur Kommunikation

In der regelbaren Erzeugungsanlage sind die folgenden Verfahren Implementiert

- Q-Vorgabe: Vorgabe von einem fester Blindleistungssollwert
- Q(U): Vorgabe einer Kennlinie. Einstellung der Blindleistung, abhängig von der Spannung
- P-Vorgabe: Vorgabe von einem fester Wirkleistungssollwert (Maximalwert)

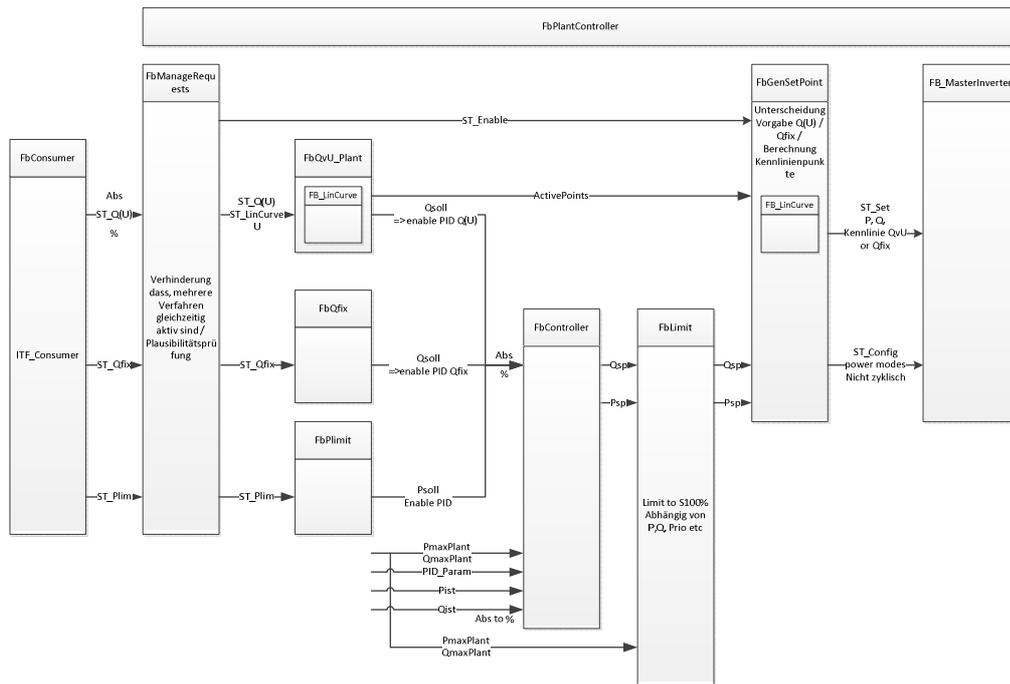


Abbildung II-57: Softwarestruktur des Anlagenreglers

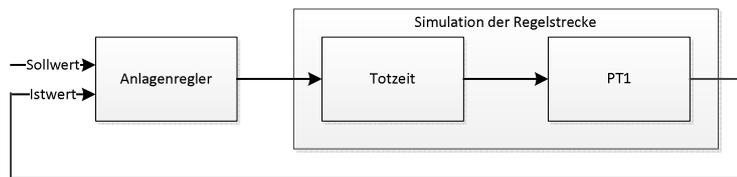


Abbildung II-58: Simulation der Regelstrecke mit CodeSys

Neben der Regelung wurde in CodeSys des Weiteren ein einfaches Modell der Regelstrecke implementiert um die Regelung simulativ testen zu können. Diese Tests zeigten das gewünschte Ergebnis (siehe Abbildung II-59). Die x-Achse zeigt die Zeit in ms; auf der y-Achse ist die Blindleistung in % angetragen. In olive dargestellt ist der Sollwert, blau der Istwert.

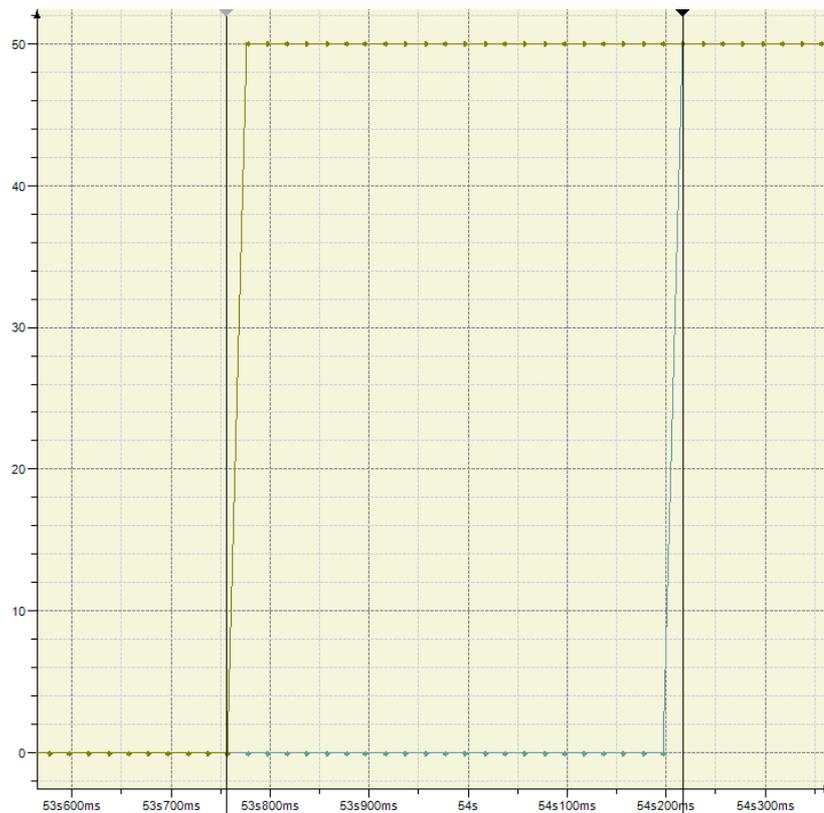


Abbildung II-59: Sollwertsprung von 0 nach 50% in CodeSys - Anlagenregler mit Streckensimulation

Die Kennlinie bzw. die Sollwerte der Blindleistung werden über die externe Kommunikationsschnittstelle entgegengenommen und an die CodeSys-Applikation weitergeleitet. Aus den übermittelten Parametern wird ein Blindleistungsverfahren aktiviert. Der Baustein fbMapInputParameter verhindert, dass mehrere Blindleistungsverfahren gleichzeitig aktiviert werden.

Der eigentliche Regler berechnet nun aus dem Blindleistungsverfahren und den Messwerten einen neuen Sollwert. Die Berechnung des Reglers wird über ein Abtasthalteglied mit den Werten der Messeinrichtung synchronisiert. Der Regler wird berechnet, wenn ein neuer Messwert vorliegt. Es kann jedoch nur jeder zweite Messwert verwendet werden, da der Eingriff des Reglers in die Strecke die Messung kompromittiert. Mit dieser Strategie kann die Integralverstärkung zu 1 gewählt werden, wodurch ein Quasi-Deadbeat-Verhalten erreicht wird.

II.4.4.4 Firmeninterner Labortest des PV-Wechselrichtersystems

Die Labortests der PV Wechselrichter hinsichtlich der neuen Eigenschaften wurden immer Parallel zur Entwicklung der jeweiligen Funktion durchgeführt.

Nach der Implementierung des Reglers wurde mit Labortests des Systems durchgeführt. Insbesondere das generelle Regelverhalten sowie das Regelverhalten bei stark unterschiedlicher Netzanbindung einzelner Geräte in einer Anlage wurden erfolgreich geprüft.

Exemplarisch sind hier der Test und Ergebnisse der Q(U) Regelung dargestellt.

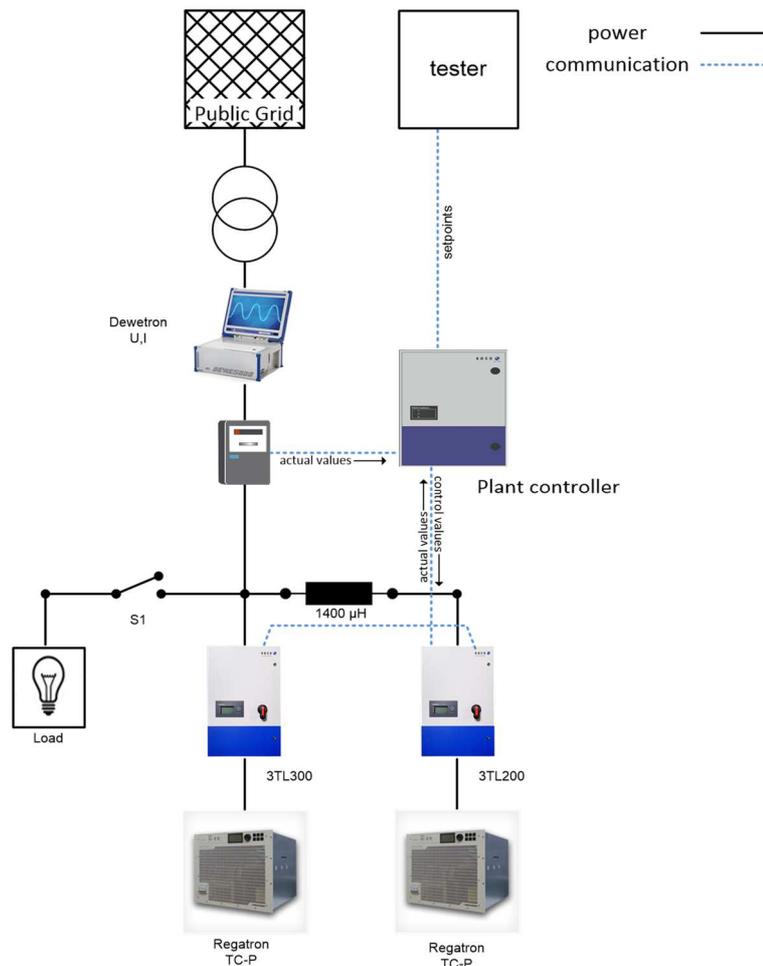


Abbildung II-60: Testaufbau Labortests des Regelsystems

Testaufbau:

Zur Validierung des Verfahrens Q(U) wird das Verfahren Q(U) im Anlagenregler aktiviert und eine Q(U)-Kennlinie im Anlagenregler und in den Wechselrichtern hinterlegt. Es werden die folgenden zwei Stützstellen übertragen:

Tabelle II-6: Eingabewerte für die Q(U)-Kennlinientests

U in % von U_n	Q(U)
95%	20%
105%	20%

Durch die sich im AC-Pfad des Wechselrichters befindende Drossel, wirkt sich die Blindleistung viel stärker auf die Spannung aus als es ohne Drossel der Fall wäre. Auch die Wirkleistung verändert die Spannungshöhe, da die Drossel auch aus einem ohmschen Anteil besteht.

Zur Überprüfung der Funktion Q(U) des Anlagenreglers, wird die Wirkleistung des Wechselrichters variiert. Dabei ist das Verfahren Q(U) im Anlagenregler aktiv.

Die Plausibilität des Verfahrens Q(U) im Anlagenregler ist erfüllt, wenn der Sollwert am Netzanschlusspunkt erreicht wird. Die Einhaltung von Zeiten ist nicht Gegenstand der Messung

Ergebnisse der firmeninternen Labortests:

Es ist zu erkennen, dass sich die Spannung am Netzanschlusspunkt und damit der Blindleistungsbedarf verändert, wenn die Wirkleistung der Umrichter verändert wird. Der Anlagenregler regelt den am Anschlusspunkt notwendigen Blindleistungswert gemäß der gegebenen Kennlinie ein.

Die von den jeweiligen Wechselrichtern gemessenen Netzspannungen sind wegen der Leitung nicht identisch mit der am Anschlusspunkt gemessenen Spannung. Die Wechselrichter stellen in Abhängigkeit von der intern gemessenen Spannung eine Blindleistung. Diese Blindleistung entspricht jedoch nicht dem am Anschlusspunkt notwendigen Blindleistungsbedarf.

Der sich primär durch die Verkabelung und im Versuch durch die zusätzliche Netzinduktivität ergebende Fehler wird im Anlagenregler durch Übermittlung eines zyklischen Blindleistungsoffsets ausgeglichen.

Eine Änderung des Blindleistungsoffsets hat jedoch erneut Auswirkungen auf die Spannung und damit wieder auf die Blindleistung. Das ist der Grund, warum der Sollwert nicht innerhalb von vier Regelzyklen ($K_i=0,25$, also 4×400 ms) erreicht wird.

Ferner ist in den unteren Abbildungen zu erkennen, dass der Endwert nicht exakt erreicht wird. Dieser sich ergebende Fehler ist zurück zu führen auf Messungenauigkeiten der Messstelle in der Spannungs- und Leistungsmessung.

Insgesamt zeigen die Zeitverläufe das gewünschte Verhalten, der Sollwert wird am Netzanschlusspunkt stabil eingeregelt.

Tabelle II-7: Einregelzeiten der Blindleistung bei Wirkleistungsänderungen

Wirkleistungsänderung %		Einregelzeit (5tau) in ms	K_p	K_i	N (Verwendung von jedem N-ten Messwert)
Von	Nach				
100	1	2200	0	0,25	1
1	100	2631	0	0,25	1

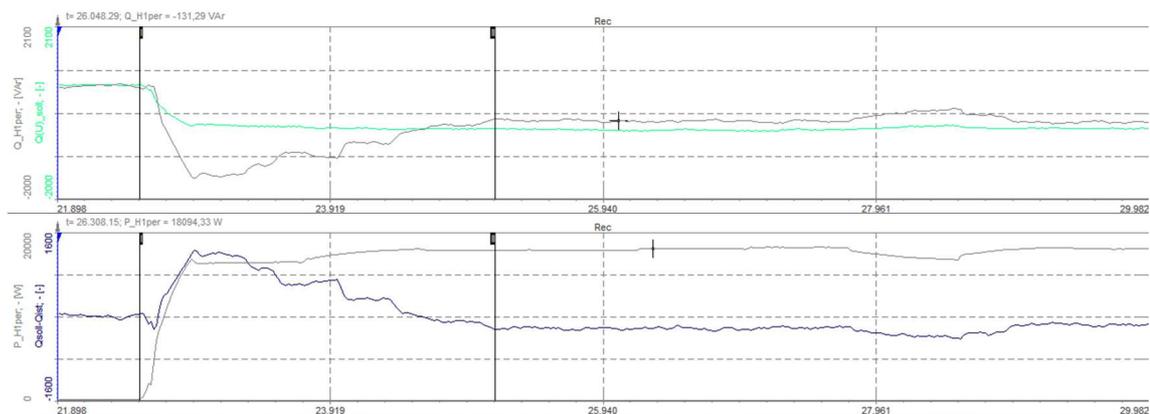


Abbildung II-61: Wirkleistungsänderung von 1% nach 100%

Im oberen Diagramm von Abbildung II-61 stellt die schwarze Kurve den Istwert der Blindleistung dar, der grüne Verlauf ist der vom Messsystem Dewetron aus der Netzspannung theoretisch berechneter Sollwert der Blindleistung am Netzanschlusspunkt. Im unteren Diagramm ist in blau die Regelabweichung der Blindleistung aufgetragen.

II.4.5 Entwicklung regelbare Stromspeicher

II.4.5.1 Konzeption der Speichergröße nach Simulation

Im Arbeitspaket 12.2 lag der Fokus in der Qualifizierung und Validierung einer oder mehrerer elektrochemischen Energiespeicher auf Lithium Basis. Dabei sollten die abgeleiteten Anforderungen aus der Netzregelung erprobt werden. Voraussetzung für die Bearbeitung dieses Arbeitspaketes war die Analyse der örtlichen Netze und die Identifikation geeigneter Stellen für die Integration von Batteriespeichern ins Netz. Basierend auf die Netzsimulationen der TUM wurde beschlossen, 3x30kWh Batteriespeicher aufzubauen. Die Entscheidung fiel auf Batteriemodule, die in ein Rack eingeschoben werden können. Neben Größe und Format des Batteriespeichers wurden auch die Zellen festgelegt. Diese sind die Samsung PHEV 60Ah prismatischen Zellen. Gründe für diese Wahl waren unter anderem die ausgezeichneten Sicherheitsaspekte dieser Zellen, die große Leistungsfähigkeit unter schwierigen Umgebungsbedingungen, die Verbesserung der Zuverlässigkeit des Systems durch Reduzierung der Schweißverbindungen um zwei Größenordnungen im Vergleich zu 18650-Zellen sowie ihre lange Lebensdauer.

Der erste Prototyp (6S1P-Konfiguration) wurde aufgebaut, geprüft und war voll funktionsfähig. Nach Optimierungen und intensiven Tests wurde der zweite Speicher (6S2P-Konfiguration) bereitgestellt, allerdings wies dieser eine beschränkte Leistung auf. Daraufhin wurde auf Grundlage von weiteren Optimierungsmaßnahmen und Tests ein dritter Prototyp (6S2P-Konfiguration) erstellt.

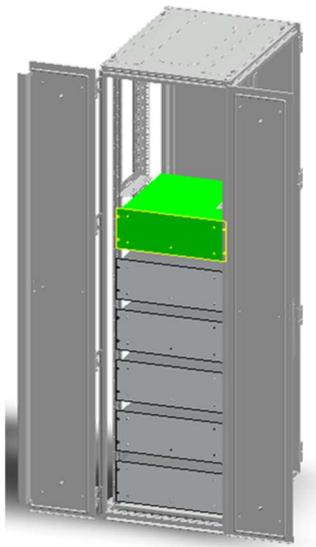


Abbildung II-62: Mechanischer Aufbau des Batterie-Stacks

II.4.5.2 Analyse und Simulation von Belastungs- und Umweltwirkungen

Ziel dieses Arbeitspaketes war die Analyse der Auswirkungen von Lithium Ionen Energiespeichern auf die Umwelt in Betrieb, Störfall oder Ausfall.

Die Betrachtung der Belastungs- und Umwelteinwirkungen fließen mit in die Sicherheitsbetrachtung des Batteriespeichers ein.

II.4.5.3 Entwicklung und Implementierung eines mehrstufigen, redundanten Sicherheitskonzepts

Im Arbeitspaket 12.3 wurde in Zusammenarbeit mit der Firma GPE und ELSYS übernommen. Ziel war es hier, eine reibungslose Anbindung und Kommunikation der zwei Systeme zu gewährleisten. Die elektrischen und kommunikationstechnischen Schnittstellen wurden von BMZ definiert und untereinander abgestimmt, sodass der reibungslose, weitere Verlauf des Projektes gesichert war. Die Sicherheitsfunktionen wurde auf Zell-, Modul- und Systemebene ausgerichtet.

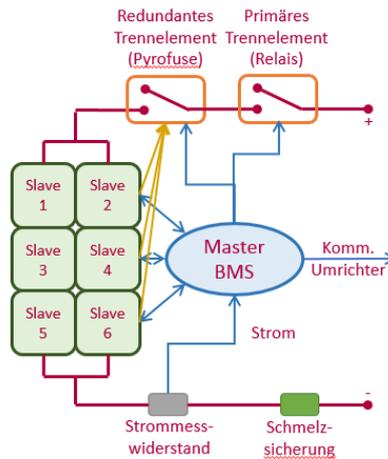


Abbildung II-63: Systemkonzept Batteriespeicher

II.4.5.4 Integration der Sicherheitstechnik

Nachdem der Festlegung des Grobkonzeptes des Speichers wurde eine Risikobeurteilung abgeleitet. Daraus wurden Anforderungen an die verschiedenen Systeme/Komponenten des Speichers definiert und als Basis für die weitere Entwicklung verwendet. Das umfassende Sicherheitskonzept und die Gleichheit auf Modulebene ermöglicht eine beliebige Anzahl an Parallelsträngen, welche eine bessere Skalierung der Leistung und Kapazität zur Folge hat.

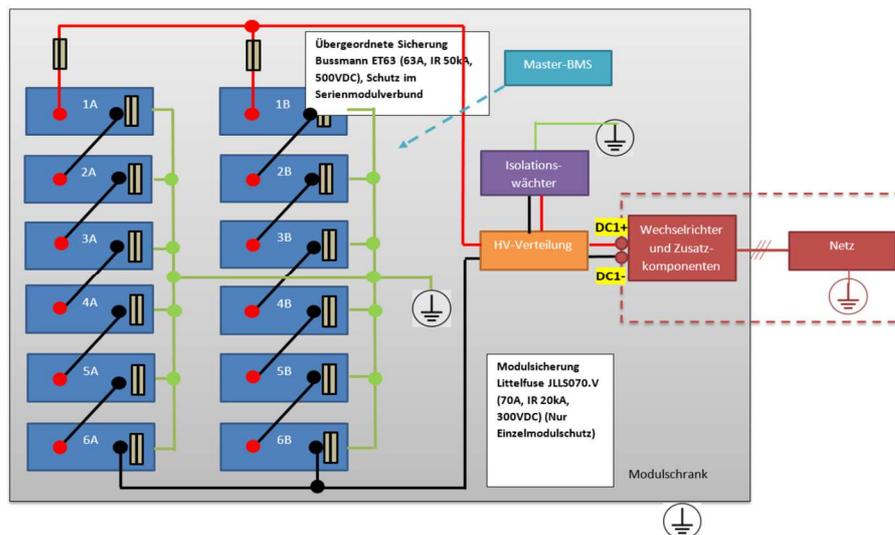


Abbildung II-64: Sicherheitskonzept Batteriespeicher (BMZ)

II.4.5.5 Entwicklung des Batterie-Management-Systems und Aufbau der Batterie

Um die Leistungsfähigkeit wie auch die Wirtschaftlichkeit des Systems gewährleisten zu können, wurde ein Hochleistungs-Batterie-Management-System entwickelt und mit der Batterie verbunden. Die erarbeiteten Punkte von AP12.1-12.3 flossen hierbei entsprechend mit ein (vgl. Abbildung II-65).

Hierbei waren vor allem die Modularität in Spannung und Leistung mit sehr großem Entwicklungsaufwand verbunden. Trotz theoretischer Hochvoltfähigkeit sowie die Funktionalität mehrere Parallelstränge zu implementieren konnte in bestimmten Betriebsituationen kein stabiler Betrieb erreicht werden. Auch eine intensive Fehlersuche blieb ohne Erfolg. Dadurch ergibt sich die Annahme, dass ein stabiler Betrieb nur mit einer Reduktion der Sicherheitsfunktionen möglich ist, was aus Sicht der BMZ aktuell nicht vertretbar ist.

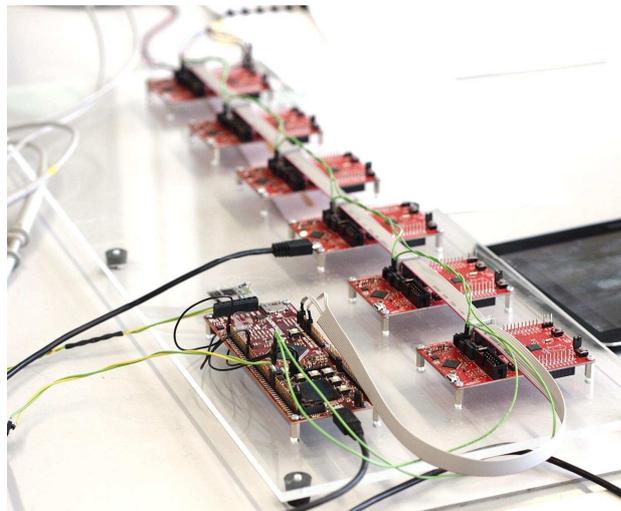


Abbildung II-65: Elektronik und BMS Batteriespeicher

II.4.5.6 Kommunikationstechnische Anbindung der Stromspeicher

Die Planung der Kommunikationstechnik enthielt einige Schwierigkeiten in Bezug auf die Überspannungskategorie und ob die Anbindung vor oder hinter den Hausanschluss-/übergabepunkt gelegt werden sollte. Die darauf basierenden Anforderungen bezüglich Isolationskoordination konnten nur bedingt erfüllt werden, insbesondere ist hier die fehlende galvanische Trennung zu nennen.

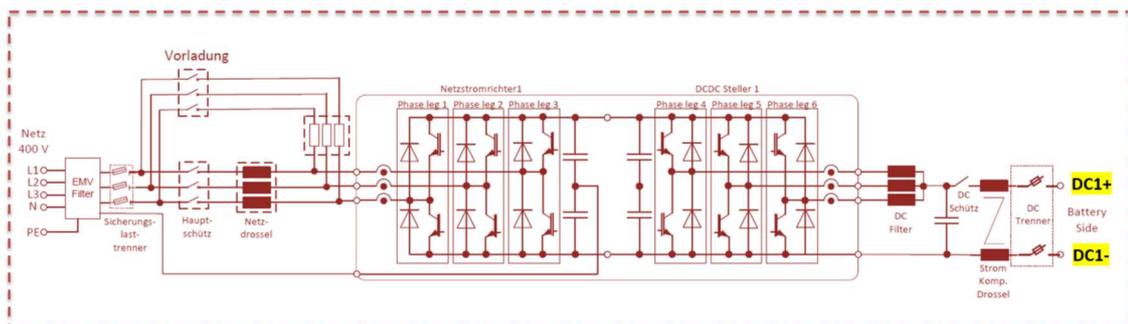


Abbildung II-66: Schaltungstopologie von Umrichter (GPE) und DC-Teil (BMZ)

II.4.5.7 Integration der Stromrichter für die Batteriespeicher

Die bei GPE entwickelte Stromrichterplattform wurde als AC Netzwechselrichter und DCDC Steller konfiguriert. Dadurch ist ein Modul für Leistungen bis 50 kW ausreichend.

Im Leistungsteil wurde auf der AC Seite der N- Leiter mit dem Mittelpunkt des Zwischenkreiskondensators verbunden, dadurch wird es möglich, unsymmetrische Ströme in den 3 Leitern zu regeln. Weiterhin bilden Oberschwingungen unterschiedlicher Ordnung Mit-, Gegen- oder Nullsysteme aus. Die Wirkung unsymmetrischer Ströme auf die Zwischenkreisspannung wurde als kritisch erkannt und führt zunächst zu einer periodischen Spannungsschwankung an der Batterie. Durch entsprechende Regelungstechnik wurde die Schwankung der Spannung an den Batterien deutlich verringert, wobei die Schwankung der Zwischenkreisspannung zugelassen wird. Problematisch war die Stabilität des Regelsystems, die durch differenzierte Betrachtung und Simulation sichergestellt werden konnte.

Die DC Seite des Stromrichters wurde als 3-fach interleaved DC/DC Converter betrieben. Dadurch konnte die Schwankungsbreite des Batteriestromes reduziert werden.

Die Stromrichtersteuerung wurde über einen CAN-Bus mit dem Batteriemanagementsystem verbunden. Dadurch konnten alle benötigten Signale in der Steuerung der Stromrichter ausgewertet werden und der Betrieb der Speicher innerhalb der technisch möglichen Grenzen gewährleistet werden.

II.4.5.8 Firmeninterner Labortest

Durch die Größe und das Gewicht der Großspeicher, kam es in Bezug auf den Transport, das Handling wie auch den Tests zu Schwierigkeiten. Bei den Tests der Speicher sind Fehler aufgetreten, die behoben wurden. Daraufhin wurden die Arbeits- und Prüfanweisungen für die Feldtestspeicher entsprechend erstellt.

Nach der Prüfung der Batterieeinheit bei Projektpartner BMZ wurden umfangreiche Tests des Systems im Betrieb mit dem Stromrichter bei GPE durchgeführt. Dabei wurden wesentliche Erkenntnisse über die Eigenschaften der Batterien und des Batteriemanagements gewonnen, die in die Steuerung der Stromrichter für die Betriebsweise der Anlage integriert wurden. So wurde die Kommunikation mit dem Batteriemanagement in eine eigene Klasse implementiert und die Eigenschaften der Batterie umgesetzt. Es konnten Grenzbereiche für die Dynamik der Stromänderungen untersucht werden, die im Betrieb der Anlage durch die Stromrichter eingehalten werden. Weiterhin wurde ein Test der Kommunikation mit Projektpartner PPC durchgeführt, so dass die elektromagnetische Verträglichkeit der Stromrichter mit der Powerline Übertragung prinzipiell funktionsfähig ist. Dazu wurden Maßnahmen zur Unterdrückung von Störsignalen, die durch den Stromrichterbetrieb entstehen entwickelt und realisiert.

Weiterhin wurde ein Dauertest des Systems zur Sicherstellung der späteren Betriebsfähigkeit im Versuchsnetz durchgeführt. Dieser Test lieferte wichtige Erkenntnisse über die thermische und regelungstechnische Stabilität des Systems in unterschiedlichen Betriebsarten. Dabei wurden unterschiedliche Einstellungen in Bezug auf Wirk- Blindleistung und Oberschwingungsregelung untersucht und auch die Rückwirkungen auf die Batterie untersucht. Durch Betrieb mit Blindleistung und Oberschwingungen entstehen überlagerte Wechselanteile in den Batterieströmen, deren Wirkung und Zulässigkeit mit Projektpartner BMZ diskutiert wurden.

II.4.5.9 Entwicklung der optimalen Speicherkonfiguration

Zu diesem Arbeitspaket 12.8 wurden die notwendigen Informationen bezüglich Kapazität, der maximalen Lade- und Entladeleistung in Abhängigkeit mit dem SOC und Hinweise zur Betriebsführung des Speichers an die TU München weitergegeben. Dabei wurde das SOC-Betriebsfenster der Zellen hinsichtlich der Zyklenfestigkeit optimiert. Ein weiterer Punkt war die Reduktion der Leistung in Relation zur Kapazität. Die Informationen wurden dann entsprechend in das Regelkonzept für das Gesamtkonzept integriert.

II.4.6 Entwicklung des multifunktionalen Längsreglers

II.4.6.1 Regelungskonzept für kontinuierlich regelnden Längsregler

Das Regelungskonzept des multifunktionalen Längsreglers (MFLR) wurde über die gesamte Projektdauer entwickelt und die finale Version des Konzeptes dargestellt. Alle Parameter können über das Display oder der Kommunikationsanbindung (Modbus TCP/IP) geändert werden.

Spannungsregelung

Das Spannungs-Regelkonzept des MFLR basiert auf Sollwertvorgabe. Die Sollwertvorgabe erfolgt entweder über das übergelagerte Leitsystem oder über die direkt am AE-Regler eingestellten Werte. Das Regelungskonzept ist kaskadiert und regelt als oberste Priorität die Spannung auf den gewünschten Sollwert. Mit den übrigen Leistungsreserven des Stromumrichters können Blindleistung und Oberschwingungen kompensiert werden.

Die Sollwertvorgabe erfolgt für jede Phase (U1, U2, U3) separat und kann somit flexibel an die lokalen Bedingungen und den übergeordneten Regelalgorithmus angepasst werden. Sobald die Spannung vom Sollwert abweicht, regelt der MFLR entsprechend der eingestellten Regelgeschwindigkeit zum Sollwert zurück.

Leistungsabhängige Spannungsregelung U(P)

Die Leistungsabhängige Spannungsregelung ermöglicht der Regelung die Stromrichtung zu berücksichtigen und kann aktiviert bzw. deaktiviert werden.

Am MFLR wird dazu unter Berücksichtigung der eingestellten Parameter eine Kennlinie erzeugt. Durch diese Kennlinie wird die Spannungsregelung beeinflusst und je nach Leistungsfluss der Istwert am Regler angehoben bzw. gesenkt. Der Spannungssollwert folgt dann ausgehend vom eingestellten Spannungssollwert (U0) der Kennlinie (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Leistungswerte bezieht der GPE-Controller aus den jeweiligen Modbus-Registern des ausgangsseitig installierten Messgerät PQI-DA smart.

Tabelle II-8: Parameter zur leistungsabhängigen Spannungsregelung U(P)

Parameter	Beschreibung
U0	Spannungssollwert während U(P) aktiv ist für alle 3 Phasen
U _{min}	Unterer Schwellwert für die Beeinflussung der Spannung
U _{max}	Oberer Schwellwert für die Beeinflussung der Spannung
P _{Start neg.}	Startwert ab welchem bei negativem Leistungsfluss (Einspeisung) U(P)-Regelung aktiv wird.
P _{Start pos.}	Startwert ab welchem bei positivem Leistungsfluss (Bezug) U(P)-Regelung aktiv wird.
m _{neg.}	Steigung der Kennlinie bei negativem Leistungsfluss
m _{pos.}	Steigung der Kennlinie bei positivem Leistungsfluss

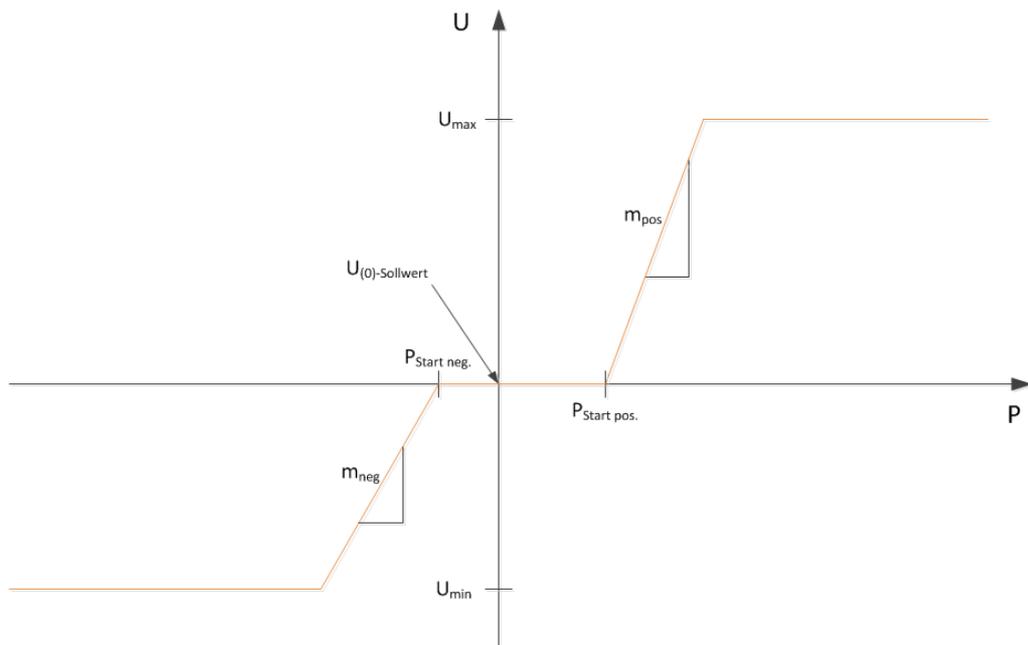


Abbildung II-67: Kennlinie zur leistungsabhängigen Spannungsregelung (implementiert)

Blindleistungsregelung

Die Blindleistungsregelung erfolgt mit untergeordneter Priorität zur Spannungsregelung. Die Blindleistungsregelung ist durch die Leistungsreserve nach erfolgter Spannungsregelung begrenzt. Es kann ein Blindleistungssollwert Q eingestellt werden welcher dann an der Eingangsseite des MFLR zur Verfügung gestellt wird. Die Blindleistung kann sowohl für induktive als auch kapazitive Lasten kompensiert werden. Induktive Blindleistung wird hierbei mit einem positiven Vorzeichen bewertet ($+Q$), kapazitive mit einem negativen Vorzeichen ($-Q$).

Die Blindleistungsregelung kann aktiviert bzw. deaktiviert werden. Die Beispieldarstellung einer Blindleistungsregelung (Abbildung II-68) zeigt die Kompensation der induktiven Blindleistung (jQ_L) durch den MFLR ($jQ_{C(MFLR)}$).

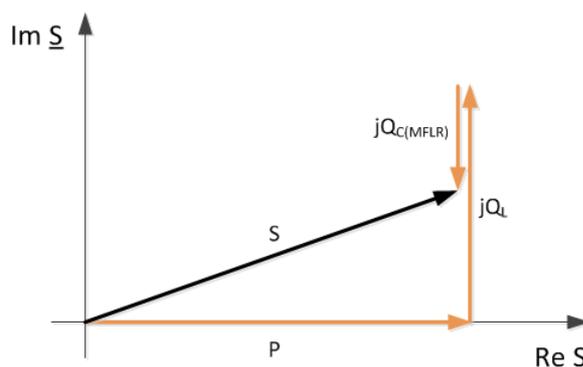


Abbildung II-68: Blindleistungsregelung MFLR

Oberschwingungsregelung

Die Oberschwingungsregelung (bzw. Kompensation von Harmonischen) erfolgt mit untergeordneter Priorität zur Spannungsregelung und zur Blindleistungsregelung. Die Oberschwingungsregelung ist durch die Leistungsreserve nach erfolgter Spannungsregelung und Blindleistungsregelung begrenzt. Dabei können für die jeweiligen Harmonischen (5., 7., 9., 11., 15., 17.) sowohl Amplitude als auch Phasenwinkel vorgegeben werden, welche dann am Ausgang des MFLR zur Verfügung gestellt werden.

Diese Sollwerte können eingestellt und die gesamte Oberschwingungsregelung aktiviert bzw. deaktiviert werden.

Regelgeschwindigkeit

Die Regelgeschwindigkeit ist die Geschwindigkeit in welcher der MFLR die Spannung zum Sollwert hin regelt. Die Regelgeschwindigkeit kann eingestellt werden und wird in Spannungs-Änderungsgeschwindigkeit (V/s) angegeben, bezogen auf gemessene Ausgangs-Spannung zu Sollwert.

II.4.6.2 Konzeption der Stromrichter für die Längsregler

Die Topologie der Stromrichter wurde in eine 3 AC – 3 AC Konfiguration konzipiert. Dabei wurden die unterschiedlichen Anforderungen an die beiden Teilstromrichter rechnerisch und simulativ untersucht. Die Einkopplung der Zusatzspannung über Transformatoren stellte sich für die Auslegung des Systems aufgrund der unterschiedlichen Parameter als kritisch heraus, da einerseits die Impedanz des Verteilnetzes durch das Einbringen der zusätzlichen Komponenten nur geringfügig beeinflusst werden darf und andererseits eine ausreichende Glättung der gepulsten Ströme des Umrichters benötigt wurden. Die Kombination eines 3 Leiter Stromrichters auf der Eingangsseite mit einem Vierleiter System auf der Ausgangsseite erforderte eine umfangreiche Betrachtung der Topologie und der dafür geeigneten Schaltmuster, sowie eine Optimierung der Spannungsauslegung für geringe Verlustleistung und akzeptable Bauteilbelastungen. Projektpartner ELSYS lieferte die Untersuchungsergebnisse der Bauelemente-Parameter und der damit möglichen Schalt- und Betriebsparameter und GPE konnte damit die Systemsimulationen zur Auslegung der Stromrichter durchführen. Als besonderes Ergebnis dieses Arbeitspakets konnte ein Stromrichterkonzept für vergleichsweise hohe Taktfrequenzen erreicht werden, welches eine präzise Regelung der Ausgangsgrößen erlaubt.

II.4.6.3 Implementierung der Regelung

Die Implementierung der Regelung erfolgt auf zwei Ebenen. Zum einen auf der Regeleinheit von A. Eberle (AE-Regler) die mit einer Displayeinheit und diversen Schnittstellen ausgestattet ist. Zum anderen auf der im Stromrichter integrierten Steuerung (GPE-Controller) welche über Modbus TCP/IP mit dem AE-Regler kommuniziert.

Im AE-Regler erfolgte nach der Konzeption des Regelkonzeptes die Implementierung mit Hilfe der von A. Eberle entwickelten Software-Lösung, welche eine flexible Anpassung der Ein- und Ausgänge gewährleistet. Dazu wurden verschiedene binäre Ein- und Ausgänge und die Spannungsmessung verwendet. Die Logik wurde dann auf dem AE-Regler programmiert und daraus die Regelbefehle für den GPE-Controller erzeugt.

Bei GPE wurden die Regelalgorithmen der stromrichterinternen Echtzeitsteuerung entwickelt und implementiert. ELSYS untersuchte die einzelnen Algorithmen und deren Anwendbarkeit und Dynamik für die erweiterten Regelungsvorgänge (Blindleistung und Oberschwingungen). Dazu wurden Simulationen durchgeführt und die erforderliche Ausführungszeit auf dem bei GPE einzusetzenden DSP System abgeschätzt. Für Oberschwingungen erwiesen sich Proportional resonante Regler, die im Frequenzbereich selektiv arbeiten als stabile und ressourceneffiziente Algorithmen. Es wurden auch Grenzbereiche und Verhalten dieses Regler-Typs untersucht. Dabei stellte sich heraus, dass hier starke Instabilitäten auftreten, deren Ursachen im Detail untersucht wurden, mit dem Ziel der frühzeitigen Erkennung derartiger Betriebssituationen und Vermeidung von kritischen Instabilitäten.

GPE führte die von ELSYS untersuchten Algorithmen zusammen und erstellte daraus ein komplexes Regelungssystem, das zunächst theoretisch und simulativ untersucht wurde. Schwerpunkt der Untersuchungen waren die Wechselwirkungen und Arbeitsbereiche der unterschiedlichen Regelungsstrategien. Die Bearbeitung

Algorithmen im Software Framework des DSP Level1 Controllers erforderte unter kritischen Echtzeitbedingungen in der verfügbaren Rechenzeit von weniger als 100 μ s eine erhebliche Codeoptimierung, bei der dennoch die objektorientierte Struktur beibehalten wurde.

Die Regler wurden schrittweise implementiert und im Zusammenspiel mit dem Stromrichtersystem ausführlich getestet. Dabei stellte ich der Einfluss der Netzimpedanz als stabilitätskritische Größe heraus. Bei umfangreichen Tests im Labor von GPE und Projektpartner A. Eberle konnten die Parameter geklärt und stabile Einstellungen gefunden werden.

II.4.6.4 Kommunikationsanbindung

Die Kommunikationsanbindung des MFLR erfolgt über die von PPC entwickelte Powerline-Kommunikation. Dazu ist im MFLR ein Powerline-Modem integriert welches die Kommunikation zur Leitstelle ermöglicht. Als Kommunikations-Protokoll dient Modbus TCP/IP sowohl zur Leitstelle als auch zwischen AE-Regler und GPE-Controller. Einzelnen Schnittstellen wurden im MFLR über einen Industrie-Switch miteinander verbunden (siehe Abbildung II-69).

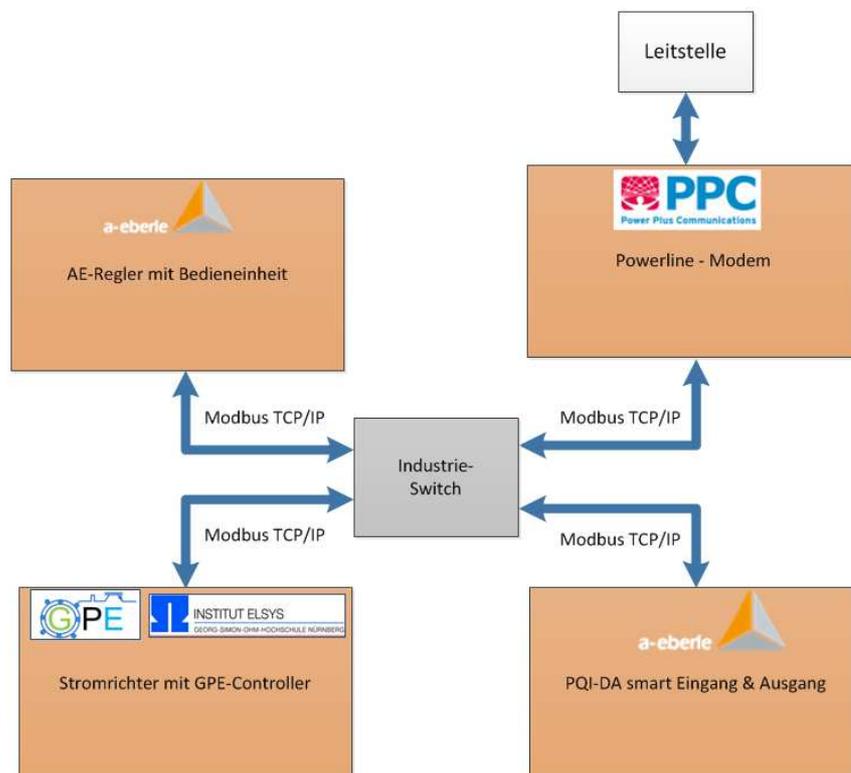


Abbildung II-69: Kommunikations-Struktur MFLR

II.4.6.5 Firmeninterner Labortest

Die Vorprüfung mit EMV-Prüfung erfolgte im Labor von GPE:

Während der Labortests bei A. Eberle wurden verschiedene Fehlerszenarien und Spannungsprofile getestet. Dabei wurde das Verhalten der Regelung bei verschiedenen Szenarien untersucht und Fehler im Zuge des Tests behoben.

Zur Prüfung des MFLR wurden ein Stelltransformator für statische Tests und ein Netzsimulator für dynamische Tests verwendet. Der Ausgang des MFLR wurde mit ohmschen und induktiven Lasten getestet und die Funktionalität überprüft.

Hier ein Überblick über die getesteten Punkte:

- Symmetrische und unsymmetrische Spannungsprofile
- Spannungsunterbrechungen (unterschiedlicher Dauer)
- Unterspannung (Fehlererkennung)
- Fehlerabschaltung bei Hardware defekten
- Symmetrische Last (ohmsch / induktiv)
- Unsymmetrische Last (ohmsch / induktiv)
- Unterbrechung der Kommunikationsverbindung (intern / extern)
- Leistungsabhängige Spannungsregelung
- Blindleistungsregelung
- Oberschwingungsregelung
- Geräusch-Emissionstest (Zusätzliche Schalldämmung der Anlage)

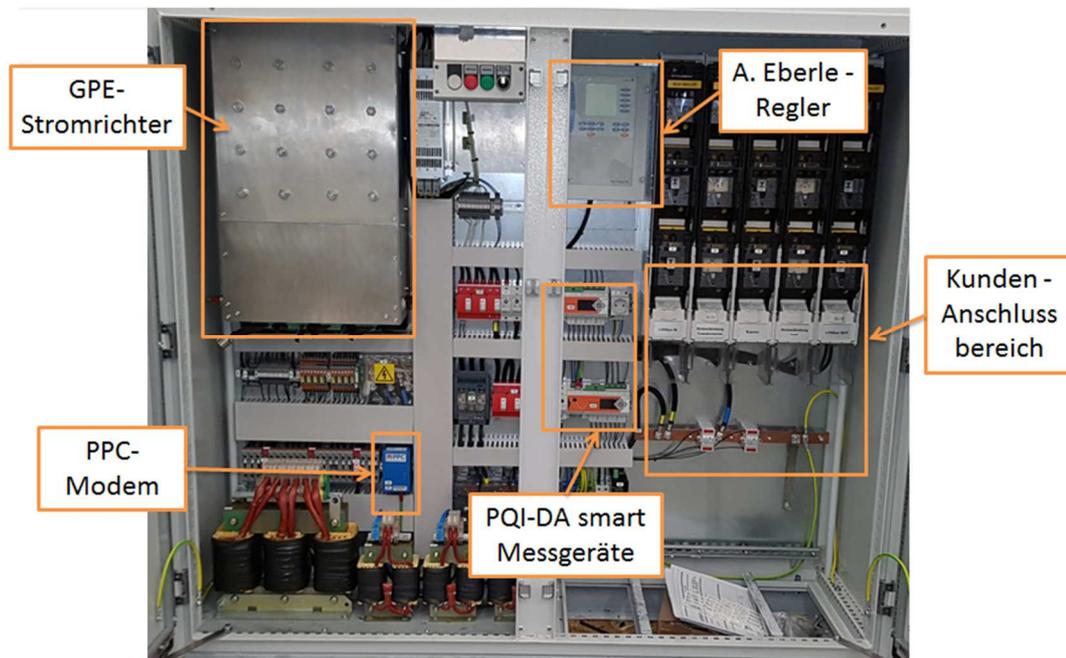


Abbildung II-70: Überblick MFLR

II.4.6.6 Implementierung der Schutz- und Sicherheitstechnik

Die Schutz- und Sicherheitstechnik des MFLR ist 2-stufig aufgebaut. In Stufe 1 steuert der Stromrichter den Längsregler in den Neutralzustand. In Stufe 2 greift ein nicht reversibler Hardwareschutz um die Komponenten des Längsreglers zu schützen. Die Schutz- und Sicherheitstechnik des Stromrichters ist unter Kapitel II.4.1.3 detailliert beschrieben.

Der im MFLR integrierte Bypass (F3) ermöglicht es Instandsetzungs- und Wartungsarbeiten im Spannungsfreien Zustand durchzuführen. Das nachgelagerte Netz wird dabei unterbrechungsfrei und unregelt weiter versorgt.

Das übergeordnete Sicherheits- und Schutzkonzept besteht aus (siehe Abbildung II-71):

- Überstromschutz
- Überspannungs- und Unterspannungsschutz
- Absicherung gegen interne Fehler

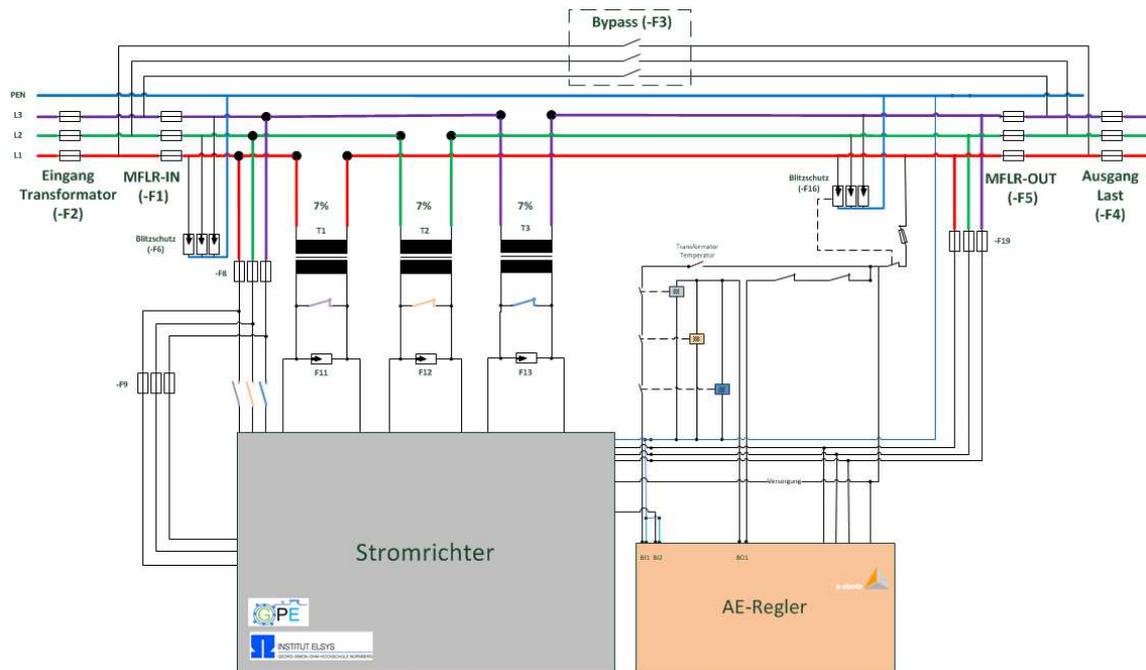


Abbildung II-71: Übersicht Schutz- und Sicherheitskonzept MFLR

Überstromschutz

Der Überstromschutz wird gewährleistet durch in den Schaltleisten (F2, F4) eingesetzte NH-Sicherungen die den MFLR langfristigen Überstromschutz und den Kurzschluss-Stromschutz gewährleisten. Die Versorgung des Regelkreises ist über NH00 und Neozed-D Sicherungen (F8, F9, F19) abgesichert, welche im Falle eines internen Fehlers den MFLR schützen.

Überspannungs- und Unterspannungsschutz

Der Überspannungsschutz zum Netz hin erfolgt über Blitzschutz-Module die Eingangsseitig (F6) und Ausgangsseitig (F16) geschaltet sind. Im Fall einer Überspannung, welche zum Auslösen der Blitzschutz-Module führt, wird der MFLR in den sicheren Failsafe-Modus versetzt und kann erst nach Instandsetzen der Blitzschutz-Module wieder in Betrieb genommen werden.

Die Primärseite der Transformatoren ist mit einem Überspannungsschutz abgesichert der speziell im Fehlerfall „Offener Transformator“ den Stromrichter vor Überspannung schützt und den MFLR in den Failsafe-Modus versetzt.

Der Unterspannungsschutz wird zum einen über die softwareseitige Messspannungs-Überwachung und zum anderen durch die Haltespannung der Schütze, welche bei Unterschreitung den MFLR in Failsafe-Modus versetzt, realisiert.

Absicherung gegen interne Fehler

Interne Fehler versetzen den MFLR in den Failsafe-Modus, was dazu führt, dass die Schütze die Anbindung des Stromrichters auftrennen und gleichzeitig die Transformatoren kurzschließen. Interne Fehler, welche Überströme zur Folge haben, lösen Sicherungen aus und werden über die Spannungsüberwachung detektiert.

Falls die Kommunikation zwischen den angeschlossenen Geräten unterbrochen ist, geht der MFLR ebenfalls in den Failsafe-Modus über und startet nach vorgegebener Zeit erneut mit einem Aufbau der Kommunikationsverbindung.

Wenn die leistungsabhängige Regelung aktiv und die Modbus-Verbindung zwischen Stromrichter und den Messgeräten (PQI-DA smart) unterbrochen ist, wechselt der MFLR in den Modus der Sollwert orientierten Spannungsregelung.

Um Parametrierungsfehler auszuschließen, sind nur für den Betrieb unkritische Parameter Eingaben zulässig.

II.5 Test der entwickelten Hard- und Software im Labor

II.5.1 Konzeption des Netzintegrationslabors

Folgende Überlegungen wurden bei der Konzeption des Labors an der TU München berücksichtigt:

- Nachbildung real verbauter Niederspannungsleitungen verschiedener Impedanzen
- 4-phasiger Aufbau (3-Leiter plus N)
- Nachbildung verschiedener Netzformen (TN; TN-C; TT-Netze)
- Anschlussmöglichkeit für Betriebsmittel eines Smart-Grids (PV-Wechselrichter, Batteriespeicher, Längsregler)
- Erzeugen von genügend hohen Spannungshüben ($\ll 1,1$ pu) zur Analyse u.a. verschiedenster Spannungsregelkonzepte
- Hochauflösende Messeinrichtung zur Vermessung von Betriebsmitteln (Oberschwingungsausendung, Verhalten im Fehlerfall) sowie z.B. Spannungsregelkonzepten
- möglichst hohe Flexibilität im Aufbau (z.B. für die Verschaltung von Leitungslängen, Zuschaltung von Betriebsmitteln etc.)

Aus Vorarbeiten von Dr.-Ing. Peter Esslinger [27] war bereits ein erstes Niederspannungslabor erstellt worden.

Die realen Niederspannungsleitungen wurden über konzentrierte Elemente, bestehend aus ohmschen, induktiven und kapazitiven Widerständen, entsprechend dem Π -Ersatzschaltbild, nachgebildet. Diese sind mit verschiedenen Abgriffen zur Realisierung verschiedener Widerstandswerte erhältlich. Durch Wahl der entsprechenden Widerstandskombinationen lassen sich somit die Leitungsbeläge und Längen der entsprechenden Leitungstypen nachbilden.

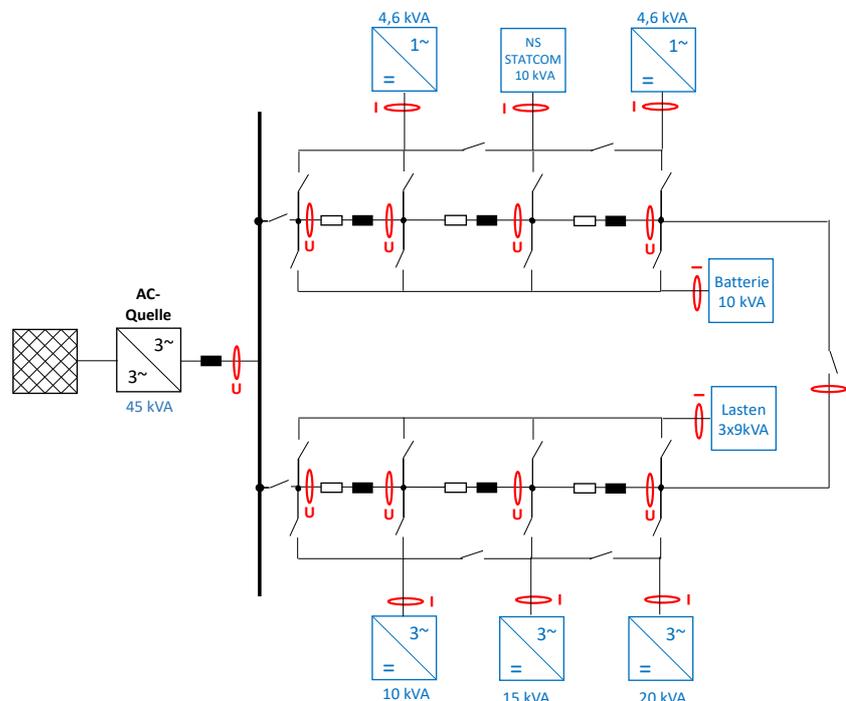


Abbildung II-72: Schematische Darstellung des Laboraufbaus

Die einzelnen Segmente lassen sich über Schütze zu zwei parallelen Strängen (2 x 3 Segmente) oder einem langen Ausläufer (1 x 6 Segmente) verschalten. Abbildung II-72 zeigt die Anordnung der Netzsegmente sowie

die Einbindung der PV-Wechselrichter, Batteriespeicher und Verbraucherlasten incl. der jeweiligen Nennleistungen. Der Längsregler kann vor oder nach jedem Netzsegment eingeschleift werden.

Für die Nachbildung realer Niederspannungsleitungen wurde auf die in Vorarbeiten [28] und [29] sowie dem Verteilnetz der infra Fürth entnommenen am häufigsten verwendeten Leitungstypen in der Niederspannung zurückgegriffen. Die Unterscheidung in Land-, Vorstadt- und Dorfnetze wurde hierbei nicht berücksichtigt. Diese sind dargestellt in Tabelle II-9

Tabelle II-9: Häufigste Leitungstypen im NS-Netz von infra Fürth

Kabeltyp:
NAYY 4*185 mm ²
NAYY 4*150 mm ²
NAYY 4*95 mm ²
NAYY 4*70 mm ²
NAYY 4*50 mm ²

Neben dem Leitungstyp war für die Auslegung der Leitungsnachbildungen die anzunehmende typische Leitungslänge interessant. Ein verfolgter Ansatz war die Verwendung des Verbrauchersummenwiderstandes zur Berechnung einer typischen Leitungslänge zwischen zwei Hausanschlüssen (Verbraucher und/oder Einspeiser). Dies erwies sich allerdings im weiteren Verlauf als nicht praktikabel, da sich, aufgrund der kurzen typischen Leitungslängen und damit geringen Widerstände, lediglich sehr geringe Spannungshübe ergaben (reale Leistungsflüsse konnten im Labor aufgrund limitierter Anschlussleistung des Labors nicht nachgestellt werden). Zur Analyse der Wirksamkeit von statischen, zentralen oder dezentralen Spannungshaltungsmechanismen ist ein hoher Spannungsfall über die Laborleitungen zwingend erforderlich.

Als alternativer Ansatz wurden daher die Leitungslänge der nachgestellten realen Niederspannungskabel im Vergleich zur typischen Leitungslänge stark erhöht, was in den gewünschten Spannungshüben resultierte.

Tabelle II-10: Nachgebildete Leitungen im Labor der TUM

Kabeltyp	Länge [m]	Widerstand [Ω]	Induktivität [mH]	Kapazität [nF]
NAYY 4x185	1212	0,2	0,3	1006
NAYY 4x150	1208	0,25	0,3	1006
NAYY4x120	1181	0,3	0,3	1006
NAYY 4x95	779	0,25	0,2	606
NAYY 4x50	389	0,25	0,1	266
NY 4x95	773	0,15	0,2	606
NY 4x70	749	0,2	0,2	540

Tabelle II-10 zeigt einen Auszug der möglichen einzustellenden Kabeltypen und Kabellängen. Bei Vernachlässigung der Kapazitäten (in der Niederspannung üblich) lassen sich weitere Längen nachbilden.

Ebenfalls als konzentrierte Elemente nachgebildet wurden die Transformator-Induktivitäten gängiger Ortsnetz-Transformatoren

II.5.2 Integration der Leistungsseite und Kommunikation

Wie bereits in Abbildung II-72 gezeigt, wurden in das Netzintegrationslabor verschiedene Betriebsmittel (aktuell vorhanden: PV-Wechselrichter, regelbare Wechselspannungslast zukünftig geplant: Batteriespeicher, Längsregler) integriert.

Das Labor verfügt über einen eigenen elektrischen Anschluss und ist über eine regelbare Wechselspannungsquelle vom Hausnetz entkoppelt. Mit der AC-Quelle lassen sich verschiedene Spannungsformen, Spannungsamplituden, Unsymmetrien zwischen den Leitern sowie Oberschwingungen einstellen. Die AC-Quelle arbeitet im Rückspeisebetrieb, d.h. die Energie, welche beispielsweise von den PV-Umrichtern in das Labornetz eingespeist wird, kann von der AC-Quelle wieder in das Hausnetz rückgespeist werden. Sie besitzt eine Anschlussleistung von 45 kVA.

Die PV-Umrichter verschiedener Hersteller haben Nennleistungen von 4,6 kVA (Einphasen-Wechselrichter) bis hin zu 20 kVA. Sie sind mit LAN-Schnittstellen ausgestattet worden und können in das IT-Labornetz eingebunden werden. Das Nachstellen der Photovoltaik-Module wurde mittels programmierbaren DC-Quellen realisiert.

Die regelbare AC-Last hat eine Nennleistung von 9 kVA je Phase. Die drei Phasen können unsymmetrisch auf einen Netzverknüpfungspunkt oder 3 verschiedene Netzverknüpfungspunkte verteilt werden. Somit sind mit dem Netzintegrationslabor auch unsymmetrische Untersuchungen möglich.



Abbildung II-73: Netzintegrationslabor der TU München

Außerdem wurde im Labor die Datenkonzentrator-Box von IDS verbaut. Dieses SCADA-System ist der zentrale Kommunikationsknoten für das Auslesen der Messwerte sowie das Setzen von Sollwerten. Die Kommunikation zwischen Betriebsmitteln und Datenkonzentrator ist Modbus TCP. Der Controller (implementiert in der Automatisierungs-Software LabView) ist ebenfalls via Modbus TCP mit dem Datenkonzentrator verbunden und liest dort die erhobenen Messwerte (Spannungen, Wirk- und Blindleistungen der Umrichter) aus bzw. leitet die berechneten Sollwerte an den Datenkonzentrator weiter. Die Zykluszeit für das Auslesen der Messwerte und Setzen der Sollwerte wurde auf 1000 ms gesetzt.

Da für das Labor bis dato noch kein Längsregler geliefert werden konnte, wird im Folgenden mithilfe der spannungsstellenden Funktionalität der AC-Quelle das grundsätzliche Verhalten des Längsreglers simuliert.

Abbildung II-74 zeigt das vereinfachte hierarchische Regelkonzept (kein Level III, da kein Batteriespeicher vorhanden ist) wie es im Netzintegrationslabor der TU München implementiert und getestet wurde.

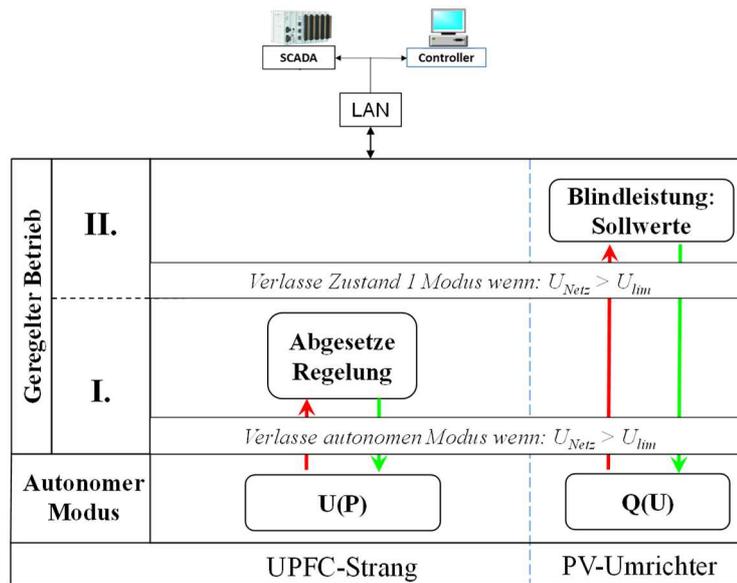


Abbildung II-74: SCADA-System und hierarchischer Regelalgorithmus im Labor

II.5.3 Labortest des hierarchischen Regelkonzepts

Die hier dargestellten Ergebnisse wurden mit dem Versuchsaufbau aus Abbildung II-75 erzielt.

Eine Transformatorimpedanz Z_T ($L = 0,3 \text{ mH}$ entsprechend einem 50 kVA Niederspannungstransformator) wurde in Reihe mit drei Netzsegmenten geschaltet (Z_1, Z_2, Z_3). Die Impedanz jedes der Segmente wurde auf $R = 0,350 \text{ m}\Omega$ und $L = 0,4 \text{ mH}$ (entsprechend einem NAYY 4x150 mm²-Kabel der Länge 1480 m).

Die verwendeten PV-Umrichter sind:

PV1: 9 kVA (P und Q kann verändert werden)

PV2: 10 kVA (verwendet als Dummy-Einspeiser zur Anhebung der Spannung)

PV3: 15 kVA (verwendet als Dummy-Einspeiser zur Anhebung der Spannung)

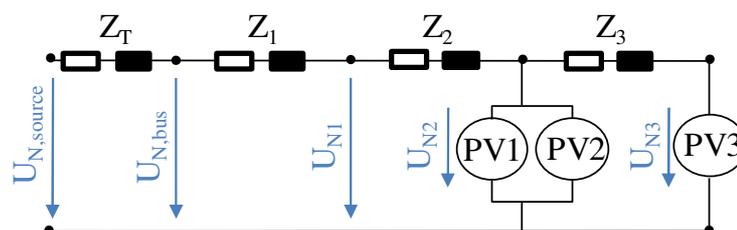


Abbildung II-75: Versuchsaufbau zum Test des Regelkonzepts

PV₁ wird zur Spannungsregelung verwendet. Dieser Umrichter regelt die Spannung sowohl dezentral mittels Q(U)-Charakteristik als auch mittels direkter Blindleistungs-Sollwerte. Die Einstellungen, entsprechend der zwei Betriebsmodi (Autonomer Betrieb; Geregelter Betrieb) werden gemäß dem SCADA-Ansatz aus Abbildung II-74 übermittelt. PV₂ und PV₃ speisen Wirkleistung ein ($\cos\phi = 1$) und werden zur bewusst herbeigeführten Überschreitung des Grenzwertes für die Knotenspannungen verwendet.

II.5.4 Ergebnisauswertung und Bewertung

Der Spannungsgrenzwert, bei dessen Überschreiten der Autonome Modus verlassen werden soll, wurde auf 1.04 pu (239 V) gesetzt (Spannungsanhebung aus der Mittelspannung wurde vernachlässigt). Dies deckt sich

mit dem in der Simulation verwendeten Grenzwert. Um transformatornahe Unterspannungen (durch den Spannungsfall über die Transformatorinduktivität bzw. Schalthandlungen des Längsreglers) zu vermeiden, wurde der untere Spannungsgrenzwert auf 0.95 pu (220 V) gesetzt.

Die DC-Quellen wurden mit einer Wirkleistungsrampe von 500 bis 5000 Watt betrieben (500 W wurde als Minimum festgelegt, um die Wechselrichter bereits einspeisebereit am Netz zu haben). Alle PV-Wechselrichter arbeiten im Konstantspannungsbetrieb.

Aufgrund der seriellen Verschaltung der Leitungssegmente kann die höchste auftretende Netzspannung für PV₃ erwartet werden. Ohne Spannungsregelung ($\cos\phi = 1$ für alle PV-Wechselrichter) erhält man als Maximalspannung an PV₃ einen Wert von 256 V. Dieser ist deutlich höher als der Grenzwert von 1,1 pu aus der DIN EN 50160.

Autonomer Modus:

Im Autonomem Modus regelt der LR (in unserem Falle die AC-Quelle) seine Sekundärspannung ($U_{N, bus}$) abhängig von der hinterlegten lastabhängigen Spannungskennlinie. Die resultierenden Spannungsstufen im Falle eines Schaltens betragen 1 V. PV₁ wurde im Autonomen Modus die Standard-Q(U)-Kennlinie aus der AR 4105 und Kapitel I.3.1.2 hinterlegt.

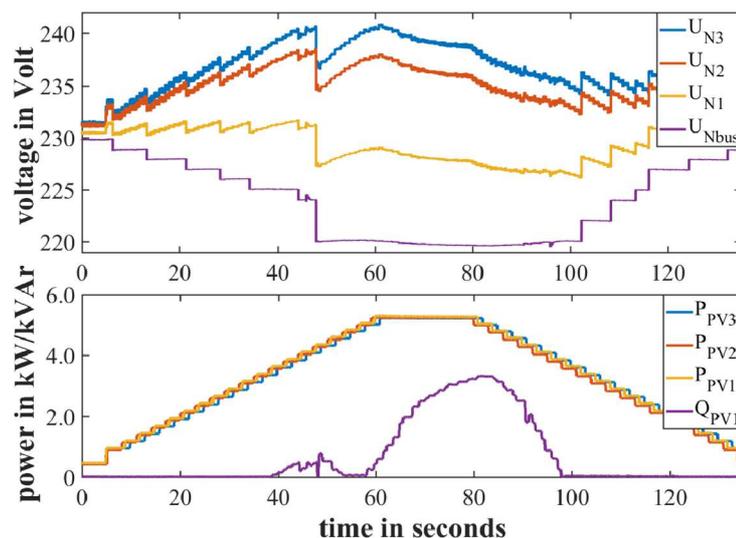


Abbildung II-76: Messergebnisse des hierarchischen Regelkonzeptes im Labor

Zum Zeitpunkt $t = \sim 40$ s überschreitet die Spannung von PV₂ (verbunden mit Netzknoten N₂) 237 V (1.03 pu) und Blindleistung wird, entsprechend der Q(U)-Charakteristik, eingespeist.

Umschalten von Autonomem Modus zum Geregelten Betrieb:

Da die Spannung wegen der Wirkleistungsrampe weiter steigt, wechselt das System bei $t = 45$ s in den Geregelten Betrieb. Der letzte Blindleistungswert, der von PV₁ basierend auf der Q(U)-Kennlinie eingestellt wurde, wird ausgelesen und nun als fixer Blindleistungswert eingestellt. Dieser Wert bleibt nun während des nächsten Zeitschritts konstant.

Geregelter Modus - Stufe 1:

Der Längsregler (AC-Quelle) regelt nun die Spannung des Netzknotens U_{N3}. Spannungsstufen von je 5 V bis auf den unteren Spannungsgrenzwert von 220 V (0.95 pu) sind die Folge. Das Potential des LR ist nun vollständig ausgefahren und Ebene 2 wird aktiviert.

Geregelter Modus - Stufe 2:

Bei $t = 48$ s reduziert PV_1 die Einspeisung von Blindleistung (gemäß eines PT1-Verhaltens). Aufgrund des Schaltens des Längsreglers verletzt Spannung U_{N3} nicht mehr die Grenzwerte und wird daher reduziert.

Bei $t = 54$ s detektiert der Controller die nächste Spannungsgrenzwertverletzung an U_{N3} (Zeitversatz: 1 s). Ab $t = 49$ s reagiert PV_1 auf die neuen Sollwerte des Zentralreglers und die Blindleistungseinspeisung wird erhöht (PT1-Verhalten).

Aufgrund der Zeitverzögerung zwischen Auslesen der Messwerte und tatsächlich eingespeister Leistung wird der an Knoten U_{N3} voreingestellte Spannungsgrenzwert von 1,04 pu leicht verletzt. Bei $t = 80$ s wird der gewünschte Spannungswert von 1,04 pu erreicht und eingehalten.

Bei $t = 80$ s beginnt die Spannung U_{N3} wieder zu sinken (fallende Wirkleistungsrampe der PV-Wechselrichter). Die Blindleistungseinspeisung von PV_1 erreicht bei $t = 98$ s erneut den Wert 0 kVA (Rückschaltbedingung zum Schalten auf Ebene 1: Blindleistungswert vor Hochschalten ist wieder erreicht).

Controlled Mode – Switch-back to Level 1:

Bei $t = 102$ s schaltet der Zentralregler wieder in Stufe 1 zurück. Da die Spannung U_{N3} weiterhin absinkt, stuft der Längsregler (AC-Quelle) seine Ausgangsspannung so lange nach oben, bis der Spannungswert vor dem Umschalten in den Geregelteten Betrieb erreicht ist (Bedingung zum Verlassen des Geregelteten Betriebs) und der Betriebsmodus wechselt zum Autonomen Modus (nicht gezeigt in Abbildung II-76).

II.6 Implementierung der übergeordneten Regelstrategie im Feld

II.6.1 Aufbau des Feldversuches

II.6.1.1 Konzeption der Feldversuche

Für eine erfolgreiche Durchführung der Feldversuche wurden folgende Rahmenbedingungen gesetzt:

- Feldtest-Controller sollte auf einer stabil laufenden Software-Umgebung implementiert werden
- Sowohl Messwerte als auch vom Controller versendete Sollwertvorgaben müssen zur besseren Nachverfolgung mitgeloggt werden (Datenbank-System notwendig)
- Live-Visualisierung der Regel- und Stellgrößen zur besseren Nachvollziehbarkeit der Regelung

Sowohl die Erhebung der Messwerte als auch die Weitergabe von Stellwerten an die Betriebsmittel soll über das SCADA-System von IDS – den zentralen Datenknoten – erfolgen. Von diesem zentralen Knoten können die Daten parallel entweder vom Datenbank-Server abgegriffen werden oder vom Controller der TUM für die Regelung verwendet werden (Analyse der gemessenen Spannungen und Leistungen; Berechnung und Weitergabe von Stellwerten an die regelbaren Betriebsmittel via SCADA-System). Die Datenerfassung (SCADA-IDS), die Datenspeicherung (SQL-Server) sowie die Regelung (Controller TUM) erfolgen dann unabhängig voneinander. Zwischen SCADA-System und der Breitband-Powerline-Kommunikation im realen Stromnetz kann auch beispielsweise ein VPN-Tunnel aufgebaut werden. Dies ermöglicht es, für Testzwecke alle drei Komponenten (Datenbank-Server; SCADA-System; Controller) hardwareseitig in München bedienen, zu warten und vor allem jederzeit neu konfigurieren zu können.

Die regelbaren Betriebsmittel im Feld können derzeit über Modbus TCP angesprochen werden. Modbus ist ein robuster Industriestandard, welcher zwar nicht echtzeitfähig ist, jedoch das Abfragen (Read Holding/Input Registers) und Senden (Write Holding Registers) innerhalb der vorgegebenen Latenzen der Powerline-Kommunikation ermöglicht. Der aktuell vom SCADA-System verwendete Timer für Abfragen/Schreiben liegt bei 1000 ms.

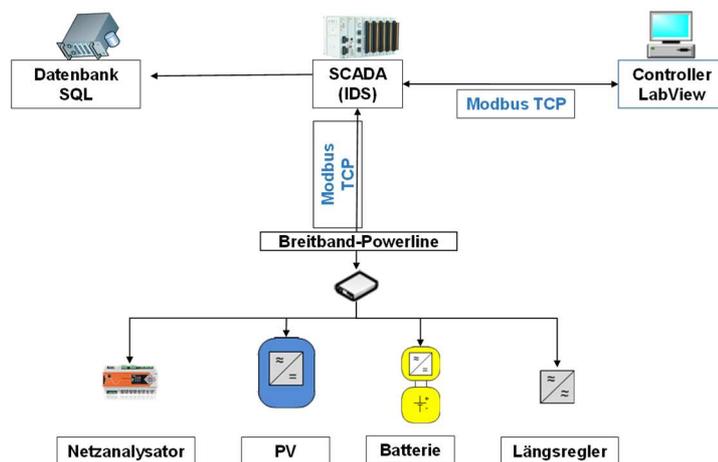


Abbildung II-77: Konzept der Anbindung der Hardware an den Zentralregler im Feldtestgebiet

Es werden je PV-Anlage/Batteriespeicher/Längsregler (insgesamt 15 Systeme) rund 30 Werte abgefragt (Spannungen, Ströme, Leistungen) und je 3 Werte geschrieben (Wirkleistung und/oder Blindleistung sowie ein Enable-Register). Bei 16-Bit Werten entspricht dies einer Datenrate von insgesamt 5 kByte/s (Overhead des Modbus-Protokolls mitgerechnet).

Die Netzanalysatoren liefern lediglich Messwerte. Derzeit werden dort ebenfalls 30 Messwerte (als float 32 bit-Werte gespeichert). je Gerät abgefragt (insgesamt 10 Netzanalysatoren verbaut). Dies führt zu einer Datenrate von 20 kByte/s.

Betrachtet man die von der Powerline-Kommunikation bereitgestellte Bandbreite von 1 Mbit/s (entspricht 125 kByte/s) liegt man – stabile Kommunikation vorausgesetzt – im unteren Bereich der zur Verfügung gestellten Bandbreite.

Aktuell werden alle erhobenen Messwerte sekundlich vom Datenbank-System mitgeloggt, um einen kontinuierlichen Verlauf der Daten zu gewährleisten. Dies führt derzeit zu Speicherproblemen (mehrere 100 GB in einem Monat). Das Schreiben wird dann zunehmend langsamer, es kommt zu Fehlern und Ausfällen der Datenbank. Daher muss in Zukunft die abgelegte Datenmenge deutlich reduziert werden.

Das Konzept kann, nach erfolgreichen Vorab-Tests über den VPN-Tunnel, auch vor Ort als Stand-Alone-System verwendet werden.

II.6.1.2 Integration der Leistungsseite sowie Kommunikations- und Messtechnik

Abbildung II-78 zeigt das Niederspannungsnetz Unterfarnbach nach dem Einbau der neu entwickelten Hardware. Lediglich die Längsregler an den beiden Ortsnetzstationen konnten bis zum Abschluss des Forschungsvorhabens noch nicht eingebaut werden – bei zwei der drei Batteriespeicher-Standorte fanden bereits Vorarbeiten zum Einbau statt; die Hardware ist auslieferungsbereit.

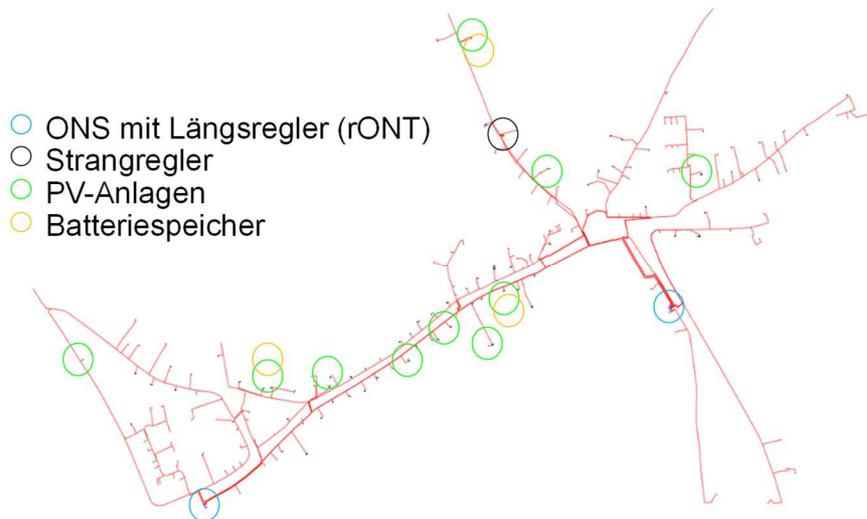


Abbildung II-78: Feldtestgebiet Unterfarnbach nach Einbau der neu entwickelten Hardware

Integration der PV-Umrichter

Nach einer von der infra Fürth durchgeführten Umfrage zur Akquirierung von Feldtestteilnehmern wurden deren Anlagenstammdaten (PV-Module, Leistungen, Verdrahtung etc.) von der TU München aufgenommen und zusammen mit KACO mögliche Neukonfigurationen der Anlagen entworfen.

Insgesamt wurde von KACO eine Wechselrichter-Scheinleistung von 580 kVA im Feldtestgebiet verbaut. Von den insgesamt 11 PV-Standorten, welche nun über regelbare Geräte verfügen (siehe Abbildung II-78), wird an 7 Standorte eine integrierte Verbrauchs- und Einspeisemessung durchgeführt; an den restlichen Standorten wird lediglich die erzeugte PV-Leistung gemessen.



Abbildung II-79: Einbau aktiv regelbare PV-Wechselrichter (oben: Altgeräte; unten: Neuinstallation)

Integration des Batteriespeichers

Auf Grundlage von Simulationen wurden ideale Batteriespeicherstandorte hinsichtlich der Beeinflussung der Netzspannung identifiziert. Die daraus resultierende Prioritätenliste wurde mit den real zur Verfügung stehenden PV-Standorten (und somit potentiellen Batteriespeicherstandorten) abgeglichen. Insofern sich die Feldtestteilnehmer zur Aufstellung eines Batteriespeichers bereit erklärten und der Aufstellort auch hinsichtlich der notwendigen Sicherheitsbestimmungen unbedenklich war, wurden die drei am besten geeigneten Standorte festgelegt.



Abbildung II-80: Einbau des Batteriespeichers

Derzeit wurde ein Batteriespeicher vor Ort installiert und an das Niederspannungsnetz angeschlossen (vgl. Abbildung II-80). Die Inbetriebnahme von Speicher 1 sowie der weiteren 3 Speicher erfolgt im Anschlussvorhaben „Smart Grid Cluster“.

Integration des Längsreglers

Bei der Integration der Demonstrationsanlage im Rosenstockweg wurde zunächst ein Systemtest durchgeführt. Dabei konnten die Spannungen im Netz, wie geplant beeinflusst und geändert werden. Die Installation wurde zusammen mit Projektpartnern infra, TUM und A. Eberle durchgeführt. Die Demonstrationsanlage ist mit entsprechender Schalttechnik ausgestattet, so dass der Betrieb im Netz unterbrechungsfrei aufgenommen und auch wieder unterbrochen werden kann. Dadurch war es möglich, neue Erkenntnisse zeitnahe in die Software zu implementieren und zu weiter zu optimieren.

Problematisch ist die Anbindung an die Powerline Kommunikation, da die Stromrichter auf beiden Seiten der Anlage an das Netz angebunden sind und die Kommunikation systembedingt durch die Anlage, d.h. über die Transformatoren übertragen werden muss. Somit können die elektromagnetischen Rückwirkungen der Schaltvorgänge der IGBTs nicht auf einfache Weise in einen von den Powerline-Leitungen des Netzes abgeschirmten Bereich verlegt werden und die eingebauten Netzfilter wirken in Ihrem Frequenzbereich auch auf die Powerline Kommunikation. Es wurde aufbauend auf den durch diese Tests erhaltenen Erkenntnisse und die ebenfalls in diesem Projekt durchgeführten Untersuchungen am Batteriespeicher die Problematik der Aufbautechnik analysiert und ein Konzept erstellt, das die Kommunikationsaspekte deutlich besser berücksichtigt. Dieses Konzept konnte allerdings im Projekt nicht mehr getestet werden, da dafür ein Umbau der Anlage nicht möglich ist, sondern ein vollständig neuer Aufbau notwendig wäre. Es werden jedoch weitere Anstrengungen auch nach Projektabschluss unternommen, die Kommunikation zu betreiben.



Abbildung II-81: Längsregler-Einbau im Feldtestgebiet

Integration der Kommunikationstechnik

Im Niederspannungsnetz wurden zwei BPL Zellen errichtet, um die eingeplanten Betriebsmittel wie Wechselrichter regelbare Erzeugungsanlagen und Stromspeicher und Multifunktionale Längsregler, an das Kommunikationsnetz anzuschließen. Hierzu wurden in den Ortsnetzstationen 60 und 195, die wie oben beschrieben per MSP-BPL angeschlossen wurden jeweils ein Headend (HE) installiert. Die benötigten Infrastrukturgeräte wurden in den Kabelverteilschränken (KVS) im Niederspannungs-Netzgebiet jeweils in Form eines Repeater RP installiert. Dieser Aufbau bildete die Basis für einen störungsfreien und flexiblen Betrieb des BPL-Kommunikationsnetzes über die Dauer des Feldtests hinaus. Abbildung II-82 zeigt die Mittelspannungs-BPL Strecken mit den zu überbrückenden Distanzen auf der Mittelspannung.



Abbildung II-82: Kommunikative Anbindung des NS-Netzes an das Backbone

Für die BPL Infrastruktur wurden ausschließlich 4B BPL1L Geräte installiert. Diese wurden jeweils mit optimierten Anschlusskits angeschlossen, mit Ausnahme der beiden Geräte in St 60 und KVS 1206 bei denen der Einsatz von Huckepack-Anschlusskits nicht möglich war. Diese beiden Geräte wurden mit Piercing-Anschlusskits angeschlossen.

Tabelle II-11 zeigt exemplarisch die komplette Ausbauplanung mit den jeweiligen BPL-Infrastrukturgeräten und den anzuschließenden Betriebsmitteln.

Tabelle II-11: BPL-Modems im Feldtestgebiet Unterfarnbach

Station / KVS	MAC	Anschlussmaterial	benutzte Phasen	Leiste
ST 195	00:25:18:04:3B:E0	opt. Huckepack	L2 / L3	6
ST 60	00:25:18:04:3B:EC	Piercing	L2 / L3	10
1154	00:25:18:04:3e:9e	opt. Huckepack	L2 / L3	6
1202	00:25:18:04:3e:90	opt. Huckepack	L2 / L3	6
1203	00:25:18:04:3e:a8	opt. Huckepack	L2 / L3	5
1204	00:25:18:04:3e:82	opt. Huckepack	L2 / L3	4
1205	00:25:18:04:3e:84	opt. Huckepack	L2 / L3	7
1206	00:25:18:04:3e:96	Piercing	L2 / L3	3
1233	00:25:18:04:3e:8c	opt. Huckepack	L2 / L3	7
1234	00:25:18:04:3e:94	opt. Huckepack	L2 / L3	2
1235	00:25:18:04:3e:a6	opt. Huckepack	L2 / L3	5
2426	00:25:18:04:3e:9a	opt. Huckepack	L2 / L3	5
2557	00:25:18:04:3e:aa	opt. Huckepack	L2 / L3	3

2959	00:25:18:04:3e:8e	opt. Huckepack	L2 / L3	3
3139	00:25:18:04:3e:86	opt. Huckepack	L2 / L3	5
3278	00:25:18:04:3e:9c	opt. Huckepack	L2 / L3	4

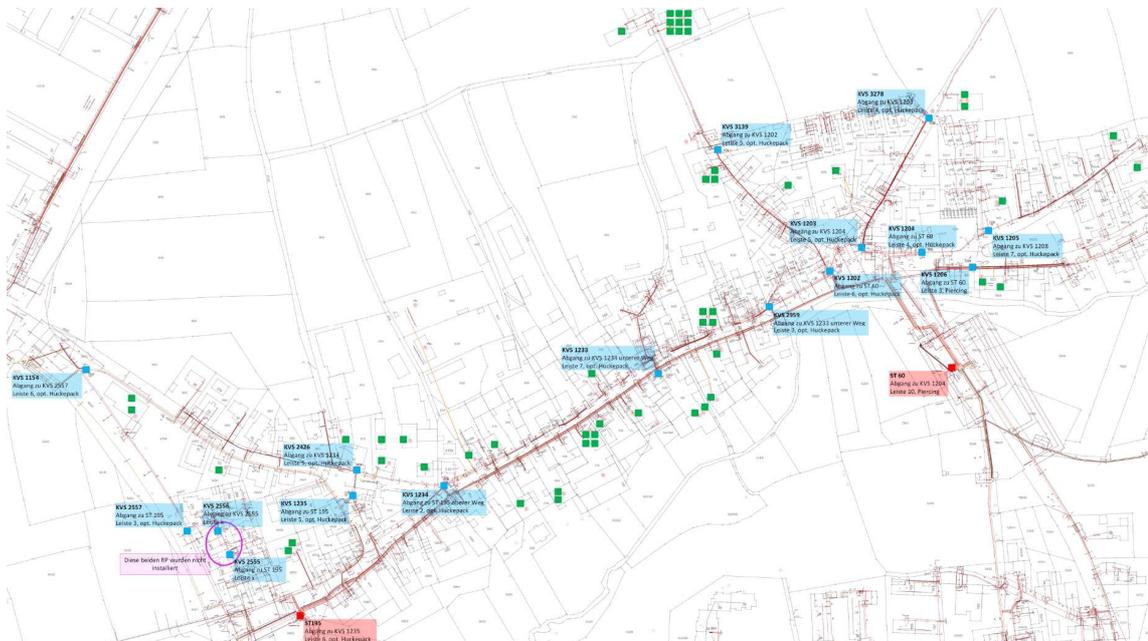


Abbildung II-83: BPL-Modems im Netzgebiet Unterfarnbach (blau: im KVS; rot: in der ONS)

II.6.2 Analyse der erhobenen Feldtestdaten

II.6.2.1 Spannungsverläufe im Niederspannungsnetz

Im Folgenden wird ein Ausschnitt der Spannungsverläufe im Niederspannungsnetz Unterfarrnbach gezeigt. Die Messwerte werden aktuell gemäß Abbildung II-77 vom SCADA-System erhoben, in der Datenbank abgelegt und dann von dort zur Visualisierung und Analyse ausgelesen.

Abbildung II-84 zeigt den Spannungsverlauf an einem sonnigen Tag im November 2018 an einem kritischen Netzknoten (Netzausläufer Ende: vgl. Abbildung II-78). Es ist zu erkennen, dass Spitzenwerte der Netzspannung von rund 245 V erreicht werden. Eine Analyse der bisher erhobenen Daten (Zeitraum der Datenaufzeichnung: Oktober 2018 bis März 2019; Februar – März 2019 lückenlos) von allen 21 im Netzgebiet Unterfarrnbach verteilten Anlagen (PV-Anlagen und Netzanalysatoren) zeigte ebenfalls maximale Netzspannungen von bis zu 246 Volt bei sonnigen Tagen.

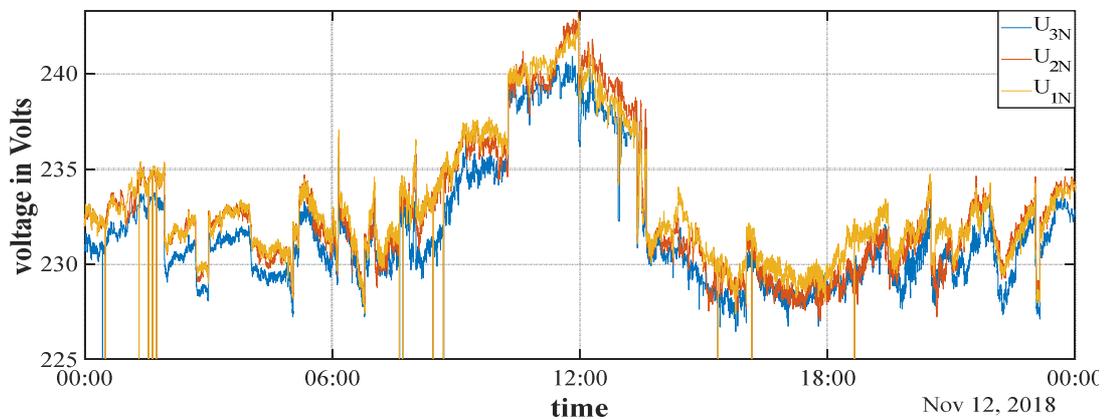


Abbildung II-84: Spannungsverlauf eines Clear-Sky-Tages im Netzgebiet

Abbildung II-85 zeigt den Spannungsverlauf für den gleichen Standort und sehr wechselhaftem Wetter. Die stark fluktuierende Einspeiseleistung der PV-Anlagen resultiert in einer stärker schwankenden Netzspannung. Auch treten für diese Fälle höhere Maximalspannungen (vereinzelt bis zu 249 Volt) auf.

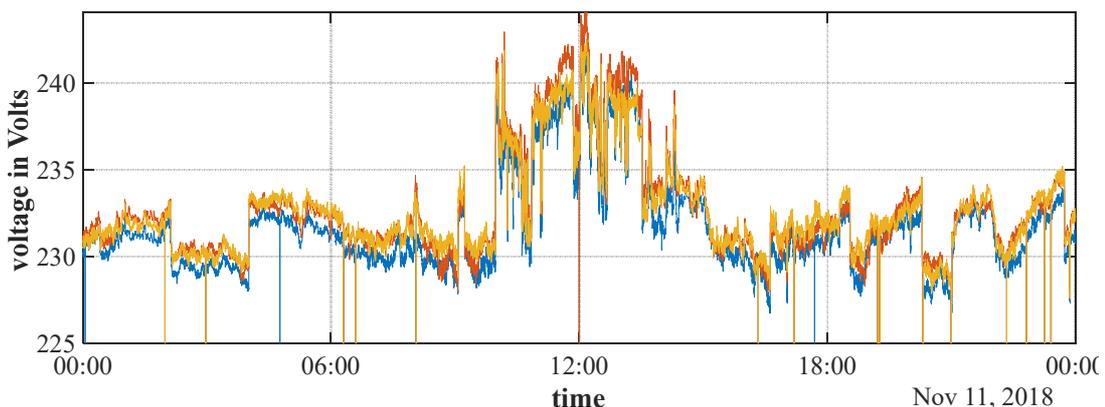


Abbildung II-85: Spannungsverlauf eines wechselhaften Tages im Netzgebiet

Gleichwohl sich die gemessene Netzspannung derzeit noch im sicheren Bereich der von der DIN EN 50160 vorgegebenen Grenzwerte bewegt, kann es an vereinzelte Netzknoten – je nach Netzsituation – zukünftig möglicherweise zu Grenzwertverletzungen kommen.

Abhilfe schafft – insbesondere in dem am stärksten von Überspannung betroffenen Netzausläufer, die Installation des Längsreglers.

II.6.2.2 Leistungsverläufe der PV-Anlagen

Beispielhaft dargestellt sind zwei Leistungsverläufe einer ausgewählter PV-Anlage, jeweils für einen sonnigen und einen wechselhaften Tag im Zeitraum Februar – März 2019. Die dargestellten Plots bestehen aus den sekundlich aufgezeichneten Wechselrichterleistungen der PV-Anlagen; vertikale Linien symbolisieren eine Störung der Kommunikationsverbindung zur Anlage (in die Datenbank wird in Falle 0 geschrieben).

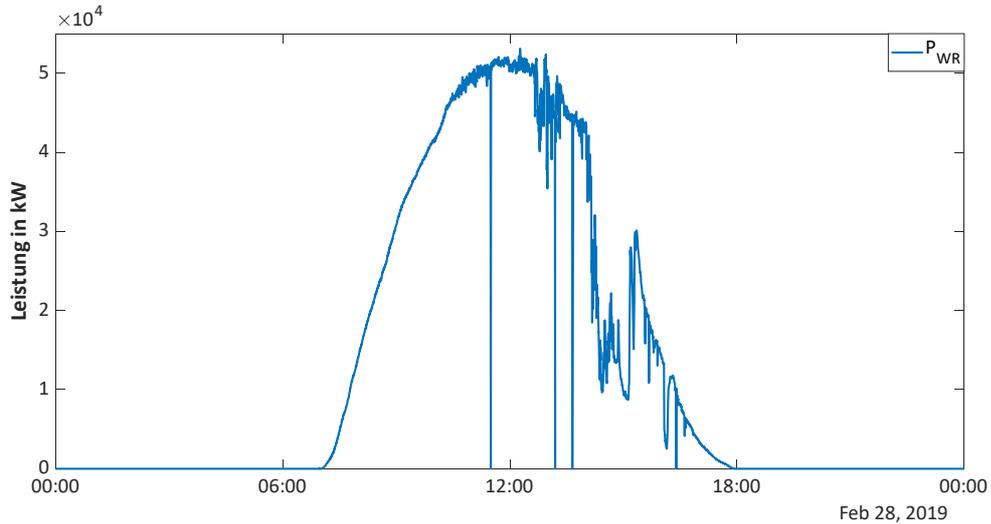


Abbildung II-86: Hochauflösender PV-Verlauf eines Clear-Sky-Tages

In Abbildung II-86 ist für den Vormittag der typische Glockenkurven-Verlauf eines sonnigen Tages zu sehen mit Spitzenwerten der PV-Leistung von rund 52 kW in den Mittagsstunden.

Abbildung II-87 zeigt die gleiche Anlage für einen wechselhaften Tag. In den Morgen- und Abendstunden kommt es aufgrund starker Bewölkung zu sehr geringen Einspeiseleistungen. Im Vergleich zum Clear-Sky-Tag sind deutlich höhere Spitzenleistungswerte (bis zu 72 kW) um die Mittagszeit zu erkennen.

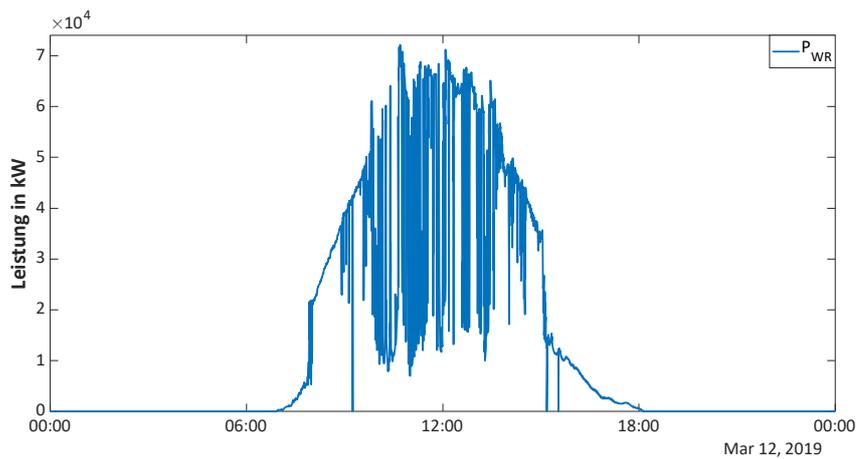


Abbildung II-87: Hochauflösender PV-Verlauf eines Wechselhaften Tages

Abbildung II-88 zeigt eine Übersicht über die drei gemessenen Leistungskurven:

- PV-Erzeugung: wird direkt von den regelbaren PV-Wechselrichtern ausgelesen
- Residuallast: wird am Hausanschluss/Netzverknüpfungspunkt gemessen
- Verbraucherlastkurve: berechnet aus Residuallast und Erzeugung

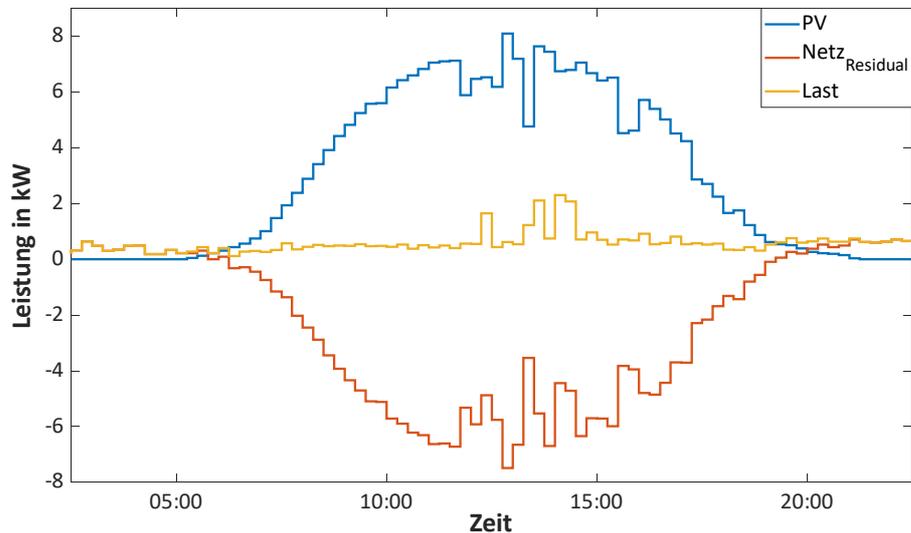


Abbildung II-88: Residuallast, PV-Einspeisung und Haushaltslast einer Messstelle

Der besseren Übersichtlichkeit halber wurde hier eine Darstellung in 15-Minuten-Mittelwerten gewählt.

II.6.2.3 Spannungsverläufe am Längsregler

Mit dem Längsregler am Ausläufer Rosenstockweg (siehe Abbildung II-78) mit einer Durchgangsleistung von 250 kVA und einer maximalen Spannungsverstellung von $\pm 0,05$ pu (11,5 V) konnten bereits erste Versuche im Feld gefahren werden. Hierfür wurde der Längsregler noch manuell auf einen fixen Spannungs-Sollwert an seiner Sekundärseite eingestellt. Die kommunikative Anbindung wird derzeit noch optimiert.

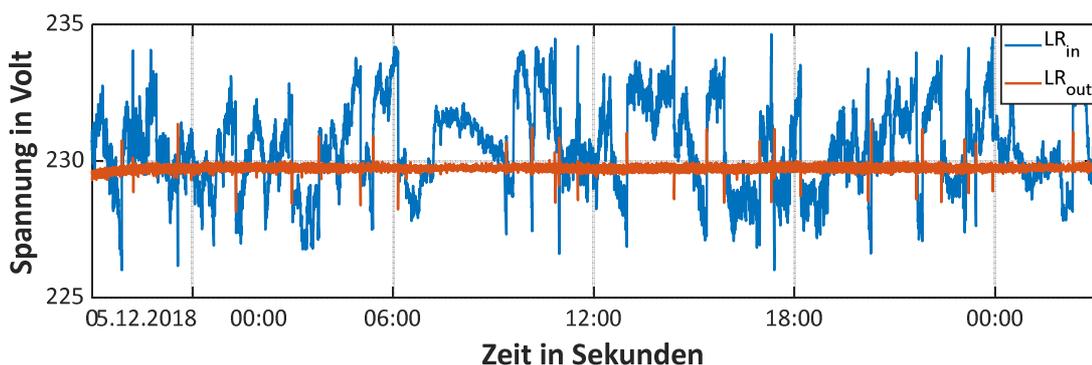


Abbildung II-89: Messergebnisse Längsregler aus Feldtestgebiet

Die blaue Kurve aus Abbildung II-89 zeigt die Eingangsspannung von Phase 1 am Längsregler, die sich im Rahmen der üblichen Netzschwankungen befinden. Die rote Kurve zeigt die Phasenspannung von Phase 1 auf einen Wert von 1,0 pu geregelt. Lediglich ein kleiner Ripple von wenigen 100 Millivolt verbleibt. Gleiches konnte für die anderen Phasen beobachtet werden.

II.6.3 Erkenntnisse aus dem Feldtestbetrieb

II.6.3.1 Kommunikations- und Leittechnik

Betrieb und Überwachung

Abbildung II-90 und Abbildung II-91 zeigen die Verbindungen der einzelnen Geräte untereinander. Die angegebenen Zahlen

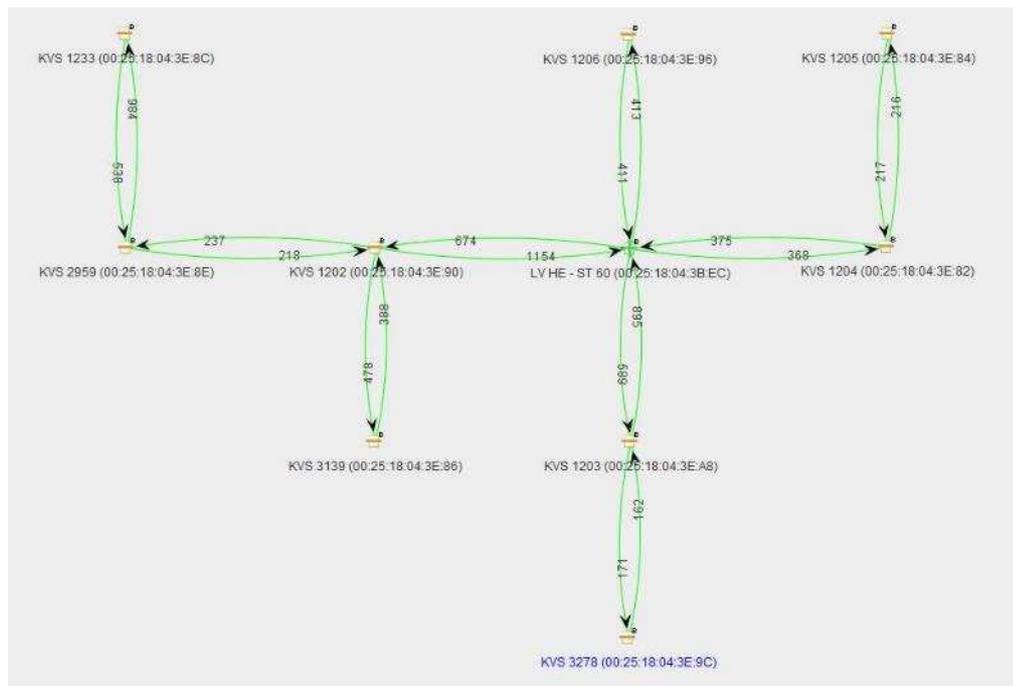


Abbildung II-90: Infrastruktur-Traces Station 60

Jedes BPL-Gerät wird durch das entsprechende Symbol repräsentiert (Geräte-Typ), das auch im “Gerätebaum” verwendet wird. Die Symbole werden durch die Bezeichnung (Funktion des NMS zur besseren Übersichtlichkeit) der jeweiligen BPL-Geräte ergänzt, sodass Sie sie direkt identifizieren können.

Die bidirektionalen Verbindungen zwischen den Geräten werden durch Pfeile dargestellt, deren Orientierung die Richtung der Datenströme zwischen den Geräten kennzeichnet. Die Farbe und die Zahl neben jedem Pfeil charakterisieren die Verbindungsqualität.

Die Klassifizierung der Verbindungsqualitäten wird mit der folgenden Tabelle erläutert:

Tabelle II-12: Bewertung der Verbindungsqualität in Traces

Farbe	Kosten	Beschreibung
Grün	<1100	Sehr gute Verbindung
Schwarz	1100 < Kosten < 1800	Gute Verbindung
Rot	1800 < Kosten	Mäßige Verbindung

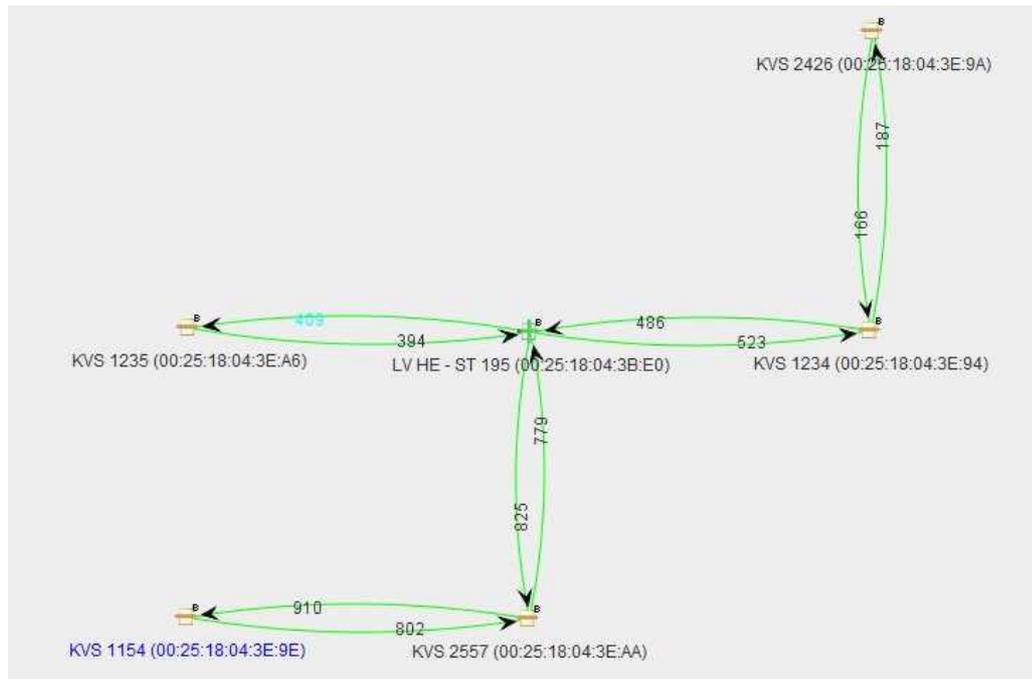


Abbildung II-91: Infrastruktur Trace Station 195

Die gezeigten Traces lassen ein stabiles Infrastrukturnetz erkennen, in dem alle angeschlossenen Geräte mit sehr guten Verbindungen zu erreichen sind.

Bericht (12.05.2016 00:00:00 - 18.05.2016 00:00:00 24 / 7)

BESTE VERFÜGBARKEIT (PROZENT)

Probe	Gruppe	Gerät	Verfügbarkeit [%]	Verfügbarkeit [s]	Ausfallzeit [%]	Ausfallzeit [s]	Maximale Ausfallzeit	Sensor
1.	PPC Monitoring	VPN 2020 > VPN Router	100 %	5Tg.23Std.53Min.28Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
2.	PPC Monitoring	VPN 2020 > MV Link 3 - ST60 - HE3	100 %	5Tg.23Std.54Min.12Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
3.	PPC Monitoring	VPN 2020 > MV Link 3 - ST195 - RP3	100 %	5Tg.23Std.53Min.19Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
4.	PPC Monitoring	VPN 2020 > LV HE - ST 60	100 %	5Tg.13Std.34Min.7Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
5.	PPC Monitoring	VPN 2020 > LV HE - ST 195	100 %	5Tg.13Std.33Min.38Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
6.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1154	100 %	5Tg.13Std.33Min.5Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
7.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1234	100 %	5Tg.13Std.32Min.37Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
8.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1235	100 %	5Tg.11Std.59Min.6Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
9.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 2426	100 %	5Tg.11Std.58Min.28Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
10.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 2557	100 %	5Tg.11Std.59Min.1Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
11.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1204	100 %	5Tg.11Std.58Min.9Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
12.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1205	100 %	5Tg.11Std.57Min.27Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
13.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 3139	100 %	5Tg.11Std.56Min.45Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
14.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1202	100 %	5Tg.11Std.53Min.29Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
15.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1206	100 %	5Tg.11Std.52Min.57Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
16.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1203	100 %	5Tg.11Std.53Min.9Sek.	0 %	0Sek.	0Sek.	Ping
17.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 3278	99,684 %	5Tg.11Std.28Min.16Sek.	0,316 %	25Min.0Sek.	25Min.0Sek.	Ping
18.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 2959	99,671 %	5Tg.11Std.27Min.44Sek.	0,329 %	26Min.1Sek.	26Min.1Sek.	Ping
19.	PPC Monitoring	VPN 2020 > KVS 1233	99,659 %	5Tg.11Std.28Min.33Sek.	0,341 %	27Min.0Sek.	27Min.0Sek.	Ping

Abbildung II-92: Verfügbarkeit Infrastruktur Station 60 und Station 195

Abbildung II-92 zeigt die Ergebnisse des Initialen Monitorings über 5 Tage hinweg. Alle Infrastruktur-BPL Geräte im NSP-Netz sind demnach zu mindestens 99,659% verfügbar.

VN 2020 (01.07.2018 00:00:00 - 31.12.2018 00:00:00 24 / 7)

BEST UPTIME (PERCENT)

	Probe Group Device	Uptime [%]	Uptime [s]	Downtime [%]	Downtime [s]	Maximum Downtime	Sensor
1.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1204	99,964 %	182d22h30m34s	0,036 %	1h36m0s	1h22m0s	Ping
2.	PPC Monitoring * VN 2020 * MV Link 2 - ST209 - HE2	99,964 %	182d22h28m28s	0,036 %	1h36m0s	1h22m0s	Ping
3.	PPC Monitoring * VN 2020 * KACO - Mühlalstr. 150	99,963 %	182d22h25m29s	0,037 %	1h37m0s	1h22m0s	Ping
4.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1203	99,963 %	182d22h27m30s	0,037 %	1h37m0s	1h22m0s	Ping
5.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 3278	99,963 %	182d22h27m28s	0,037 %	1h38m0s	1h22m0s	Ping
6.	PPC Monitoring * VN 2020 * MV Link 2 - ST 60 - RP2	99,963 %	182d22h27m22s	0,037 %	1h38m0s	1h22m0s	Ping
7.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1205	99,963 %	182d22h25m41s	0,037 %	1h38m0s	1h22m0s	Ping
8.	PPC Monitoring * VN 2020 * LV HE - ST 60	99,962 %	182d22h21m46s	0,038 %	1h38m59s	1h22m0s	Ping
9.	PPC Monitoring * VN 2020 * MV Link 1 - ST209 - RP4	99,962 %	182d22h29m36s	0,038 %	1h39m0s	1h22m0s	Ping
10.	PPC Monitoring * VN 2020 * MV Link 1 - UW - HE4	99,962 %	182d22h23m42s	0,038 %	1h39m0s	1h22m0s	Ping
11.	PPC Monitoring * VN 2020 * MV Link 3 - ST60 - HE3	99,961 %	182d22h24m14s	0,039 %	1h42m0s	1h25m0s	Ping
12.	PPC Monitoring * VN 2020 * VPN Router	99,961 %	182d22h17m1s	0,039 %	1h42m0s	1h25m0s	Ping
13.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1206	99,961 %	182d22h24m17s	0,039 %	1h42m59s	1h25m0s	Ping
14.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1202	99,961 %	182d22h19m10s	0,039 %	1h43m0s	1h25m0s	Ping
15.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1233 RP 2	99,961 %	182d22h20m30s	0,039 %	1h44m0s	1h22m0s	Ping
16.	PPC Monitoring * VN 2020 * KACO - Unterfarnbacher Straße 181	99,96 %	182d22h17m40s	0,04 %	1h46m0s	1h22m0s	Ping
17.	PPC Monitoring * VN 2020 * KACO - Unterfarnbacher Straße 193	99,96 %	182d22h16m32s	0,04 %	1h46m0s	1h22m0s	Ping
18.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 2959	99,959 %	182d22h17m3s	0,041 %	1h47m59s	1h25m0s	Ping
19.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1233	99,959 %	182d22h17m55s	0,041 %	1h48m0s	1h24m0s	Ping
20.	PPC Monitoring * VN 2020 * KACO - Unterfarnbacher Straße 171	99,957 %	182d22h11m51s	0,043 %	1h54m0s	1h24m0s	Ping
21.	PPC Monitoring * VN 2020 * MV Link 3 - ST195 - RP3	99,817 %	182d16h1m7s	0,183 %	8h3m0s	3h30m0s	Ping
22.	PPC Monitoring * VN 2020 * LV HE - ST 195	99,816 %	182d16h2m53s	0,184 %	8h5m0s	3h30m0s	Ping
23.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 2426	99,816 %	182d15h56m19s	0,184 %	8h5m0s	3h30m0s	Ping
24.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1234	99,815 %	182d15h58m28s	0,185 %	8h7m0s	3h30m0s	Ping
25.	PPC Monitoring * VN 2020 * KVS 1154 RP 2	99,815 %	182d15h51m55s	0,185 %	8h8m0s	3h30m0s	Ping

Abbildung II-93: Monitoring Gesamtnetz

In Abbildung II-93 sind die Verfügbarkeiten des Gesamtnetzes über einen Zeitraum von 6 Monaten im 24/7 Monitoring auszugsweise aufgeführt. In diesem Zeitraum waren 80% der Geräte mindestens mit 99,656% erreichbar und 95% der Geräte mindestens zu 96,373% erreichbar. Diese Daten sind dem Echtbetrieb entnommen und enthalten somit auch Störungen, die nicht dem BPL Netz zuzuordnen sind.

II.6.3.2 Stromrichtertechnik

In der Stromrichtertechnik haben sich die schnellen Schaltvorgänge bei den eingesetzten IGBTs und den aus Gründen der Effizienz und Dynamik als problematisch hinsichtlich der EMV herausgestellt. Es wurden im Projekt wesentliche Erkenntnisse und ein vertieftes Verständnis der Auswirkungen der Schaltvorgänge, der Ausbreitung der leitungsgebundenen Störungen und der möglichen Maßnahmen zur Begrenzung der Störaussendung erarbeitet.

Die Regelungstechnik wurde weiter optimiert und insbesondere in Bezug auf Stabilität weiter verbessert. Insbesondere zeigten sich die eingesetzten PR Regler als zuverlässig und unempfindlich gegen Parameterschwankungen. Die Regelalgorithmen konnten mit dem entwickelten DSP System in der erforderlichen Rechenzeit bearbeitet werden, allerdings sind keine Reserven mehr vorhanden, so dass für weitere Funktionalitäten ein performanterer DSP benötigt wird.

Die gewählten Topologien konnten den geforderten Betrieb incl. Oberschwingungen gut realisieren, insbesondere die sehr niederinduktive Anbindung der Zwischenkreiskondensatoren hat sich als langfristig sehr vorteilhaft erwiesen.

Die Geräuschentwicklung der Stromrichter wurde durch die hohe Taktfrequenz erheblich reduziert, es wurde jedoch festgestellt, dass für zukünftige Anlagen weitere Maßnahmen, wie z.B. eine Modulation der Schaltfrequenz und zumindest in einige Fällen, z.B. bei Aufstellung in unmittelbarer Nähe von Wohngebäuden eine Geräuschdämmung sinnvoll erscheint.

II.7 Fazit und abschließende Bewertung

Simulationen

In den Simulationen konnte das Potential einer Kombination aus dezentralen Spannungsregelkonzepten (beispielsweise Q(U)) und einer zentralen Regelung gezeigt werden. Insbesondere beim simulierten Zubau weiterer PV-Erzeugungsleistung auf Verteilnetzebene konnte das im Forschungsvorhaben Verteilnetz 2020 entwickelte hierarchische Regelkonzept sein Potential zur Vermeidung von Überspannungen bei gleichzeitiger Vermeidung von konventionellem Netzausbau aufzeigen. Betrachtete Grenzwerte waren zum einen ein relativer Grenzwert von 1,03 pu bezogen auf die Netznennspannung (bei gleichzeitiger Spannungsanhebung in Mittel- und Niederspannung), zum anderen der absolute Grenzwert von 1,10 pu bezogen auf die Netznennspannung.

Allerdings kommt der große Vorteil des hierarchischen Regelkonzeptes (Nutzung von Blindleistungsreserven der aktiv regelbaren Betriebsmittel) erst bei vergleichsweise hohen PV-Durchdringungsgraden zur vollen Geltung. Bei moderatem PV-Zubau ist die Wirksamkeit von dezentralen Spannungsregelmechanismen (Q(U) bzw. Längsregler und deren kombinierter Einsatz) bei der Vermeidung von Verletzungen des absoluten Grenzwertes von 1,10 pu ähnlich wirksam wie der Einsatz des hierarchischen Spannungsregelkonzeptes. Für diese Fälle kann, in Anbetracht der deutlich höheren Kosten bei der Installation und dem Betrieb des Zentralreglers (Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur, Ertüchtigung der regelbaren Einspeiseanlagen, Betriebskosten der Infrastruktur) die Verwendung einer zentralen Regelung nicht empfohlen werden.

Labortest

In den Labortests an der TU München konnte gezeigt werden, dass der hierarchische, zentrale Regelansatz zur Spannungsregelung auch in der Praxis verwendet werden kann. Der Controller im Labormaßstab dient als proof-of-concept für weitere Untersuchungen.

Für aussagekräftige und vor allem reproduzierbare Labortests wurde ein Niederspannungsnetz im Labormaßstab aufgebaut und die relevanten Netzparameter (Ströme und Spannungen) mit einem hochauflösenden Messsystem erfasst. Die Nachbildung der Einspeisung aus PV-Anlagen wurde mithilfe von regelbaren DC-Quellen nachgebildet, mit deren Hilfe beliebige PV-Profile vorgegeben und deren Auswirkung auf die Netzspannung untersucht werden konnten.

Feldtest

Im Netzgebiet Unterfarnbach des Netzbetreibers infra Fürth wurden umfangreiche Umbaumaßnahmen durchgeführt.

Eine leistungsfähige und robuste Breitband-Powerline-Kommunikationsinfrastruktur, welche das Frequenzband von 1 bis 20 MHz nutzt, wurde speziell für den Einsatz in Netzen mit hoher Anzahl von Leistungselektronik entwickelt und im Feldtestgebiet aufgebaut.

Aktiv regelbare PV-Wechselrichter, welche vom Zentralregler angesteuert werden können, wurden mit einer Gesamtscheinleistung von rund 590 kVA im Netzgebiet verbaut, wobei die vorhandenen Bestandsanlagen umfangreich umgebaut bzw. getauscht werden mussten. Die neuartigen Umrichter können sowohl für dezentrale Blindleistungsregelverfahren (Q(U)) als auch zur zentralen Blindleistungsregelung (mittels direkter Blindleistungsvorgaben vom Zentralregler) verwendet werden.

Messtechnik in den Kabelverteilerschränken sorgt für eine zusätzliche Verbesserung der Nachvollziehbarkeit des Netzgeschehens (Messung von zusätzlichen Netzknotenspannungen und Leistungsflüssen).

Ein kontinuierlich regelnder Längsregler mit einer Durchgangsleistung von 250 kVA wurde im Zuge eines besonders belasteten Netzausläufers verbaut und stellt einen wichtigen Baustein bei der Vermeidung von Spannungsverletzungen in diesem Netzstrang dar.

Ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 30 kWh und einer Nenn-Scheinleistung von 30 kVA wurde an einem PV-Standort mit hoher installierter PV-Erzeugungsleistung installiert. Er wird zum einen zur Kappung von Einspeisespitzen („peak-shaving“) als auch zur Wirkleistungsregelung, vorgegeben aus dem Zentralregler, verwendet.

Bis zum Abschluss des Forschungsprojektes konnten lediglich die Funktionalität der Kommunikationsinfrastruktur sichergestellt, Tests der Einzelkomponenten (PV-Umrichter, Batteriespeicher und Längsregler) durchgeführt sowie der Aufbau und Betrieb einer Datenbank vorgenommen werden.

Der Entwurf, Test und Dauerbetrieb des zentralen Controllers sowie die Integration aller aktiv regelbaren Betriebsmittel in das gemeinsame übergeordnete Regelkonzept erfolgt im Anschlussvorhaben „Smart Grid Cluster“.

III. Voraussichtlicher Nutzen

A-Eberle GmbH & Co KG

Die Erfahrungswerte aus der Entwicklung des MFLR fließen in die Weiterentwicklung der bestehenden Strangregler-Plattform ein. Auch im messtechnischen Bereich konnte durch die Rückwirkungen des Stromrichters neue Erkenntnisse erzielt werden, wie Ableitungsströme von Stromrichtern exakter gemessen werden können. Die Weiterentwicklung aus dem Prototypenstatus des MFLR zu einem ausgereiften Produkt wird momentan noch geprüft.

BMZ GmbH

Wie oben beschrieben hat die BMZ Batterien-Montage-Zentrum GmbH im Projekt Verteilnetz2020 mehrere Teilbereiche bearbeitet. Die Entwicklung und der modulare Aufbau eines Akkus für die gestellten Anforderungen im Projekt, die Implementierung eines mehrstufigen, redundanten Sicherheitskonzepts, sowie die Optimierung der Lebensdauer des Gesamtsystems. Alle daraus gewonnenen Erkenntnisse konnten verwertet werden, zum Beispiel im Stationären-Hochvolt-Speicher „Hyperion“ Made in Germany auf 300 Volt Basis. Insbesondere die Entwicklungsschritte des Förderprojektes sind hier zum Einsatz gekommen. Durch die Modularität ermöglicht es eine einfache und gleichzeitig zuverlässige Installation, aber auch eine Erweiterung des Speichers von bis zu sechs Modulen, ist aktuell möglich. Die Vorstellung unseres entwickelten Produktes fand im Mai 2019 auf der ees Europe in München statt, für Kunden ist das Produkt ab Oktober 2019 verfügbar.

empuron GmbH

Mit dem Projekt wurden verschiedene Komponenten im EMPURON Software System neu geschaffen und wichtiges Smart Grid-Know-how geschaffen, die im Unternehmen weiterhin verwendet werden wie beispielsweise die Event-, klima- und wetterbasierte Optimierung. Auf Basis der Neuronalen Netze wurden Lösungen für die Last- und Ertragsprognose erarbeitet und getestet. Ferner wurde die Implementierung einer mathematischen Optimierungskomponente, die Systematik für technisch optimale Beladestrategien auf Basis einer modellierbaren Optimierungskomponente sowie die Integration mit Betriebsmitteln aus dem Smart Grid und das Know-how für die Anbindung von Betriebsmitteln aus dem Forschungsvorhaben verwendet. Die Lösungen werden mit dem EMPURON-System bereits eingesetzt, d.h. in das Systemrelease integriert und stehen Industriekunden bereit, die kombinierte Energieerzeuger in ihrem Betrieb einsetzen und optimiert betreiben wollen.

Grass Power Electronics GmbH

Die in diesem Projekt entwickelten modularen Stromrichter mit einer Modulleistung von 50 kW haben sich als sehr geeignet für zukünftige Anlagen herausgestellt. Die hohe Flexibilität, die durch die Verlagerung der Funktionalität in die Software, durch die Topologie der interleaved Parallelschaltbarkeit der einzelnen Zweige der Stromrichter und durch das Software Framework der Steuerung erreicht wurde, ist die Basis für zukünftige Stromrichteranlagen für GPE.

Besonders wichtig ist für GPE auch der im Projekt erreichte Kompetenzaufbau in Bezug auf die Methodik der Auslegung von Regelalgorithmen und deren Anwendung in Theorie und Praxis. Für GPE ergeben sich daraus deutliche Wettbewerbsvorteile in vielen zukünftigen Anwendungen, insbesondere für den Betrieb von Energiespeichern.

Die gewonnenen Erkenntnisse und Methoden zur Verbesserung der EMV werden in Zukunft häufig nutzbar sein, da die Anforderungen für Stromrichter derzeit erheblich steigen. GPE führt die Industrialisierung der entwickelten Stromrichter, der DSP Steuerung und der Level 2 Systemsteuerungen durch, um in absehbarer Zeit konkret Produkte und Anlagen dieser Art am Markt anbieten zu können.

infra Fürth GmbH

Das Forschungsprojekt Verteilnetz 2020 ist ein wichtiges Pilotprojekt im Netzgebiet Unterfarnbach. Darin konnte in ersten praktischen Feldtests aufgezeigt werden, dass ein Aufbau und stabiler Betrieb einer Breitband-

Powerline-Infrastruktur im Zusammenspiel mit Leistungselektronik möglich ist. Durch die umfangreichen Messungen, die auch in der Zukunft weitergeführt werden, konnten wertvolle Erkenntnisse für den Netzbetrieb gewonnen werden. Insbesondere die installierte neuartige Hardware-Infrastruktur aus regelbaren PV-Anlagen, Längsreglern und Batteriespeichern wird auch im Anschlussvorhaben „Smart Grid Cluster“ wertvolle Erkenntnisse für den zukünftigen Netzbetrieb liefern. Die Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Feldtestes (unvorhergesehene Wechselwirkungen zwischen Hardware und Kommunikationsinfrastruktur, zeit- und personalaufwändige Installationsarbeiten) haben allerdings auch gezeigt, dass bis zur Digitalisierung der Verteilnetze bzw. dem Betrieb von smarten Verteilnetzen noch viel Forschungsarbeit geleistet werden muss.

KACO new energy GmbH

Die im Rahmen des Projektes entwickelte Hardwareplattform kann heute in der neuen Geräteserie bp125TL3 eingesetzt werden. Die entwickelte Regelungsarchitektur und Softwareplattform wird heute in der Test- und Laborinfrastruktur bei KACO genutzt, eine kommerzielle Nutzung als eigenständiges Produkt ist aktuell noch in Prüfung. Ein einzelnes kommerzielles Pilotprojekt wurde bereits umgesetzt. Für die generelle Produkt Einführung ist insbesondere noch das Zusammenspiel mit Monitoring Funktionen weiter zu untersuchen.

Power Plus Communications AG

Die Ergebnisse des Projektes werden in mehrfacher Hinsicht Nutzen bringen. Die Verbesserungen der BPL Technologie und die im Feldversuch gemachten Erfahrungen werden aktuell und zukünftig in die Entwicklung von BPL-Technologien einfließen. Die Prototypisch entwickelten Geräte werden im Laufe des Jahres zur Marktreife gebracht. Die Verbesserungen im Bereich Ankoppeltechnik werden aktiv genutzt, um BPL Netze aufzubauen.

Hochschulen

Die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt Verteilnetz 2020 können in der Hochschulausbildung, Forschung und Beratung genutzt werden.

Simulationsmodell: Das erstellte Simulationsmodell bildet die Grundlage für eine weitere Forschung im Bereich dezentrale und zentrale Spannungshaltung. Das Simulationsmodell ist flexibel aufgebaut und kann auf eine Vielzahl weiterer Netztopologien angewandt werden. Aktuell wird das Modell im Anschlussvorhaben „Smart Grid Cluster“ weiter verbessert und hinsichtlich seiner Funktionalitäten erweitert. Aufgrund der möglichst flexiblen Ausgestaltung des Simulationsmodells sollen somit zukünftig Anfragen von Netzbetreibern in Bezug auf die Integration Erneuerbarer Energien, den Smart-Meter-Rollout sowie Potentiale neuartiger Regelansätze für zukünftige Smart-Grids umfassend bearbeitet werden können.

Erfahrung aus den Labor- und Feldversuchen: Durch die Feldversuche konnten wertvolle Erfahrungen bei der Hardwareentwicklung, der Konzeptionierung sowie dem Aufbau eines groß angelegten Feldtestes gesammelt werden. Die Koordinierung und Abstimmung der einzelnen Entwicklungsschritte aufeinander, die Integration der Leistungsseite in ein gemeinsames Kommunikationskonzept, die Bewältigung einer großen Menge anfallender Messdaten, die Schaffung einer möglichst flexiblen Software-Plattform zur Implementierung eines stabilen und performanten Controllers liefern äußerst wichtige Erkenntnisse insbesondere für die erfolgreiche Bearbeitung zukünftiger Forschungsthemen, deren besonderes Augenmerk erneut auf der Verzahnung von Theorie (Simulation) und Praxis (Entwicklung, Erprobung und Betrieb von neuer Hardware) liegt.

Hochschulausbildung: Im Rahmen des Forschungsprojektes konnten viele Studierende im Rahmen von Seminar- und Abschlussarbeiten am Projekt mitwirken. Dies ermöglicht qualitativ hochwertige Ausbildung mit enger Betreuung durch die wissenschaftlichen Mitarbeiter und Professoren auf zukunftssträchtigen Themengebieten. Darüber hinaus wurden zwei wissenschaftliche Mitarbeiter mit Promotionsziel beschäftigt. Die während des Projekts gesammelten Daten sowie die neu entwickelten Konzepte und Modelle dienen als Fundament für die geplanten Dissertationen. Die Erfahrungen aus den Feldversuchen und Optimierungen der Simulationsmodelle werden genutzt, um Vorlesungsskripte, Praktikumsversuche und Rechnerübungen weiterzuentwickeln.

IV. Veröffentlichung der Ergebnisse

IV.1 Wissenschaftliche Veröffentlichungen und Vorträge

Erfolgte Veröffentlichungen

- [E1] Meyer, M.; Maucher, B.; Witzmann, R.: Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen; 14. Symposium Energieinnovation „Energie für unser Europa“, Graz 2016
- [E2] Maucher, B.; Meyer M.; Hitzelberger, K.; Witzmann, R.: Superordinate Control for Increasing Feed-in Capacity and Improving Power Quality in Low Voltage Distribution Grids; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (NEIS), Hamburg 2018
- [E3] Maucher, B.; Gamper, P.; Meyer, M.; Witzmann, R.: Modellierung einer Softwareautomatisierung für ein übergeordnetes Regelungskonzept für smarte Verteilnetze in PSS Sincal/Netomac; Zukünftige Stromnetze 2020, Berlin 2019
- [E4] Maucher, B.; Meyer, M.; Witzmann, R.: Superordinate Voltage Control in Smart Low-Voltage-Grids – Simulation and Field Test Results; 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED); Madrid 2019

Darüber hinaus wurden folgende Vorträge gehalten:

- Präsentation des Projekts auf der Grid + Storage Workshop in München
- Vorstellung des Projektes auf dem Workshop zu „Model Predictive Control“ an der TU München
- Präsentation auf den Statusseminaren „Zukünftige Stromnetze“ in Berlin
- Präsentation der entwickelten Simulationsmodelle auf dem Sincal Anwenderworkshop in Fulda

Literaturverzeichnis

- [1] B. Deutschland, „Die Bundesregierung,“ [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/847984/5b8bc23590d4cb2892b31c987ad672b7/2018-03-14-koalitionsvertrag-data.pdf?download=1>. [Zugriff am 17 04 2019].
- [2] Agora Energiewende, „Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030,“ Juli 2018. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/847984/5b8bc23590d4cb2892b31c987ad672b7/2018-03-14-koalitionsvertrag-data.pdf?download=1>. [Zugriff am 16 04 2019].
- [3] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, 9. Auflage Hrsg., Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [4] G. Kerber und R. Witzmann, „Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen,“ pp. 22-26, 2008.
- [5] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Berlin: VDE Verlag, 2011.
- [6] VDE/FNN, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105), Frankfurt a. Main: VDE Verlag GmbH, 2018.
- [7] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema und F. Bauer, „Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung,“ März 2015. [Online]. Available: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/BEE_HM_FENES_Kurzstudie_Der_positive_Beitrag_von_Batteriespeichern_2015.pdf. [Zugriff am 18 April 2019].
- [8] DIN EN 50160:2011-02, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 40160:2010 + Cor.:2010*, Berlin: Beuth Verlag, 2011.
- [9] R. Pardatscher, Planungskriterien und Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Einspeisung, Verlag Dr. Hut, München, 2015.
- [10] P. N. AG, „L-rONT - Spannungen im Griff: L-rONT - Einsatz im praktischen Betrieb,“ 06 Juni 2017. [Online]. Available: <https://www.pfalzwerke-netz.de/documents/20170531-rONT.pdf>. [Zugriff am 14 05 2019].
- [11] S. Muhbrook und S. Tietgen, „RONT gleicht Spannungsschwankungen aus,“ 09 11 2017. [Online]. Available: <https://www.kn-online.de/Lokales/Rendsburg/Stromversorgung-Muehbrook-Ront-gleicht-Spannungsschwankungen-aus>. [Zugriff am 14 05 2019].
- [12] E.-O. M. Bayernwerk, „E-ON nimmt 180 neue regelbare Ortsnetztransformatoren bis Ende 2014 in Betrieb,“ 25 05 2014. [Online]. Available: https://www.reinhausen.com/de/Portaldata/1/Resources/mr/company/news/2014/Pressemitteilung_RONT_Mai_2014.docx. [Zugriff am 14 05 2019].
- [13] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) - Projektgruppe "Regelbarer Ortsnetztransformator", „rONT - Einsatzmöglichkeiten in Netzplanung und -betrieb,“ VDE Verlag, Berlin, 2015.

- [14] Ernst&Young, „www.bmwi.de“, 2013. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler.pdf?__blob=publicationFile&v=5. [Zugriff am 29 05 2019].
- [15] G. Wirth, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, M. Lödl, R. Witzmann, J. Brantl, M. Garhamer und H. Wagenhäuser, „Felduntersuchung der Netzauslastung und Spannungsanhebung der PV-Anlagen,“ *OTTI e.V. Bereich Erneuerbare Energien, Regensburg*, Bde. %1 von %2ISBN: 978-3-941785-51-9, 2011.
- [16] S. S. S. Partlin, „7 Gründe warum man PV-Generatoren größer auslegen sollte,“ 29 01 2016. [Online]. Available: <https://www.sma-sunny.com/7-gruende-warum-man-pv-generatoren-groesser-auslegen-sollte/>. [Zugriff am 14 05 2019].
- [17] Umweltbundesamt, „Was ist ein "Smart-Grid",“ 03 08 2013. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-ist-ein-smart-grid>. [Zugriff am 14 05 2019].
- [18] Bundesnetzagentur, „Smart Grid und Smart Market - Eckpunktepapier der BNetzA zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems,“ 01 12 2011. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 14 05 2019].
- [19] M. Wagler, „Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung,“ in *14. Symposium Energieinnovation*, Graz/Austria, 2016.
- [20] SEW-Eurodrive, *Praxis der Antriebstechnik*, SEW-Eurodrive, 2013.
- [21] Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, *Vorlesungen in Systemintegration der Leistungselektronik*, Magdeburg, 2014.
- [22] W. Mombauer und J. Schwabbach, *Power Quality - Entstehung und Bewertung von Netzzrückwirkungen*, VDE-Schriftreihe 127, 2008.
- [23] W. Mombauer, *Flicker in Stromversorgungsnetzen*, VDE-Schriftreihe 110, 2005.
- [24] W. Mombauer, „Netzzrückwirkungen von Niederspannungsgeräten,“ VDE-Schriftreihe 111, 2006.
- [25] SEW-Eurodrive, *EMV in der Antriebstechnik*, SEW-Eurodrive, /12/2002.
- [26] „Wikipedia, die freie Enzyklopädie,“ [Online]. Available: <https://de.wikipedia.org/wiki/Transienten>. [Zugriff am 2015 06 25].
- [27] P. Esslinger, *Statische Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen im Lichte vermehrter dezentraler Einspeisung*, München: Dr. Hut Verlag, 2016.
- [28] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,“ Dr. Hut Verlag, München, 2001.
- [29] O. Biechteler, „Entwicklung von Referenznetzen zur Berechnung der Auswirkungen dezentraler Einspeiseanlagen,“ TUM, München, 2007.